

POLITECHNIKA POZNAŃSKA
WYDZIAŁ AUTOMATYKI, ROBOTYKI I ELEKTROTECHNIKI

OPTYMALIZACJA PARAMETRÓW I ROZMIESZCZENIA MAGAZYNÓW ENERGII W SIECIACH DYSTRYBUCYJNYCH ZE ŹRÓDŁAMI NIESTABILNYMI

mgr inż. Stanisław MIKULSKI
Rozprawa doktorska

Promotor:
dr hab. inż. Andrzej TOMCZEWSKI

Promotor pomocniczy:
dr inż. Arkadiusz DOBRZYCKI

Słowa kluczowe:

magazyny energii, odnawialne źródła energii, rozptył mocy, optymalizacja wielokryterialna, przesyłowe straty mocy

Poznań, 2022

Spis Treści

STRESZCZENIE	5
ABSTRACT	6
1 Wprowadzenie	7
1.1 Uzasadnienie podjęcia tematyki badań.....	7
1.2 Przegląd literaturowy	9
2 Cel, teza, zadania szczegółowe i zakres pracy.....	14
3 Metody analizy rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym	16
3.1 Podstawowe definicje i regulacje prawne.....	16
3.2 Jednostki względne	19
3.3 Model admitancyjny sieci elektroenergetycznej	19
3.4 Rozptyw mocy	22
3.5 Metody wyznaczania rozptywu mocy	25
3.5.1 Metoda Newtona-Raphsona (NR).....	27
3.5.2 Zbieżność metody NR do rozwiązania w punkcie pracy stabilnej	30
3.5.3 Porównanie metod rozwiązywania rozptywu mocy	31
4 Zrównoleglenie analizy rozptywu mocy z zastosowaniem jednostki GPU.....	34
4.1 Obliczenia równoległe	34
4.2 Budowa jednostek graficznych w architekturze CUDA.....	34
4.3 Analiza rozptywu mocy z zastosowaniem GPU.....	36
4.3.1 Obliczanie bilansu mocy	37
4.3.2 Obliczanie uchybu	38
4.3.3 Obliczanie Jakobianu	39
4.3.4 Obliczanie odwrotności Jakobianu	40
4.4 Badanie przyspieszenia obliczeń rozptywu mocy	41
5 Zastosowanie magazynów energii w systemie elektroenergetycznym.....	43
5.1 Parametry i klasyfikacja magazynów energii elektrycznej.....	43
5.2 Strategie wykorzystania magazynów energii w systemie elektroenergetycznym.....	45
5.3 Uogólniony model matematyczny magazynu energii	49
5.4 Informatyczny model magazynu energii	51
6 Źródła niestabilne	54
6.1 Wprowadzenie	54
6.2 Instalacje fotowoltaiczne	56

6.2.1	Model obwodowy ogniwa fotowoltaicznego.....	56
6.2.2	Charakterystyka napięciowo-prądowa modułu fotowoltaicznego.....	57
6.2.3	Wpływ irradiancji na pracę modułu fotowoltaicznego.....	58
6.2.4	Wpływ temperatury na pracę ogniwa fotowoltaicznego.....	58
6.3	Turbiny wiatorwe.....	60
7	Metody optymalizacji wielokryterialnej.....	63
7.1	Wprowadzenie.....	63
7.2	Podział metod optymalizacji wielokryterialnej.....	65
7.3	Metoda sumy ważonej.....	66
7.4	Metoda ϵ -ograniczeń.....	68
7.5	Metody wykorzystujące metryki.....	69
7.6	Metody ewolucyjne.....	71
7.6.1	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm type II (NSGA-II).....	72
7.6.2	Biased Random Key Genetic Algorithm (BRKGA).....	75
7.6.3	Wielokryterialny algorytm roju cząstek.....	75
8	Optymalizacja parametrów i rozmieszczenia magazynów energii w sieci elektroenergetycznej.....	78
8.1	Cel optymalizacji.....	78
8.2	Zmienne decyzyjne, ograniczenia.....	78
8.3	Kryteria optymalizacji.....	79
8.4	Profile obciążeniowe i generacyjne.....	82
8.4.1	Profile produkcyjne dla OZE.....	84
8.4.2	Przebiegi obciążeń węzłowych.....	88
8.5	Algorytmy zarządzania pracą magazynów energii.....	89
8.6	Badania wstępne.....	92
8.6.1	Cel badań.....	92
8.6.2	Charakterystyka obiektu testowego – IEEE 30.....	92
8.6.3	Wybór grupy metod optymalizacji wielokryterialnej do badań wstępnych.....	94
8.6.4	Porównanie metod optymalizacji.....	95
8.7	Podsumowanie badań wstępnych i uzasadnienie wyboru metody optymalizacji do badań podstawowych.....	104
9	Charakterystyka obiektu optymalizacji.....	105
9.1	Schemat Poznańskiego Systemu Elektroenergetycznego (POSE).....	105
9.2	Konwencjonalne źródła energii elektrycznej w POSE.....	108

9.3 Źródła wiatrowe i solarne włączone do POSE	109
10 Optymalizacja rozmieszczenia magazynów energii w Poznańskim Systemie Elektroenergetycznym	111
10.1 Eksperyment 1: badanie wpływu OZE na system elektroenergetyczny bez magazynów energii	112
10.2 Eksperyment 2: Optymalizacja parametrów i struktury magazynów energii pracujących w strategii Peak Shaving.....	114
10.2.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji	114
10.2.2 Optymalizacja rozmieszczenia i wielkości magazynów energii w POSE (brak włączonych OZE)	116
10.2.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 25 MW.....	121
10.2.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 200 MW.....	129
10.3 Eksperyment 3: optymalizacja parametrów i struktury magazynów energii pracujących w strategii Voltage Support	136
10.3.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji	136
10.3.2 Optymalizacja rozmieszczenia i wielkości magazynów energii w POSE (brak włączonych OZE)	138
10.3.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 25 MW.....	143
10.3.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 200 MW.....	150
10.4 Eksperyment 4: optymalizacja parametrów i rozmieszczenia magazynów energii pracujących w strategii Power Smoothing	157
10.4.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji	158
10.4.2 POSE bez włączonych źródeł OZE	159
10.4.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 25 MW.....	164
10.4.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 200 MW.....	171
11 Podsumowanie	177
SPIS BIBLIOGRAFICZNY	182
SPIS ILUSTRACJI.....	191
SPIS TABEL	197

STRESZCZENIE

Tematyka rozprawy dotyczy problemu poprawy warunków pracy sieci elektroenergetycznej, po włączeniu w jej strukturę źródeł niespokojnych (wiatrowych i fotowoltaicznych) o dużych mocach, poprzez rozmieszczanie w węzłach systemu magazynów energii oraz dobór ich pojemności i metody zarządzania. Celem rozprawy jest sprawdzenie możliwości zastosowania metod optymalizacji wielokryterialnej do ustalenia optymalnych lokalizacji i pojemności magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych 110 kV, minimalizujących wybrane wskaźniki związane z pracą sieci elektroenergetycznej.

Realizacja celu pracy wymagała wykorzystania modeli i metod analizy elementów składowych systemu elektroenergetycznego, oraz wyboru efektywnej metody optymalizacyjnej i zdefiniowania szczegółowych kryteriów optymalizacji. W zakresie analizy rozptyłu mocy, na podstawie wyników badań autorskich, wykorzystano metodę Newtona-Raphsona. Celem skrócenia czasu analiz elementy algorytmu zaimplementowano w technologii zrównoleglenia, z wykorzystaniem technologii CUDA na procesorze graficznym GPU. Odwzorowanie dobowych profili obciążenia węzłów uzyskano na podstawie danych udostępnionych przez operaty sieci dystrybucyjnej, a dobowy profili mocy generowanej przez źródła niestabilne zrealizowano, na podstawie archiwalnych danych pogodowych, metodą analizy częstotliwościowej (FFT). Dodatkowo zaimplementowano: uogólniony model magazynu energii oraz trzy algorytmy jego sterowania: ograniczający szczytowe obciążenia, utrzymujący napięcie węzłowe w dopuszczalnym zakresie oraz ograniczający wahania mocy czynnej w węźle.

W celu doboru metody optymalizacyjnej do realizacji badań właściwych rozwiązano szereg problemów testowych porównując efektywność obliczeniową metod NSGA-II, MPSO oraz BRKGA. Wyniki badań testowych doprowadziły do wyboru metody BRKGA, która została zmodyfikowana w trakcie prac poprzez wprowadzenie mutacji potęgowej zwiększającej skuteczność oraz powtarzalność wyników (BRKGA-PM).

Uwzględniając istotne techniczne aspekty pracy sieci elektroenergetycznej autor zaproponował do oceny jej stanu wykorzystanie następujących kryteriów: straty przesyłowe w liniach, przekroczenia dozwolonych poziomów napięć oraz wahania mocy czynnej w węźle bilansującym, będących jednocześnie podstawą do wyznaczenia funkcji celu optymalizacji wielokryterialnej.

Badania właściwe prowadzono dla poznańskiego systemu elektroenergetycznego (POSE) w formie obliczeń optymalizujących rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w jego węzłach. Badania przeprowadzono dla wielu przypadków włączenia do wskazanej sieci źródeł niestabilnych – wiatrowych i PV – o różnej mocy sumarycznej i o różnym ich rozdziale procentowym.

Uzyskane wyniki jednoznacznie potwierdzają postawioną w rozprawie tezę. Zastosowanie optymalizacji wielokryterialnej do rozmieszczenia i ustalenia pojemności magazynów energii włączonych do węzłów systemu pozwala na minimalizację przyjętych wskaźników jakości, przy ograniczeniu całkowitej pojemności energetycznej magazynów. Na podstawie wyników ustalono charakterystyczne metody rozmieszczenia magazynów w zależności od przyjętego kryterium (strategii działania magazynu), a także wpływ minimalizacji poszczególnych kryteriów na zmiany pozostałych.

ABSTRACT

The subject of the dissertation refers to the issue of improvement of the operating conditions of the power grid, after incorporating high power intermittent sources (wind and photovoltaic installations) into its structure, through the placement of energy storage systems in the nodes, and with appropriate selection of their capacity and management method. The aim of the dissertation is to check the possibility of the application of multi-criteria methods to determine the optimal locations and capacities of energy storages in 110 kV distribution networks, minimising the selected indicators related to the operation of the power grid.

The accomplishment of the aim of the paper required the use of models and methods of analysis of components of the power system and the selection of an effective optimisation method and definition of detailed optimisation criteria. As far as power flow analysis is concerned, the Newton-Raphson method was used, based on the results of the authors' research. In order to shorten the time of analyses, elements of the algorithm were implemented in the parallelisation technology, using the CUDA technology on the GPU. The mapping of the daily load profiles of the nodes was obtained on the basis of data made available by the distribution network operators, and a daily profile of the power generated by unstable sources was realised, on the basis of archival weather data, using the Frequency Analysis Method (FFT). Additionally, the generalised energy storage model and three algorithms of its control were implemented: one that limits peak loads, one that keeps the nodal voltage within an acceptable range and one that limits active power fluctuations in the node.

In order to select the optimisation method for the performance of proper research, a number of test problems were resolved by comparing the computational efficiency of such methods as NSGA-II, MPSO and BRKGA. The test results led to the selection of the BRKGA method which was modified in the course of work by introducing power mutation that increases the effectiveness and repeatability of results (BRKGA-PM).

Taking into account the technically relevant aspects of the operation of the power grid, the author proposed using the following criteria to assess its condition: transmission losses in lines, and any exceeding of permitted voltage levels and active power fluctuations in the balancing node, which are also the basis for determining the objective function of multi-criteria optimisation.

The relevant research was carried out for the Poznan power system (POSE) in the form of calculations optimising the locations and capacities of energy storages in its nodes. The research was conducted for many cases of incorporation of unstable sources into the indicated power grid - wind and PV sources with different total powers and different percentage distribution.

The obtained results unambiguously confirm the thesis set out in the dissertation. The use of multi-criteria optimisation for the deployment and determination of the capacity of energy storages incorporated into the system nodes allows for the minimisation of the adopted quality indicators, while reducing the total energy capacity of the storages. Based on the results, the characteristic methods of deployment of the energy storages were determined depending on the adopted criterion (storage operation strategy), as well as the impact of the minimisation of the respective criteria on changes in others.

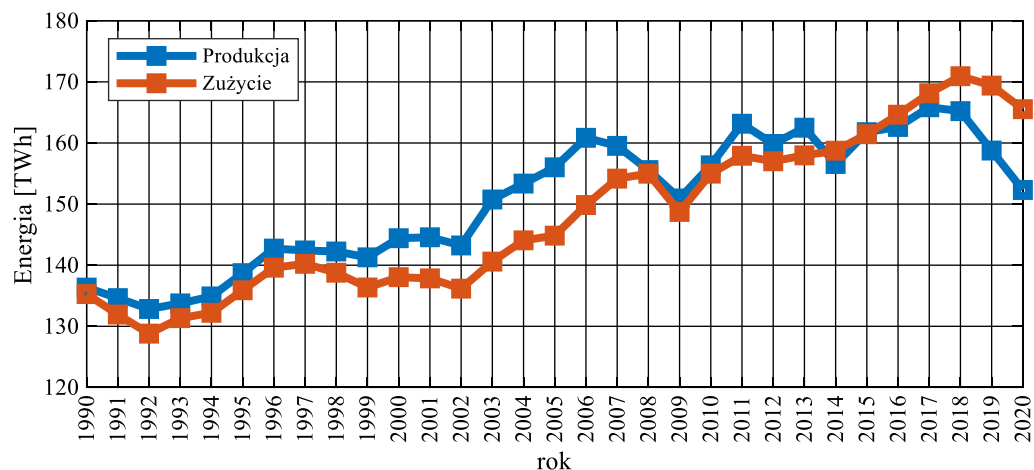
1 Wprowadzenie

1.1 Uzasadnienie podjęcia tematyki badań

Rynek energetyczny podlega ciągłej zmianie wynikającej z aktualnych trendów w światowej gospodarce oraz przemyśle energetycznym. Do najważniejszych aspektów transformacji energetycznej można zaliczyć starania o ochronę środowiska naturalnego poprzez poszukiwanie alternatywy dla konwencjonalnych źródeł energii, co w znacznym stopniu ma ograniczyć emisję gazów cieplarnianych. Zakłada się, że w ten sposób zatrzymany zostanie wzrost średniej temperatury na świecie.

Dodatkowo, coraz gorszy stan powietrza w aglomeracjach powoduje, że państwa wdrażają programy wspierające rozwój elektromobilności. Pojazdy elektryczne dzięki poprawie ich parametrów (np. zasięg, szybkość ładowania) stają się alternatywą dla aut wyposażonych w silniki spalinowe. Przewiduje się, że na polskich drogach w roku 2025 może jeździć ponad 1 milion aut elektrycznych [1, 2]. W związku z przewidywaniami ciągłego wzrostu liczby aut elektrycznych zwiększy się jednak istotnie zapotrzebowanie na produkcję energii elektrycznej [3].

Powyższe elementy powodują, że Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) stoi aktualnie przed wieloma wyzwaniami technologicznymi, z których jednym z najważniejszych będzie niedobór mocy wynikający z nieproporcjonalnego wzrostu zapotrzebowania w stosunku do rozwoju źródeł wytwórczych. Na rysunku 1.1 przedstawiono roczną produkcję i zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 1992-2020. Od roku 2014 roczne zużycie energii elektrycznej jest w Polsce większe niż jej produkcja.



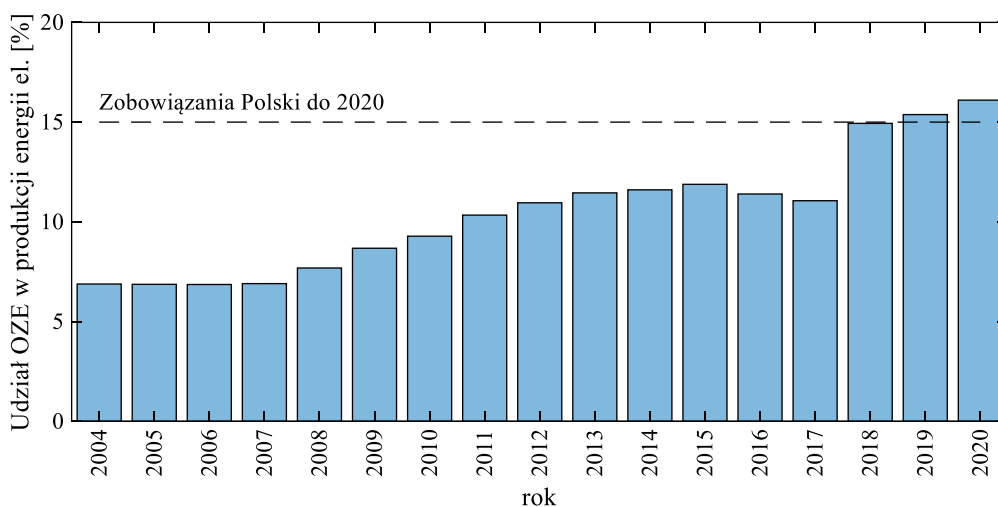
Rysunek 1.1 Roczna produkcja i zużycie energii w Polsce [opr. własne na podstawie danych PSE]

Celem pokrycia zwiększającego się zapotrzebowania na energię elektryczną niezbędne jest zwiększenie zainstalowanej mocy systemowej. Za wzrostem produkcji energii, poprzez przyłączanie nowych lub modernizowanie starych instalacji wytwórczych, wiąże się potrzeba zwiększenia przepustowości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz ograniczenia strat przesyłowych. Dodatkowo Polska, jako członek Unii Europejskiej (UE), ratyfikowała porozumienie Paryskie, które zakłada m. in. długofalową politykę ograniczającą emisję CO₂ do atmosfery w celu m. in: utrzymania wzrostu średniej temperatury na świecie na poziomie znacznie poniżej 2°C względem poziomu sprzed epoki przemysłowej [4]. Jednym z narzędzi w

ramach tej polityki jest sztuczna regulacja kosztów produkcji energii w konwencjonalnych elektrowniach, poprzez przyznawanie limitów emisji CO₂ przez Komisję Europejską (KE).

Powyższe czynniki wymuszają na Polsce modyfikację profilu wytwarzania energii elektrycznej. Głównym sposobem na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetycznym jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w krajowym mikście energetycznym. Pozwoli to na częściowe lub całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię bez negatywnego wpływu na jakość powietrza, a także ograniczenie zapotrzebowania na nieodnawialne źródła energii, takie jak ropa naftowa czy węgiel.

Na rysunku 1.2 przedstawiono udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2014-2020 [5].



Rysunek 1.2 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2004 [opr. własne na podstawie danych z PSE]

Aktualnie w Polsce wśród źródeł OZE największą łączną moc zainstalowaną w KSE mają instalacje fotowoltaiczne (7122 MW) oraz elektrownie wiatrowe (7000,1 MW). Następne w kolejności są elektrownie wodne (976,4 MW), elektrownie na biomasę (912,3 MW) oraz biogazownie (257,2 MW)¹ [6].

Ze względu na charakterystykę wytwarzania energii elektrycznej OZE można podzielić na źródła stabilne (biomasa i energia wodna) oraz niestabilne (silnie zależne od warunków atmosferycznych – energia wiatru i słoneczna). Wzrost udziału generacji niestabilnej w krajowej produkcji energii elektrycznej stawia przed operatorami sieci dystrybucyjnych wyzwania technologiczne obejmujące głównie:

- potrzeby zapewnienia rezerwowania mocy,
- utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej u odbiorcy końcowego [7],
- zapewnienie możliwości przesyłowych sieci dla nowopowstałych instalacji odnawialnych,
- możliwość świadczenia usług systemowych przez energetykę odnawialną.

Jednym z potencjalnych rozwiązań technologicznych, które mogą wspomagać proces transformacji KSE jest wykorzystanie magazynów energii, które przy przyjęciu odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają m. in. na ograniczenie strat przesyłowych, wspomaganie regulacji napięcia i częstotliwości, częściową stabilizację generacji z OZE, ograniczenie tzw.

¹ Stan na listopad 2021

redispatchnigu (czyli przymusowego włączania elektrowni celem zmiany przepływu mocy) oraz odciążanie systemu w szczytach zapotrzebowania na energię.

W sieciach dystrybucyjnych, posiadających najczęściej złożoną topologię, dobór rozmieszczenia magazynów, ich wielkości (pojemności) całkowitej oraz rodzaju, przy dużych kosztach inwestycyjnych ma kluczowy wpływ na efektywność energetyczną i ekonomiczną inwestycji.

Zwiększenie udziału OZE w systemie elektroenergetycznym daje możliwość ograniczenia strat przesyłowych, jednakże ogranicza możliwość regulacji ilości wytwarzanej energii. Magazyny energii pozwalają m. in. na przechowanie nadprodukcji energii i późniejsze jej wykorzystanie w momencie, gdy ilość energii produkowanej z OZE jest niewystarczająca. Dzięki temu możliwe jest efektywniejsze wykorzystanie odnawialnej energii i dalsze ograniczenie zapotrzebowania na energię konwencjonalną.

Wzrost liczby aut elektrycznych również stanowi nową perspektywę dla technologii magazynowania energii dzięki technologii V2G (ang. *Vehicle to Grid*). Jej idea jest dwukierunkowa wymiana energii pomiędzy magazynami aut elektrycznych a siecią elektroenergetyczną. W ten sposób auta będą mogły pełnić rolę mobilnych magazynów energii wykorzystywanych w celu odciążenia systemu elektroenergetycznego w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię.

Widocznym aktualnie trendem w energetyce jest tworzenie tzw. inteligentnych sieci energetycznych (ang. *Smart Grid*), w których wykorzystywana jest komunikacja pomiędzy wszystkimi uczestnikami rynku energii pozwalająca na: efektywniejsze rozprowadzanie wytwarzanej energii, zwiększenie niezawodności jej dostaw oraz zmniejszenie kosztów po stronie zakładów elektrycznych i odbiorców, a także wykorzystanie instalacji OZE, w tym typu prosumenckiego [8]. Przewiduje się, że ta tendencja będzie się utrzymywać w kolejnych latach.

Prowadzone w rozprawie badania naukowe mają na celu opracowanie metod wspomagających projektowanie instalacji magazynujących energię elektryczną z uwzględnieniem wielu aspektów technicznych decydujących o jakości energii elektrycznej wytwarzanej i odbieranej w systemie elektroenergetycznym.

1.2 Przegląd literaturowy

Problem integracji źródeł niestabilnych z sieciami dystrybucyjnymi, w ramach generacji rozproszonej, jest jednym z aktualnych problemów nowoczesnej energetyki. Świadczy o tym liczba prac publikowanych w renomowanych międzynarodowych czasopismach naukowych podejmujących powyższą tematykę. W pracy [9] przedstawiono metodę rozmieszczania odnawialnych źródeł energii w pojedynczej linii dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, w taki sposób by w całym analizowanym odcinku sieci nie występowały przekroczenia dozwolonych poziomów napięć.

Nieprzewidywalność profilu wytwórczego turbin wiatrowych oraz ogniw fotowoltaicznych jest powodem opracowania koncepcji ich integracji z magazynami energii. W pracy [10] dokonani analizy wpływu przyłączenia magazynów energii na pracę turbin wiatrowych. Zaproponowano metodę doboru magazynu sprężonego powietrza CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*) w celu poprawy niezawodności i operacyjności instalacji wiatrowych w systemie elektroenergetycznym. W pracy [11] zaproponowano metodę rozmieszczania CAES z wykorzystaniem algorytmu genetycznego, której celem jest

maksymalizacja wykorzystania energii z wiatru w sieciach o dużym nasyceniu turbinami wiatrowymi.

W pracy [12] przedstawiono metodę optymalizacji rozmieszczenia i doboru pojemności dla magazynów w sieci dystrybucyjnej w taki sposób, by minimalizowane były koszty wynikające z: odchyłki poziomu napięcia od wartości nominalnej, strat mocy oraz wymiany energii na rynku bilansującym. Do rozwiązania tego problemu zastosowano algorytm genetyczny oraz metodę roju cząstek.

W artykule [13] przedstawiono zalety ekonomiczne oraz systemowe stosowania magazynów energii oraz generacji rozproszonej w zamkniętych mikrosieciach. Do określenia rozdziału generowanej mocy pomiędzy sterowane obciążenia i magazyny w węzłach systemu zdefiniowano problem optymalnego rozptywu mocy OPF (ang. *Optimal Power Flow*), który został rozwiązany za pomocą metody roju cząstek.

W pracy [14] analizowali współpracę turbin wiatrowych z magazynem kinetycznym FES (ang. *Flywheel Energy Storage*) ze względu na niezawodność dostaw energii elektrycznej. Zauważono, że przekroczenie pewnej pojemności FES powoduje znacznie zwiększenie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych przy braku dalszej poprawy analizowanych parametrów energii.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych w aspekcie stosowania magazynów energii rozpatrywany jest problem ograniczenia wahań napięcia systemowego (przy wykorzystaniu magazynów energii) wynikającego z dynamicznych zmian irradancji [15–18]. W [15] autorzy przyjmują arbitralnie, że magazyny energii podłączone są do tych samych węzłów co instalacja fotowoltaiczna, a zagadnienie optymalizacji polega na dobraniu odpowiedniej ich pojemności. W [19] zaproponowano dynamiczny model regulatora superkondensatorów współpracujących z podłączonymi do sieci OZE. Zadaniem takiego regulatora jest ograniczenie zmienności mocy wyjściowej instalacji. Autorzy [20] skupiają się na zagadnieniu optymalnego rozmieszczania dystrybucyjnych źródeł energii (DER) oraz dystrybucyjnych magazynów energii (DEES) w sieci dystrybucyjnej.

W pracy [21] przedstawiono problem programowania nieliniowego o częściowo całkowito-liczbowej strukturze, integracji generacji rozproszonej z sieciami dystrybucyjnymi SN w kontekście stabilności napięciowej. Wykorzystano tutaj opisany w [22], wskaźnik lambda, który jest odzwierciedleniem zapasu mocy pozornej dla napięciowej stabilności analizowanego systemu. Podczas optymalizacji wykorzystano oprogramowania GAMS [23].

Dodatkowym aspektem prezentowanych w publikacjach analiz jest często optymalizacja harmonogramu operacyjnego powyższych instalacji (profile generacji i odbioru) ze względu na kryteria takie jak: minimalizacja strat przesyłowych [24], minimalizacja kosztów produkcji energii elektrycznej [24, 25], minimalizacja kosztów zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę [20] w ramach kontroli popytu DSM (ang. *Demand Side Management*), czy ograniczenie redispatchingu [26].

W pracy [27] przedstawiono optymalizację współpracy magazynów energii z odnawialnymi źródłami energii włączonymi do systemu elektroenergetycznego. W pracy lokalizacja magazynów jest określona arbitralnie. Przedstawiona optymalizacja z ograniczeniami, w wyniku zastosowania metody Lagrange'a, miała charakter optymalizacji bez ograniczeń.

W pracy [28] przedstawiono metodę optymalnego zwymiarowania hybrydowego systemu elektroenergetycznego, w skład którego wchodzi źródła wiatrowe oraz instalacje magazynującej energię. Do celu modelowania niepewności zapotrzebowania na obciążenie oraz przebiegu prędkości wiatru wykorzystano autoregresywną średnią ruchomą. Za cel optymalizacji przyjęto minimalizację jednorazowych oraz rocznych kosztów operacyjnych hybrydowej całej instalacji hybrydowej.

Ilość i złożoność aspektów technologicznych i ekonomicznych prowadzi do rozwoju różnorodnych procedur doboru optymalnej lokalizacji i pojemności magazynów energii. Aktualnie spotykane w literaturze metody mają głównie charakter wieloetapowy, w którym problem poszukiwania optymalnej lokalizacji i parametrów magazynów energii jest rozbijany na sekwencyjnie rozwiązywane problemy poszukiwania optymalnej lokalizacji magazynów energii oraz optymalnej pojemności magazynów energii.

W pracy [29] określono lokalizację i pojemność magazynów na podstawie wyników symulacji dla dwóch rozdzielczości czasu: jednogodzinnej oraz jednodominutowej. Pierwszą rozdzielczość wykorzystano do znalezienia całkowitej pojemności magazynów energii potrzebnej do eliminacji stanów sieci dystrybucyjnej, w których parametry systemu przekraczają ograniczenia techniczne. Otrzymane pojemności są rozdzielane z wykorzystaniem zaproponowanej metody alokacji dystrybucyjnych magazynów energii wykorzystującej programowanie wypukłe. Rozdzielczość jednodominutowa jest natomiast wykorzystywana do optymalizacji pojemności magazynów energii ograniczających wahania napięć w systemie o dużej penetracji instalacjami fotowoltaicznymi. Dla stosowanej strategii przyjmuje się, że punktem lokalizacji magazynu jest węzeł wytwórczy lub węzeł, do którego przyłączono w sposób bezpośredni niestabilną instalację wytwórczą (dowód przeprowadzono w [30]).

W rozpatrywanym zagadnieniu analiza zdefiniowanych kryteriów odbywa się najczęściej na podstawie analizy statycznej pracy systemu (rozpływie mocy pomiędzy węzłami). W celu wyznaczenia aktualnego rozpływu mocy wykonuje się obliczenia tzw. optymalny rozpływ mocy OPF (ang. *Optimal Power Flow*) [31, 32]. Jest to problem poszukiwania optymalnej generacji mocy z poszczególnych węzłów wytwórczych, przy czym, dla każdego węzła wytwórczego (lub dla każdej jednostki wytwórczej w węźle) zdefiniowana jest funkcja kosztu (np. jako krzywa zlinearyzowana, albo funkcja wielomianowa), a optymalizacji podlega sumaryczny koszt wszystkich generacji w systemie. OPF jest problemem z ograniczeniami nieliniowymi, m. in. dopuszczalny przedział napięć węzłowych, zdolności generacyjne poszczególnych generatorów oraz obciążalność linii elektroenergetycznych.

W [33] przyjęto OPF jako problem programowania liniowego (system został zlinearyzowany wokół aktualnego punktu pracy). Podobne podejście można odszukać w [34]. Natomiast w pracy [32] zdefiniowano OPF jako problem programowania wypukłego, a w [29] jako problem programowania stożkowego drugiego rzędu. Takie uproszczenie problemu OPF z jednej strony powoduje mniej skomplikowany zapis matematyczny, a więc skrócenie czasu obliczeń, z drugiej jego wynik jest tylko przybliżeniem rzeczywistego rezultatu OPF.

Innym podejściem do analizy chwilowych stanów systemu jest stosowanie probabilistycznego OPF (P-OPF), w którym wartości generacji oraz obciążeń są zmiennymi losowymi z odpowiadającymi im rozkładami gęstości prawdopodobieństwa, wyznaczanymi na podstawie danych archiwalnych. W pracy [35] zaprezentowano metodę dwupunktowej

estymacji do rozwiązania probabilistycznego optymalnego rozptywu mocy. Jako zmienne czynniki o stochastycznej naturze przyjęto obciążenia węzłowe oraz rynkowe ceny energii.

Wykorzystanie OPF do analizowanego w pracy problemu byłoby zasadne w przypadku, gdy analizowany jest system z dużą liczbą źródeł stabilnych, w których możliwe jest regulowanie wytwarzanej mocy czynnej. W przypadku źródeł niestabilnych, możliwości regulacji są bardzo ograniczone, a energia w nich wytwarzana ma pierwszeństwo przed energią ze źródeł konwencjonalnych.

Oprócz wyznaczania parametrów i lokalizacji magazynów energii w systemie elektroenergetycznym, bardzo ważnym czynnikiem mającym wpływ na efektywność wybranego rozwiązania jest zdefiniowanie algorytmu kontrolującego wymianę mocy pomiędzy magazynem energii a siecią dystrybucyjną lub źródłami OZE. W pracy [36] zaproponowano metodę optymalizacji wykorzystującą algorytm genetyczny oraz metody programowania dynamicznego do rozmieszczenia i zarządzania magazynami energii. W artykule [37] przedstawiono wykorzystanie metody programowania dynamicznego do sterowania magazynami energii podłączonymi do sieci dystrybucyjnej, w której występują źródła niestabilne. Za cel przyjęto ograniczenie strat przesyłowych występujących w sieci.

Coraz częściej w różnych pracach dobór położenia i pojemności magazynów jest definiowany w sposób wielokryterialny. W [38] przedstawiono problem rozmieszczenia magazynów energii oraz przełączników sieciowych w celu zwiększenia niezawodności sieci. Jako kryteria oceny przyjęto dwa wskaźniki niezawodności SAiDi i MAiFi oraz koszt modernizacji sieci. Do rozwiązania wielokryterialnego problemu optymalizacji wykorzystano algorytm NSGA-II.

W [39] przedstawiono metodę rozmieszczania generacji rozproszonej, doposażonych w magazyny energii i doboru ich pojemności w ujęciu wielu kryteriów takich jak: straty sieciowe, niezawodność oraz koszty inwestycyjne. Całość była analizowana dla sieci o strukturze radialnej. W artykule straty sieciowe i niezawodność były analizowane w oddzielnych wielokryterialnych problemach optymalizacyjnych. Do rozwiązania tych problemów wykorzystano metodę MOEA/D. Pojemność jest dobierana w sposób arbitralny na podstawie przyjętych wcześniej przebiegów. Algorytm sterowania magazynami jest bardzo uproszczony i nie analizuje możliwości oddawania mocy biernej. Poziomy napięcie stanowią ograniczenie a nie kryterium.

W cytowanych powyżej pracach analizy dotyczyły wpływu instalacji magazynującej energię tylko na jeden aspekt jej pracy, pomimo iż wykazano, że pozwala na regulację wielu czynników wpływających na pracę sieci dystrybucyjnej. Z drugiej strony, prace analizujące wiele kryteriów jednocześnie, dokonują optymalizacji poprzez przekształcenie problemu wielokryterialnego do optymalizacji jednokryterialnej z hybrydową jednokryterialną funkcją celu z parametrami wagowymi dla każdego kryterium. Takie podejście sprowadza podstawowy problem projektanta instalacji do doboru wag każdego z kryteriów. Wagi te najczęściej uzależnione są od czynników ekonomicznych (np. ceny surowców, opłaty za emisję gazów cieplarnianych), które charakteryzują się dużą zmiennością i zależnością od światowych giełd, polityki międzynarodowej (np. konflikty wojskowe) i innych czynników zewnętrznych. W związku z tym zestaw wag dających optymalne (w sensie ekonomicznym) rozwiązanie w momencie planowania inwestycji może być nieadekwatny do faktycznego stanu w momencie jej uruchomienia.

Prace, w których przedstawiono w pełni wielokryterialne podejście do analizowanego problemu, charakteryzują się małą różnorodnością przyjętych kryteriów (np. w [38] analizie podlegała tylko i wyłącznie stabilność sieci) lub brakiem komplementarnego studium problemu, czyli doboru zarówno lokalizacji, pojemności oraz strategii wymiany mocy.

Istnieje zatem potrzeba opracowania metody optymalizacji rozmieszczenia magazynów energii i ustalania ich pojemności oraz analizy wpływu strategii sterowania nimi, która pozwoli na odnalezienie optymalnych rozwiązań ze względu na wiele różnych kryteriów o naturze technicznej. Otrzymany w ten sposób zbiór rozwiązań stanowić powinien bazę dla projektanta instalacji, który na podstawie dalszej analizy ekonomicznej oraz znanym budżecie inwestycji będzie w stanie wybrać rozwiązanie ostateczne. W ten sposób wyselekcjonowane rozwiązanie zapewnia, że nawet przy zmianie czynników ekonomicznych, działająca instalacja z punktu widzenia jej wpływu na działanie sieci będzie optymalna.

2 Cel, teza, zadania szczegółowe i zakres pracy

Podstawowe cele pracy:

- opracowanie i implementacja algorytmu optymalizacji wielokryterialnej pozwalającego na ustalenie położenia, dobór pojemności oraz strategii wykorzystania magazynów energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych z podłączoną dużą liczbą niestabilnych źródeł energii,
- wykonanie wielowariantowych analiz optymalizacyjnych dla różnych przypadków nasycenia poznańskiej sieci dystrybucyjnej 110 kV źródłami niestabilnymi typu wiatrowego i fotowoltaicznego,
- określenie metod analizy otrzymanych rozwiązań w taki sposób by możliwe było określenie uniwersalnych wytycznych dotyczących rozmieszczania magazynów energii na przykładzie Poznańskiego Systemu Elektroenergetycznego (POSE).

Na podstawie badań wstępnych sformułowana została następująca teza:

„Zastosowanie wielokryterialnej metody optymalizacji do ustalenia lokalizacji, parametrów i strategii pracy magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych z generacją niestabilną pozwala na poprawę warunków pracy sieci dystrybucyjnej i parametrów jakościowych energii elektrycznej, szczególnie ograniczenie strat przesyłowych, wartości napięć węzłowych oraz wahań mocy bilansującej.”

Teza rozprawy została udowodniona poprzez realizację następujących zadań szczegółowych:

- opracowanie i implementację modeli sieci dystrybucyjnych z generacją rozproszoną (wiatrową i słoneczną) oraz wybranych typów magazynów energii,
- porównanie metod wyznaczania rozptyłu mocy dla testowych sieci IEEE,
- implementację wybranej metody wyznaczania rozptyłu mocy na procesorze graficznym (zrównoleglenie obliczeń) celem przyśpieszenia obliczeń,
- modelowanie i analizę wpływu pracy magazynów energii (w tym litowo-jonowych), pracujących w sieciach dystrybucyjnych, na jakość energii i warunki pracy systemu (przesyłowe straty mocy, wartości napięcia w węzłach, częstotliwość),
- zdefiniowanie technicznych kryteriów oceny pracy sieci dystrybucyjnych i ustalenie kryteriów jakości różnych analizowanych rozwiązań badanego problemu,
- wybór metody optymalizacji rozmieszczenia i parametrów, szczególnie pojemności elektroenergetycznej magazynów energii na podstawie rozwiązania problemów testowych wykonywanych na ustandaryzowanej strukturze sieci elektroenergetycznej,
- wykonanie na podstawie zgromadzonych danych modelu sieci dystrybucyjnej 110 kV dla miasta Poznania i powiatu poznańskiego,
- przeprowadzenie optymalizacji wielokryterialnej parametrów i rozmieszczenia magazynów energii dla poznańskiej sieci dystrybucyjnej z włączonymi źródłami niestabilnymi,
- analiza wpływu przyjętej strategii wykorzystania magazynu energii na pracę systemu, z uwzględnieniem mocy, rodzaju przyłączonych do niego źródeł niestabilnych oraz proporcji mocy źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych,

- opracowanie wytycznych do rozmieszczania magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych.

Rozprawa doktorska składa się z jedenastu rozdziałów.

Rozdział pierwszy jest wprowadzeniem, w którym uzasadniono podjęcie przedstawionej tematyki badań, a także dokonano przeglądu literatury.

W rozdziale drugim zdefiniowano: cel, tezę, zadania szczegółowe i zakres pracy.

W rozdziale trzecim wymieniono podstawowe definicje i regulacje prawne określające zasady działania systemu elektroenergetycznego. Omówiono także, poszczególne metody analizy rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym. Przedstawiono badania porównawcze różnych metod iteracyjnych.

W rozdziale czwartym przedstawiono algorytm wykonywania w sposób równoległy obliczeń rozptywów mocy z wykorzystaniem procesorów graficznych (GPU). Dokonano także porównania czasów obliczeń dla procesorów systemowych (CPU) i graficznych.

W rozdziale piątym omówiono poszczególne technologie magazynowania energii. Przedstawiono uogólniony matematyczny i informatyczny model magazynu energii, a także różne strategie ich wykorzystania w systemie elektroenergetycznym.

W rozdziale szóstym przedstawiono model obwodowy ogniwa fotowoltaicznego, różne sposoby modelowania krzywej mocy turbiny wiatrowej oraz metody wyznaczania uzysku energii w skali roku na podstawie archiwalnych danych meteorologicznych.

W rozdziale siódmym przedstawiono definicję niezdominowania w sensie Pareto oraz metody poszukiwania zbioru rozwiązań niezdominowanych. Przedstawiono m. in. metody ewolucyjne takie jak: NSGA-II, BRKGA oraz MPSO.

W rozdziale ósmym zdefiniowano problem wielokryterialnej optymalizacji rozmieszczania magazynów energii oraz ich pojemności w systemie elektroenergetycznym w tym: cel optymalizacji, zmienne decyzyjne, ograniczenia, kryteria optymalizacji. Zaproponowano także modyfikację metody BRKGA (BRKGA-PM). Przedstawiono rezultaty badań wstępnych, a na ich podstawie do badań właściwych wykorzystano metodę BRKGA-PM.

W rozdziale dziewiątym przedstawiono charakterystykę obiektu optymalizacji, Poznańskiego Systemu Elektroenergetycznego (POSE). Zdefiniowano zbiór węzłów systemowych, źródeł zasilania oraz linii elektroenergetycznych.

W rozdziale dziesiątym przedstawiono wyniki badań właściwych wykonane dla różnych strategii pracy magazynów energii, różnych wielkości przyłączonych OZE oraz różnych pojemności sumarycznych instalacji magazynującej.

Pracę kończy rozdział jedenasty, w którym zamieszczono podsumowanie i wnioski końcowe.

3 Metody analizy rozplywu mocy w systemie elektroenergetycznym

3.1 Podstawowe definicje i regulacje prawne

System elektroenergetyczny (SEE) jest zbiorem połączonych ze sobą siecią elektroenergetyczną urządzeń i instalacji elektroenergetycznych służących do wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Jest on sterowany przez zbiór ośrodków dyspozytorskich, które monitorują i zarządzają jego pracą [40].

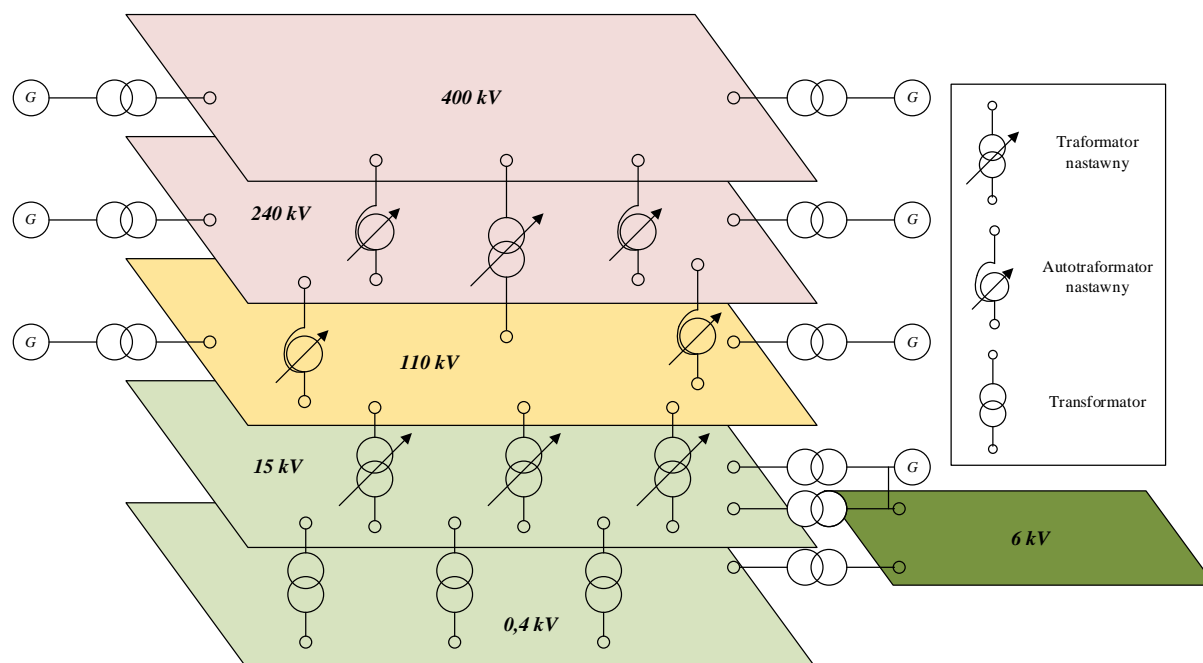
Ze względu na realizację powyższych funkcji SEE można podzielić na podsystemy: wytwórczy, sieć przesyłową oraz sieć dystrybucyjną [41].

W skład podsystemu wytwórczego wchodzi jednostki wytwórcze należące do przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Sieć przesyłowa to część sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć (co najmniej 200 kV) lub wysokich napięć (w Polsce 110 kV) zarządzana przez operatora systemu przesyłowego, którego głównymi zadaniami są:

- przesył systematyczny energii elektrycznej na duże odległości od dużych zakładów wytwórczych do sieci dystrybucyjnych,
- przesyły wyrównawcze i kompensacyjne,
- współpraca międzysystemowa [40].

Sieć dystrybucyjna to sieć elektroenergetyczna wysokich (110 kV), średnich (od 1 kV do 60 kV) i niskich napięć (poniżej 1 kV). Jej głównym zadaniem jest doprowadzenie energii do odbiorców końcowych. Za ruch sieciowy w sieciach dystrybucyjnych odpowiadają operatorzy systemu dystrybucyjnego. Na rysunku 3.1 przedstawiono strukturę KSE zgodnie z zapisem w [40].



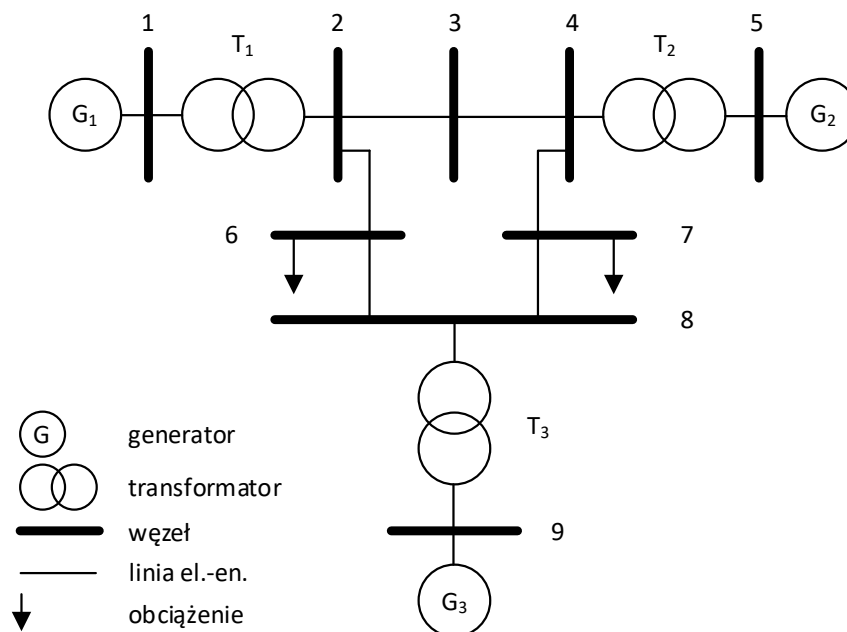
Rysunek 3.1 Struktura Krajowego Systemu Elektroenergetycznego: strefa otwarta (jasno zielona); strefa przemysłowa (ciemnozielona); strefa częściowo-zamknięta (żółta); strefa zamknięta (różowa) [41]

Jeszcze kilka lat temu sieć dystrybucyjna była traktowana jako sieć pasywna, w której nie występowały źródła energii włączony w sposób bezpośredni. Coraz większa penetracja sieci

dystrybucyjnych odnawialnymi źródłami energii (w Polsce głównie turbinami wiatrowymi przyłączanymi do sieci WN i SN) i prosumencki profil węzłów odbiorczych (odbiorcy mogą produkować energię elektryczną na swoje potrzeby, a jej nadmiary wymieniać z systemem) spowodowały, że sieci dystrybucyjne coraz częściej są postrzegane jako sieci aktywne o dużej złożoności rozplywu mocy [26].

Operatorzy systemów przesyłowych oraz dystrybucyjnych zobowiązani są do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji, które w szczegółowy sposób powinny opisywać: warunki przyłączania i wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji oraz sieci przyłączanych do systemu; kryteria bezpieczeństwa oraz schematy działania w przypadku wystąpienia stanów awaryjnych; współpracy z sąsiadującymi podsystemami; zasady wymiany informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi [40].

Do celów badawczych, porównania proponowanych metod analizy i zarządzania SEE wykorzystywane są tzw. systemy testowe. Na rysunku 3.2 przedstawiono testowy system elektroenergetyczny IEEE 9². W jego strukturze włączone są podstawowe urządzenia sieciowe: jednostki wytwórcze, linie elektroenergetyczne, transformatory oraz obciążenia. Elektrownie dużej mocy, o regulowanej mocy wyjściowej, dołączane są do sieci przesyłowych poprzez stacje transformatorowe.



Rysunek 3.2 Schemat testowego systemu IEEE 9 [42]

Regulacje prawne obejmujące funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, ze względu na jego złożoność oraz korelację z innymi systemami energetycznymi (krajowymi i zagranicznymi), określona jest wieloma aktami prawnymi. W ich skład wchodzi dyrektywy europejskie, ustawy oraz rozporządzenia. Na obszarze Polski, jako członka UE, należą do nich:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 czerwca 2019 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,

² Nazwy testowych systemów elektroenergetycznych składają się z: nazwy organizacji (wydawcy) artykułu, w którym po raz pierwszy sieć została zdefiniowana oraz wymiaru sieci (ilości węzłów). W dalszej części nazwy mogą pojawić się informacje o modyfikacji systemu (wariacie).

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej wraz z późniejszymi zmianami,
- Prawo energetyczne (ustawa nr 54 poz. 348 z dnia 10 kwietnia 1997 r., znowelizowana 5 lutego 2022 r.),
- Ustawa o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478 z dnia 20 lutego 2015 r., znowelizowana 17 września 2021 r.),
- Ustawa o efektywności energetycznej (Dz. U. 2016 poz. 831 z dnia 20 maja 2016, znowelizowana 20 kwietnia 2021 r.)
- Ustawa o wspieraniu rozwoju usług i sieci telekomunikacyjnych z dnia 7 maja 2010 r. (Dz.U. z 2010 r. Nr 106, poz. 675 wraz ze zmianami – ost. zm. Dz.U. z 2016 r. poz. 1537)
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623), znowelizowane w dniu 21 sierpnia 2008 r.,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (tekst jednolity z 7 czerwca 2013 r. - Dz.U.2013 r. poz. 1200), ostatnia zmiana 15 marca 2019 r.,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2016 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz.U z 2016 r., poz. 2166),
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 lutego 2015 r. w sprawie wzoru sprawozdania kwartalnego wytwórcy energii w małej instalacji (Dz.U. z 2015 r., poz. 595), znowelizowany w dniu 2 sierpnia 2019 r.,
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wzoru wniosku o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (Dz.U. z 2015 r., poz. 598)
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 listopada 2015 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego (Dz.U. z 2015 r., poz. 2059), znowelizowany w dniu 27 sierpnia 2020 r.,
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2016 r. (Dz.U. z 2016 r. poz. 1765),
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 24 listopada 2016 r. w sprawie ilości i wartości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r. (Dz. U. z 2016 r., poz. 1925).

3.2 Jednostki względne

Poszczególne fragmenty sieci elektroenergetycznej pracują na różnych poziomach napięcia. Dlatego podczas analizy tego typu układów (rozptyw mocy, prądy zwarciove, itp.) należy poszczególne wartości parametrów (prądów, napięć, mocy i obciążeń) wyrażone w jednostkach mianowanych przeliczać na odpowiednie poziomy napięć. Celem uniknięcia potrzeby przeliczania obliczanych wartości dla każdego poziomu napięć, w analizie rozptywu mocy stosuje się najczęściej jednostki względne (j. w.). Proces przeliczania wartości systemu na jednostki względne polega na zdefiniowaniu parametrów bazowych dla każdego z analizowanych poziomów napięć I_b , Z_b , U_b , S_b . Moc S_b jest przyjmowana jako stała dla całego systemu (najczęściej 100 MVA). Jako napięcie U_b przyjmuje się znamionową wartość skuteczną napięcia dla danego fragmentu sieci, a prąd I_b oraz Z_b wyznacza się ze wzorów [41]:

$$I_b = \frac{S_b}{U_b} \quad (3.1)$$

oraz:

$$Z_b = \frac{U_b}{I_b} \quad (3.2)$$

Poszczególne wartości impedancji, prądów, napięć i mocy są odnoszone do wartości bazowych dla danego fragmentu sieci zgodnie z zależnościami:

$$\underline{I}_{j.w.} = \frac{I}{I_b} \quad (3.3)$$

$$\underline{U}_{j.w.} = \frac{U}{U_b} \quad (3.4)$$

$$\underline{S}_{j.w.} = \frac{S}{S_b} \quad (3.5)$$

$$\underline{Z}_{j.w.} = \frac{Z}{Z_b} \quad (3.6)$$

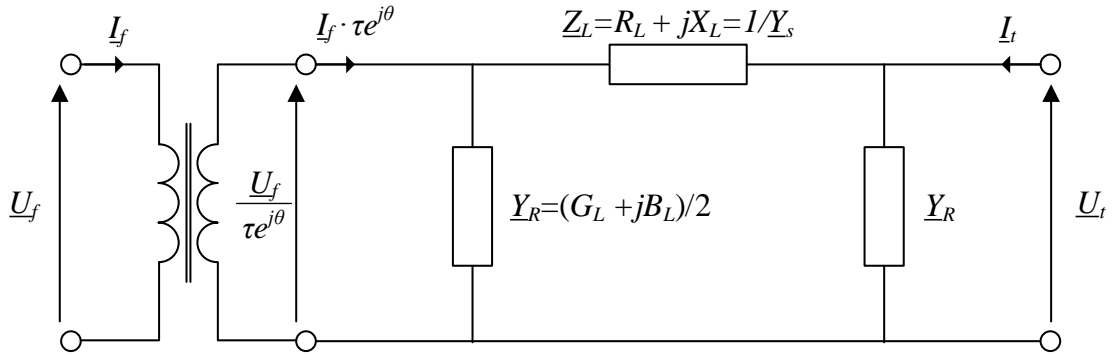
Po tak przeprowadzonym przeliczeniu wszystkie poziomy napięć analizowanej sieci elektroenergetycznej zostają automatycznie sprowadzone do jednego wspólnego poziomu. Dalsze obliczenia nie wymagają powtórnego przeliczania poziomów napięć, a przeliczenie powtórne do jednostek mianowanych (poprzez przemnożenie ich z odpowiednimi jednostkami bazowymi) dokonywane jest dopiero w ostatniej fazie obliczeń.

3.3 Model admitancyjny sieci elektroenergetycznej

Analiza pracy SEE jest ważnym zagadnieniem wykorzystywanym przy: ocenie stanu pracy przy znanych obciążeniach, ocenie jego zachowania podczas dynamicznych zmian parametrów, stabilności napięciowej oraz zachowania podczas występowania zdarzeń losowych takich jak zwarcia, awarie linii i transformatorów, itp. Celem analizy pracy SEE, zarówno na etapie projektowania jak i zarządzania istniejącą instalacją, jest wyznaczenie: rozptyw prądów, mocy, wartości prądów zwarciowych (w tym udarowych) oraz sprawdzenie czy system nie utraci swojej stabilności [43].

Wyznaczenie rozptywu mocy w stanie ustalonym jest jednym z podstawowych elementów analizy statycznej pracy SEE. Zadaniem takiej analizy jest określenie jak moc wprowadzona do systemu w węzłach wytwórczych rozptylnie się pomiędzy poszczególne węzły oraz jak obciążone będą wtedy poszczególne elementy sieciowe (linie i transformatory).

Zdefiniowana powyżej metoda analizy pracy SEE bazuje na modelach poszczególnych jej elementów – linii i transformatorów. Rysunek 3.3 przedstawia czwórnikowy model linii elektroenergetycznej, łączącej (poprzez transformator idealny) dwa węzły sieciowe o różnych poziomach napięć. Jest to model tzw. linii III-ego rodzaju, który stosowany jest w liniach nie dłuższych niż 300 km oraz o napięciu powyżej 30 kV (dla linii napowietrznych) i powyżej 15 kV (dla kablowych). Dla niższych napięć przyjmuje się modele uproszczone II rodzaju (bez elementów poprzecznych), a w przypadku sieci rozdzielczych nn stosowane są linie I rodzaju (czysto rezystancyjne) [44].



Rysunek 3.3 Schemat zastępczy linii elektroenergetycznej wraz z transformatorem idealnym (U_f, U_t - napięcia na zaciskach wejściowych i wyjściowych; I_f, I_t - prądy wpływające do zacisków wejściowych i wyjściowych; τ - przekładnia napięciowa; θ - przesunięcie fazy napięcia wtórnego względem pierwotnego transformatora) [45]

Dla modelu linii elektroenergetycznej z rysunku 3.3 zależność pomiędzy prądami a napięciami wejścia i wyjścia linii można przedstawić z wykorzystaniem zapisu macierzowego w postaci równań admitancyjnych [41]:

$$\begin{bmatrix} I_f \\ I_t \end{bmatrix} = \underline{Y}_L \begin{bmatrix} U_f \\ U_t \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

gdzie: I_f, I_t – prądy na wejściu i wyjściu linii, U_f, U_t – napięcia na wejściu i wyjściu linii elektrycznej, \underline{Y}_S macierz admitancyjna linii. Elementy macierzy admitancyjnej \underline{Y}_L opisane są zależnością:

$$\underline{Y}_L = \begin{bmatrix} \underline{y}_{ff} & \underline{y}_{ft} \\ \underline{y}_{tf} & \underline{y}_{tt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{(\underline{Y}_S + \underline{Y}_R)}{\tau^2} & -\frac{\underline{Y}_S}{(\tau e^{-j\theta})} \\ -\frac{\underline{Y}_S}{(\tau e^{j\theta})} & (\underline{Y}_S + \underline{Y}_R) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

gdzie: \underline{Y}_S – admitancja wzdłużna linii, \underline{Y}_R – admitancja poprzeczna linii, τ – przekładnia transformatora, θ – przesunięcie fazy napięcia pierwotnego i wtórnego transformatora.

Na admitancje wzajemne węzłów składają się impedancje wzdłużne linii \underline{Y}_S i transformatorów łączących dwa węzły. Na admitancję własną węzła wpływają admitancje (konduktancje G_L i susceptancje B_L) poprzeczne linii i transformatorów oraz admitancja obciążenia węzła.

W sieci pracującej w stanie normalnym znamy przybliżone wartości napięć węzłowych. Pozwala to stosować do wyznaczenia rozptywu prądów metodę potencjałów węzłowych, bazująca na równaniach w postaci admitancyjnej [41]:

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (3.9)$$

gdzie: $\underline{\mathbf{I}}$ – wektor prądów węzłowych; $\underline{\mathbf{U}}$ – wektor napięć węzłowych; $\underline{\mathbf{Y}}$ – macierz kwadratowa i symetryczna admitancji własnych i wzajemnych.

Wykorzystując parametry macierzy admitancyjnej $\underline{\mathbf{Y}}_L$ każdego z połączeń możliwe jest wyznaczenie macierzy admitancyjnej $\underline{\mathbf{Y}}$ systemu z wykorzystaniem metody zaproponowanej przez Krona [46] i zmodyfikowanej na potrzeby czwórnikowego modelu linii w pracy [45].

W pierwszym kroku definiowane są cztery macierze kwadratowe $\underline{\mathbf{Y}}_{ff}$, $\underline{\mathbf{Y}}_{ft}$, $\underline{\mathbf{Y}}_{tf}$ oraz $\underline{\mathbf{Y}}_{tt}$, które na diagonalnej przechowują kolejne parametry macierzy admitancyjnej wszystkich M linii elektrycznych:

$$\underline{\mathbf{Y}}_{ff} = \text{diag} \left(\underline{y}_{ff}^{(1)}, \underline{y}_{ff}^{(2)}, \dots, \underline{y}_{ff}^{(m)}, \dots, \underline{y}_{ff}^{(M)} \right) \quad (3.10)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{tf} = \text{diag} \left(\underline{y}_{tf}^{(1)}, \underline{y}_{tf}^{(2)}, \dots, \underline{y}_{tf}^{(m)}, \dots, \underline{y}_{tf}^{(M)} \right) \quad (3.11)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{ft} = \text{diag} \left(\underline{y}_{ft}^{(1)}, \underline{y}_{ft}^{(2)}, \dots, \underline{y}_{ft}^{(m)}, \dots, \underline{y}_{ft}^{(M)} \right) \quad (3.12)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}_{tt} = \text{diag} \left(\underline{y}_{tt}^{(1)}, \underline{y}_{tt}^{(2)}, \dots, \underline{y}_{tt}^{(m)}, \dots, \underline{y}_{tt}^{(M)} \right) \quad (3.13)$$

gdzie: m – nr linii elektroenergetycznej ($m=1,2,\dots,M$) [45].

Następnie wyznaczane są macierze incydencji wejść $\underline{\mathbf{C}}_f$ oraz wyjść $\underline{\mathbf{C}}_t$ o wymiarze $m \times n$. Każdy element w i -tym wierszu i j -tej kolumnie macierzy $\underline{\mathbf{C}}_f$ przyjmuje wartość jeden, jeżeli wejście i -tej linii elektroenergetycznej jest połączone do j -tego węzła. W innym przypadku wartość elementu macierzy jest zerowa, zgodnie z zależnością:

$$c_{fij} = \begin{cases} 1, & \text{gdy wejście } i \text{ – tej linii jest połączone z } j \text{ – tym węzłem} \\ 0 & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (3.14)$$

Analogicznie definiowana jest macierz $\underline{\mathbf{C}}_t$. Każdy element w i -tym wierszu i j -tej kolumnie macierzy $\underline{\mathbf{C}}_t$ przyjmuje wartość jeden, jeżeli wyjście i -tej linii elektroenergetycznej jest połączone do j -tego węzła. W innym przypadku przyjmowana jest wartość zerowa:

$$c_{tij} = \begin{cases} 1, & \text{gdy wyjście } i \text{ – tej linii jest połączone z } j \text{ – tym węzłem} \\ 0 & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (3.15)$$

Macierz admitancji wejściowych linii $\underline{\mathbf{Y}}_f$ będąca sumą wszystkich admitancji podłączonych do wejścia linii jest równa:

$$\underline{\mathbf{Y}}_f = \underline{\mathbf{Y}}_{ff} \cdot \underline{\mathbf{C}}_f + \underline{\mathbf{Y}}_{ft} \cdot \underline{\mathbf{C}}_t \quad (3.16)$$

Macierz admitancji wyjściowych linii $\underline{\mathbf{Y}}_t$ będąca sumą wszystkich admitancji podłączonych do wejścia linii jest równa:

$$\underline{\mathbf{Y}}_t = \underline{\mathbf{Y}}_{tf} \cdot \underline{\mathbf{C}}_f + \underline{\mathbf{Y}}_{tt} \cdot \underline{\mathbf{C}}_t \quad (3.17)$$

Znając macierze $\underline{\mathbf{Y}}_f$ oraz $\underline{\mathbf{Y}}_t$ można wyznaczyć macierz admitancji własnych i wzajemnych $\underline{\mathbf{Y}}$ ze wzoru:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \underline{\mathbf{C}}_f^T \underline{\mathbf{Y}}_f + \underline{\mathbf{C}}_t^T \underline{\mathbf{Y}}_t + \underline{\mathbf{Y}}_w \quad (3.18)$$

gdzie: $\underline{\mathbf{Y}}_w$ - admitancja własna węzła, podłączona bezpośrednio między szyną a punktem neutralnym sieci.

3.4 Rozpływ mocy

Jednym z podstawowych rodzajów obliczeń stosowanych podczas projektowania oraz zarządzania siecią elektroenergetyczną znajdującą się w stanie ustalonym, jest wyznaczenie rozprawy mocy między węzłami systemu. Z punktu widzenia takiej analizy sieć możemy przedstawić jako zbiór \mathcal{B} węzłów, transformatorów oraz \mathcal{M} linii elektrycznych łączących te węzły. Urządzenia włączone do sieci można podzielić na instalacje wytwórcze (generatory) oraz odbiorcze. Najczęściej w celu uproszczenia obliczeń zakłada się symetrię wszystkich generatorów i odbiorników, a obliczenia prowadzi się tylko dla jednej fazy.

Moc zespoloną \underline{S}_i , która została wprowadzona do systemu elektroenergetycznego przez i -ty węzeł sieciowy i rozprawy się do węzłów sąsiadujących, można określić z zależności:

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* \quad (3.19)$$

gdzie: \underline{U}_i – napięcie i -tego węzła, \underline{I}_i – całkowity prąd wypływający z węzła i -tego.

Po wyznaczeniu macierzy admitancyjnej sieci \underline{Y} , zgodnie z procedurą opisaną w podrozdziale 3.3, możliwe jest uwzględnienie równania (3.9). Wtedy:

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \cdot \left(\sum_k^{\mathcal{B}} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k \right)^* \quad (3.20)$$

Oprócz mocy \underline{S}_i w i -tym węźle sieciowym, może być podłączone obciążenie węzła o mocy \underline{S}_{O_i} . W klasycznym ujęciu problemu rozprawy mocy przyjmuje się, że moc obciążenia węzła jest określana arbitralnie i może być niezależna lub zależna od wartości potencjałów węzłowych zgodnie z tzw. modelem obciążenia ZIP [47]:

$$\underline{S}_{O_i} = \underline{Z}_{O_i} \underline{U}_i^2 + \underline{I}_{O_i} \underline{U}_i + P_{O_i} + jQ_{O_i} \quad (3.21)$$

gdzie: \underline{Z}_{O_i} – stała impedancja obciążająca węzeł, \underline{I}_{O_i} – stały prąd pobierany z węzła, P_{O_i} , Q_{O_i} stała moc czynna i bierna pobierana ze źródła (niezależnie od napięcia). W celu uproszczenia wzorów, w dalszej części rozdziału przyjęto, że obciążenia na poszczególnych szynach są niezależne od napięcia ($\underline{Z}_{O_i} = 0 \wedge \underline{I}_{O_i} = 0$).

W węzłach, do których podłączone są instalacje wytwórcze definiowana jest także moc wytwarzana \underline{S}_{G_i} :

$$\underline{S}_{G_i} = P_{G_i} + jQ_{G_i} \quad (3.22)$$

Najczęściej przyjmuje się, że moc czynna P_{G_i} generowana przez jednostki wytwórcze jest stała. Natomiast moc bierna Q_{G_i} jest wartością wyznaczaną (zależną od potencjałów węzłowych) i odpowiada zapotrzebowaniu sieci na moc bierną [41].

Analizy rozprawy mocy dokonuje się w dwóch etapach. Pierwszy można zdefiniować jako poszukiwanie takiego zbioru napięć węzłowych \underline{U} , aby spełniony był bilans mocy we wszystkich węzłach sieci:

$$\underline{S}_G(\underline{U}) - \underline{S}_O - \underline{S}(\underline{U}) = 0 \quad (3.23)$$

Podstawiając (3.20) do układu równań bilansu mocy (3.23) i rozbijając go na część rzeczywistą i urojoną można otrzymać równanie bilansu mocy czynnej:

$$P_{G_i} - P_{O_i} - \sum_k^{\mathcal{B}} U_i U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} - B_{ik} \sin \theta_{ik}) = 0 \quad (3.24)$$

oraz biernej:

$$Q_{Gi} - Q_{Oi} - \sum_k^B U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) = 0 \quad (3.25)$$

gdzie: θ_{ik} – przesunięcie fazy napięcia pomiędzy węzłem i -tym i k -tym ($\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$); G_{ik}, B_{ik} – konduktancja i susceptancja wzajemna pomiędzy węzłem i -tym oraz k -tym [41].

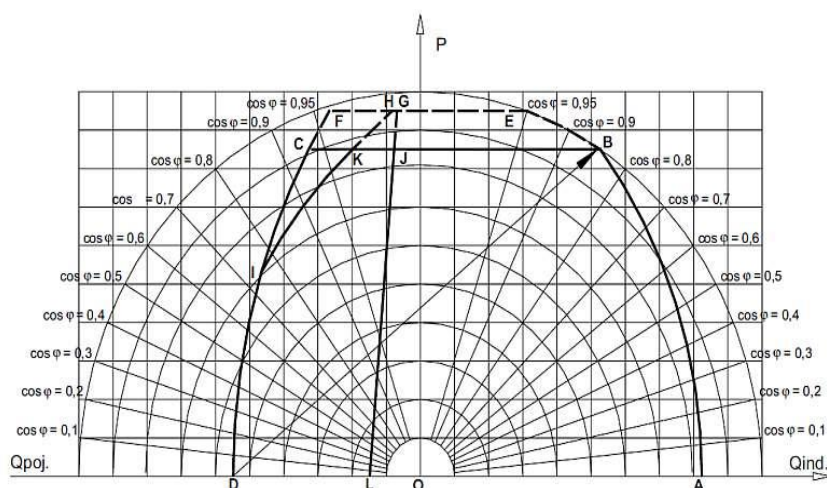
Z równań mocowo-napięciowych (3.23)-(3.25) wynika, że każdy węzeł systemu posiada cztery niezależne parametry: wypadkową moc czynną P i bierną Q wprowadzoną przez węzeł do sieci (gdzie: $P = P_G - P_O$ oraz $Q = Q_G - Q_O$), U oraz θ . Dodatkowo na każdy z węzłów przypadają dwa równania bilansu (3.24) oraz (3.25), zatem każdy węzeł sieci posiada dwa punkty swobody. Dwie zmienne dla każdego węzła są wyznaczane arbitralnie, natomiast dwie pozostałe są wyliczane. Ze względu na dobór parametrów arbitralnych wyróżnia się trzy rodzaje węzłów: PQ, PU oraz węzeł bilansujący [41].

Węzeł PQ, jest to węzeł o zadanej mocy obciążenia P oraz Q i poszukiwanej wartości napięcia U oraz fazy θ . Ten rodzaj węzła jest stosowany w przypadku węzłów odbiorczych.

Węzeł PU, jest to węzeł generacyjny, w którym przyjmuje się, że moc czynna instalacji wytwórczej jest utrzymywany na stałym poziomie. Znany jest także moduł napięcia na wyjściu instalacji wytwórczej. Natomiast moc bierna oraz faza napięcia są obliczane. Dodatkowo moc bierna Q_G generowana w węźle wytwórczym musi zawierać się w przedziale $\langle Q_{Gmin}, Q_{Gmax} \rangle$. Takie ograniczenie wynika z dopuszczalnego obszaru pracy generatora synchronicznego na charakterystyce P-Q [41, 45].

W przypadku gdy wyznaczona w wyniku obliczeń moc bierna pobierana z instalacji wytwórczej w jednym lub grupie węzłów przekracza dozwolony zakres (rysunek 3.4), wybierany jest węzeł PU, którego moc bierna najbardziej narusza dozwolony przedział. Wybrany węzeł zostaje przekształcony do węzła PQ, przy czym nowa moc bierna węzła Q_{pop} jest równa:

$$Q_{pop} = \begin{cases} Q_{Gmax} & \text{gdy } Q > Q_{Gmax} \\ Q_{Gmin} & \text{gdy } Q < Q_{Gmin} \end{cases} \quad (3.26)$$



Rysunek 3.4 Wykres dopuszczalnej pracy generatora synchronicznego: linia AB - determinowana znamionowym prądem wzbudzenia, linia BC - moc znamionowa, linia FCID ogranicza dopuszczalny zakres pracy przy niedowzbudzeniu [48]

Węzeł bilansujący (referencyjny), to węzeł w którym zadana jest wartość modułu i fazy napięcia. Nazwa „referencyjny”, wynika z tego, że fazy pozostałych węzłów są podawane w

odniesieniu do jego fazy. Równania bilansu mocy dla tego węzła nie są wykorzystywane w procesie obliczania napięć w pozostałych węzłach. Moc P obliczana jest na końcu analizy rozprywu mocy, poprzez wykonanie bilansu całego systemu zgodnie z zależnością [41, 45]:

$$P = \sum_i^{\mathcal{B}_{PU}} P_{G_i} - \sum_k^{\mathcal{B}'} P_{O_k} - \sum_l^{\mathcal{M}} \Delta P_l \quad (3.27)$$

gdzie: ΔP – straty mocy czynnej w linii elektroenergetycznej, \mathcal{B}_{PU} – zbiór wszystkich węzłów generacyjnych, \mathcal{B}' – zbiór wszystkich węzłów nie będących węzłami referencyjnymi.

Analogicznie moc bierną bilansującą system Q można wyznaczyć z zależności [41, 45]:

$$Q = \sum_i^{\mathcal{B}_{PU}} Q_{G_i} - \sum_k^{\mathcal{B}'} Q_{O_k} - \sum_l^{\mathcal{M}} \Delta Q_l \quad (3.28)$$

gdzie: ΔQ – moc bierna w linii elektroenergetycznej.

Przeprowadzenie analizy rozprywu mocy w SEE wymaga zdefiniowania przynajmniej jednego węzła bilansującego. Jako węzeł bilansujący przyjmuje się najczęściej węzeł wspólny z sąsiadującym systemem elektroenergetycznym lub węzeł o największych możliwościach wytwórczych (posiadający największe możliwości wytworzenia mocy bilansującej system).

Liczba i rodzaje węzłów mają wpływ na rozmiar rozwiązywanego układu równań bilansu mocy. Dla systemu składającego się z N węzłów, w tym: N_{PU} węzłów wytwórczych, N_{PQ} węzłów odbiorczych oraz jednego węzła referencyjnego, należy wyznaczyć $N - 1$ faz napięć węzłowych oraz N_{PQ} modułów napięć. W tym celu definiowany jest układ $(N - 1 + N_{PQ})$ równań, składający się z $(N - 1)$ równań (3.24) bilansujących moc czynną oraz N_{PQ} równań bilansujących moc bierną (3.25). Rozwiązaniem tak zdefiniowanego układu równań jest wektor napięć węzłowych $\underline{\mathbf{U}}$. Istnieje wiele metod rozwiązywania powyższego układu równań [41, 49–51].

Po wyznaczeniu napięć w węzłach systemu należy obliczyć przepływ mocy w liniach elektroenergetycznych. Dla linii, której wejście jest podłączone do węzła f , a wyjście do węzła t , prąd wpływający można obliczyć korzystając z zależności:

$$\underline{I}_f = \underline{y}_{ff} \underline{U}_f + \underline{y}_{ft} \underline{U}_t \quad (3.29)$$

a wtedy moc odprowadzona z węzła f w kierunku t linią jest opisana zależnością [41, 45]:

$$\underline{S}_f = \underline{U}_f \underline{I}_f^* = P_F + jQ_F \quad (3.30)$$

Prąd wypływający z linii elektroenergetycznej do węzła t można obliczyć z zależności:

$$\underline{I}_t = \underline{y}_{tf} \underline{U}_f + \underline{y}_{tt} \underline{U}_t \quad (3.31)$$

natomiast moc doprowadzona do węzła t z linią jest opisana zależnością [41, 45]:

$$\underline{S}_t = \underline{U}_t \underline{I}_t^* = P_T + jQ_T \quad (3.32)$$

Straty mocy czynnej w liniach można wyznaczyć korzystając z zależności:

$$\Delta P = P_F + P_T \quad (3.33)$$

przy czym znak mocy zależny jest od kierunku przepływu mocy.

Analogicznie straty mocy biernej można wyznaczyć korzystając z zależności:

$$\Delta Q = Q_F + Q_T \quad (3.34)$$

3.5 Metody wyznaczania rozplywu mocy

Głównym zadaniem obliczeniowym podczas analizy rozplywu mocy jest rozwiązanie układu równań składającego z równań bilansu mocy czynnej (dla węzłów typu PU i PQ) oraz bilansu mocy biernej (tylko dla węzłów PQ). W tym celu stosować można iteracyjne metody numeryczne, w których przyjmuje się arbitralnie startowe wartości poszukiwanych wartości (faz wszystkich węzłów typu PQ i PU oraz modułów dla wszystkich węzłów typu PQ). Następnie w sposób iteracyjny wartości te są modyfikowane tak by odnaleziona została (z przyjętą tolerancją ϵ) równowaga pomiędzy i prawą i lewą stroną równań (3.24) i (3.25).

Do grupy metod iteracyjnych pozwalających wyznaczyć powyższe zadanie zalicza się metoda Gaussa-Seidla (GS), która polega na sekwencyjnym wyznaczaniu nowych wartości napięć w węzłach. Nowe napięcie w k -tym węźle wyznaczone jest na podstawie wcześniej zaktualizowanych napięć w węzłach o numerach mniejszych niż k oraz jeszcze niezaktualizowane wartości napięć w pozostałych węzłach. W przypadku węzłów PU, przed przystąpieniem do wyznaczenia napięcia, wykonywana jest korekcja wartości mocy biernej. Metoda ta charakteryzuje się jednak słabą zbieżnością do rozwiązania końcowego. Dla systemów większych niż kilka węzłów wymaga wykonania większej (względem pozostałych metod) ilości iteracji aby odnaleźć rozwiązanie [41].

Metodą o dużo lepszej zbieżności rozwiązań jest metoda Newtona-Raphsona (NR), w której cały wektor poszukiwanych zmiennych (modułów i faz napięć) jest modyfikowany jednocześnie. Krok iteracyjny (modyfikacja aktualnie odnalezionego rozwiązania) odbywa się na podstawie odwrotności macierzy Jakobiego (jakobianu) układu równań. Metoda ta charakteryzuje się wysoką zbieżnością do rozwiązania faktycznego. Pozwala wyznaczyć napięcia dla systemów o względnie dużej ilości węzłów. Jej wadą jest jednak potrzeba wykorzystania dużej mocy obliczeniowej do wyznaczenia odwrotności Jakobianu [41].

Ponieważ bardzo często wartości jakobianu pomiędzy pojedynczymi iteracjami nie różnią się znacznie od siebie, jednym ze sposobów na przyspieszenie obliczeń metodą NR jest wykonanie obliczeń jakobianu i jego odwrotności raz na kilka iteracji. W ten sposób akceptowalne rozwiązanie można odnaleźć w przy nieco większej liczbie iteracji a zysk na czasie obliczeń może być znaczny. Taka modyfikacja nazywana jest nieuczciwą metodą Newtona-Raphsona DNR (ang. *Dishonest Newton Raphson*) [49].

Kolejną modyfikacją metody NR jest metoda rozłączna Stotta FDLF (ang. *Fast Decoupled Load Flow*). W metodzie tej układ równań jest rozbijany na dwa mniejsze i rozłączne układy równań. W tym celu muszą być przyjęte opisane w [52] założenia upraszczające system. Przedstawiona w dalszych pracach [51] modyfikacja tej metody pozwala na uniezależnienie wartości macierzy współczynników obu rozłączonych układów równań od szukanych zmiennych. Dzięki temu operacja wyznaczania odwrotności macierzy dla każdego z rozłączonych układów jest wykonywany tylko raz na początku działania algorytmu. Metoda rozłączna charakteryzuje się dużo krótszym czasem obliczeń przy pogorszonej zbieżności do rozwiązania końcowego. Dodatkowo wyznaczenia rozwiązań mogą mieć mniejszą dokładność niż w przypadku metody NR.

W pracy [50] A. Trais przedstawił nieiteracyjną metodę holomorficznego osadzania rozplywu mocy HELM (ang. *Holomorphic Embedding Load flow Method*). Jej ideą jest wbudowanie oryginalnego problemu rozplywu mocy w bardziej ogólny problem, którego rozwiązania dla pewnych warunków bazowych są znacznie łatwiejsze. Otrzymane w ten

sposób model problemu ogólnego pozwala na znalezienie, z wykorzystaniem metod analitycznej kontynuacji, rozwiązania dla problemu oryginalnego (szczególnego przypadku w modelu).

Największym mankamentem metody HELM jest precyzja obliczeń. Dla dużych systemów do wystarczającego przybliżenia napięć węzłowych potrzebny jest szereg potęgowy wysokiego rzędu. Przy czym, dla rzędu powyżej 50 precyzja zapisu w systemie zmiennoprzecinkowym 64 bitowym może być niewystarczająca [53]. W [54] przedstawiono propozycję hybrydowego rozwiązania rozptywu mocy, w którym metodę HELM niskiego rzędu (np. $n=4$) wykorzystuje się do wyznaczenia wartości inicjujących rozptywu mocy z wykorzystaniem metod iteracyjnych. Dzięki temu zastosowana dalej metoda iteracyjna potrzebuje tylko kilku iteracji aby dojść do poprawnego rozwiązania. Jednakże, jej efektywność jest wysoka w przypadku systemów, w który nie występują węzły typu PU (np. pasywna sieć dystrybucyjna z samymi odbiorami i jednym węzłem zasilającym - bilansującym). Występowanie węzłów wytwórczych typu PU, znacznie zwiększa komplikację obliczeń oraz ogranicza dokładność wyników. Dlatego metoda ta nie jest optymalnym rozwiązaniem w przypadku dużych systemów dystrybucyjnych z generacją rozproszoną.

Oprócz metod iteracyjnego i analitycznego obliczania rozptywu mocy, coraz częściej powstają rozwiązania oparte o nowoczesne narzędzia algebry nieliniowej. Do takich narzędzi należy logika rozmyta zaproponowana przez L. Zadeha [55] wykorzystująca teorię zbiorów rozmytych. Jej ideą jest przyjęcie, że zmienna logiczna nie przynależy w sposób zdecydowany i jasno określony do dyskretnego zbioru prawda lub fałsz. Zamiast tego definiuje się stopień przynależności (wartość od 0 do 1) zmiennej logicznej do każdego ze zdefiniowanych zbiorów rozmytych. Przy czym sumaryczny stopień przynależności zmiennej jest zawsze równy 1.

W pracy [56] J. G. Vlachogiannis zaproponował wykorzystanie logiki rozmytej do wyznaczenia rozptywu mocy dla sieci testowej z trzema i sześcioma węzłami. W tym rozwiązaniu uchyby mocy z równań napięciowo-mocowych zostają przyjęte jako zbiór danych wejściowych, które zostają poddane procesowi fuzyfikacji, czyli na podstawie ich wartości zostaje wyliczona przynależność do poszczególnych zbiorów rozmytych. Następnie wykonywany jest proces wnioskowania (inferencji). Na podstawie zdefiniowanej bazy reguł obliczana jest wartość wyjściowa modelu rozmytego. Jako wartości wyjściowe, po uprzedniej defuzykacji (tzw. ostrzeniu), model zwraca zmiany modułów faz i napięć. W pracy [57] przedstawiono rozszerzenie modelu rozmytego uwzględniające ograniczenie mocy biernej w węzłach generatorowych. Metoda ta jest jednak mało uniwersalna, ponieważ dla każdego systemu baza reguł musi być wyznaczona niezależnie.

Innym narzędziem szeroko stosowanym w zagadnieniach rozwiązywania algebry liniowej są sztuczne sieci neuronowe. W [58] przedstawiono wielowarstwową sieć perceptronową podającą napięcie w poszczególnych węzłach sieci 30-sto szynowej. Na wejściu sieci podawane są obciążenia poszczególnych szyn. Na wyjściu sieci zwracane są napięcia węzłowe. W pracy [59] przedstawiono sieć neuronową, która potrafiła z dużą dokładnością podać napięcia węzłowe dla dowolnego obciążenia systemu. Stosowanie metod opartych o sztuczne sieci neuronowe wiąże się ze żmudnym procesem nauki sieci i w trakcie docelowej analizy w przeciwieństwie do metod iteracyjnych nie daje możliwości zweryfikowania poprawności otrzymanego wyniku oraz jego dokładności.

3.5.1 Metoda Newtona-Raphsona (NR)

Niech rozpatrywany będzie układ n nieliniowych równań z n niewiadomymi w postaci:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \quad (3.35)$$

lub w postaci macierzowej:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = 0 \quad (3.36)$$

Zgodnie z metodą NR, otoczenie pewnego punktu \mathbf{x}_0 jest przybliżane funkcją unimodalną. Zmiana wartości wektora $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ względem $\mathbf{f}(\mathbf{x}_0)$, dla rozwiązania oddalonego od \mathbf{x}_0 o $\Delta\mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0$, jest równa [60]:

$$\Delta\mathbf{f} = \mathbf{f}(\mathbf{x}) - \mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = \mathbf{J} \cdot \Delta\mathbf{x} \quad (3.37)$$

gdzie: \mathbf{J} - jacobian (macierz pierwszych pochodnych o wymiarze $n \times n$) wyrażona wzorem:

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(\mathbf{x})}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Stąd $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ jest równe:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{J}(\mathbf{x}_0)(\mathbf{x} - \mathbf{x}_0) \quad (3.39)$$

gdzie: \mathbf{x} - rozwiązanie w pobliżu poprzedniego rozwiązania.

Na tej podstawie możliwe jest zdefiniowanie iteracyjnego wzoru na \mathbf{x} dla k -tej iteracji:

$$\mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{k-1} - \mathbf{J}(\mathbf{x}_{k-1})^{-1}\mathbf{f}(\mathbf{x}_{k-1}) \quad (3.40)$$

W metodzie Newtona dla rozplywu mocy wektor pionowy szukanego rozwiązania można zdefiniować jako:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \dots \\ \theta_{N-1} \\ U_1 \\ \dots \\ U_{N_{PQ}} \end{bmatrix} = [\boldsymbol{\theta}] \quad (3.41)$$

Dla tak sprecyzowanych zmiennych możliwe jest zapisanie $N - 1$ równań uchybu mocy czynnej [41]:

$$P_i(\mathbf{x}) = P_{G_i} - P_{O_i} - \sum_{k=0}^N U_i U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} - B_{ik} \sin \theta_{ik}), i \in \mathcal{B}' \quad (3.42)$$

oraz N_{PQ} równań uchybu mocy biernej [41]:

$$Q_i(\mathbf{x}) = Q_{G_i} - Q_{O_i} - \sum_{k=1}^N U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}), i \in \mathcal{B}_{PU}, \quad (3.43)$$

Stąd:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} P_1(\mathbf{x}) \\ \vdots \\ P_{N-1}(\mathbf{x}) \\ Q_1(\mathbf{x}) \\ \vdots \\ Q_{NPQ}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

Oznaczając aktualne rozwiązanie jako $\mathbf{x}_0 = [\theta_{10}, \dots, \theta_{i0}, \dots, \theta_{N-1}, U_1, \dots, U_{i0}, \dots, U_{NPQ}]$ oraz przyjmując, że krok metody NR jest równy:

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{N-1} \\ \frac{\Delta u_1}{U_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta u_{NPQ}}{U_{NPQ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \frac{\Delta \mathbf{u}}{\mathbf{U}} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

gdzie: $\Delta \theta_i = \theta_i - \theta_{i0}$; $\Delta u_1 = (U_i - U_{i0})$.

Uwzględniając wzory (3.44) i (3.45) w zależności (3.37), można zapisać:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{J}(\mathbf{x}_0) \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \frac{\Delta \mathbf{u}}{\mathbf{U}} \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

gdzie: $\Delta \mathbf{P}(\mathbf{x}) = \mathbf{P}(\mathbf{x}) - \mathbf{P}(\mathbf{x}_0)$; $\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{Q}(\mathbf{x}) - \mathbf{Q}_i(\mathbf{x}_0)$.

Jakobian dla powyższego układu równań jest równy:

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_1(\mathbf{x})}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \Delta P_1(\mathbf{x})}{\partial \theta_{N-1}} & \frac{U_1 \partial \Delta P_1(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_1} & \dots & \frac{U_{NPQ} \partial \Delta P_1(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_{NPQ}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_{N-1}(\mathbf{x})}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \Delta P_{N-1}(\mathbf{x})}{\partial \theta_{N-1}} & \frac{U_1 \partial \Delta P_{N-1}(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_1} & \dots & \frac{U_{NPQ} \partial \Delta P_{N-1}(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_{NPQ}} \\ \frac{\partial \Delta Q_2(\mathbf{x})}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_2(\mathbf{x})}{\partial \theta_{N-1}} & \frac{U_1 \partial \Delta Q_2(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_1} & \dots & \frac{U_{NPQ} \partial \Delta Q_2(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_{NPQ}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta Q_{NPQ}(\mathbf{x})}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_{NPQ}(\mathbf{x})}{\partial \theta_{N-1}} & \frac{U_1 \partial \Delta Q_{NPQ}(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_1} & \dots & \frac{U_{NPQ} \partial \Delta Q_{NPQ}(\mathbf{x})}{\partial \Delta u_{NPQ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{K} & \mathbf{L} \\ \mathbf{M} & \mathbf{N} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Podmacierz \mathbf{K} jest pochodną ΔP po fazie napięć i ma wymiar $(N-1)$ na $(N-1)$. Jej elementy można wyznaczyć z zależności:

$$k_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.48)$$

lub:

$$k_{ii} = -\sum_{k=0}^{N-1} U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (3.49)$$

gdzie: $i, j \in \{1, \dots, N-1\}$

Podmacierz **L** jest macierzą pochodnych ΔP po modułach napięć węzłów PQ i ma wymiar $(N-1) \times N_{PQ}$. Jej elementy można wyznaczyć z zależności:

$$l_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3.50)$$

lub:

$$l_{ii} = 2U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{\substack{k=0 \\ \wedge k \neq i}}^{N-1} U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (3.51)$$

gdzie: $i \in \{1, \dots, N-1\} \wedge j \in \{1, \dots, N_{PQ}\}$

Podmacierz **M** jest pochodną ΔQ po fazie napięć i ma wymiar $N_{PQ} \times (N-1)$. Jej elementy można wyznaczyć z zależności:

$$m_{ij} = -U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.52)$$

lub:

$$m_{ii} = \sum_{k=0}^{N-1} U_i U_j (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (3.53)$$

gdzie: $i \in \{1, \dots, N_{PQ}\} \wedge j \in \{1, \dots, N-1\}$

Podmacierz **N** jest macierzą pochodnych ΔQ po modułach napięć dla węzłów PQ i ma wymiar $N_{PQ} \times N_{PQ}$. Jej elementy można wyznaczyć z zależności:

$$n_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3.54)$$

lub:

$$n_{ii} = -2U_i^2 B_{ii} + U_i \sum_{\substack{k=0 \\ \wedge k \neq i}}^{N-1} U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (3.55)$$

gdzie: $i \in \{1, \dots, N_{PQ}\} \wedge j \in \{1, \dots, N_{PQ}\}$.

Wykonywany iteracyjnie algorytm może być zatrzymany w momencie gdy wypadkowy uchyb równania mocy:

$$F = \sqrt{(\sum_{i=1}^{N-1} P_i^2 + \sum_{i=1}^{N_{PQ}} Q_i^2) / (2N_{PQ} + N_{PV})} \quad (3.56)$$

będzie mniejszy niż przyjęta dokładność obliczeń ϵ . Jeżeli kryterium jest spełnione następuje zakończenie pracy algorytmu. Pełny algorytm NR, można przedstawić za pomocą pseudokodu z listingu 3.1.

Listing 3.1 Algorytm metody Newtona Raphsona dla obliczania rozpyływu mocy [51]

```

NR()
// ustaw początkowe wartości wektorów napięć U
U ← 1;
S ← PG - So - U · (U · Y)*;
oblicz F;
while F <  $\epsilon$ 
    oblicz J;
    oblicz J-1;
    oblicz U;
    oblicz S oraz F;
return U

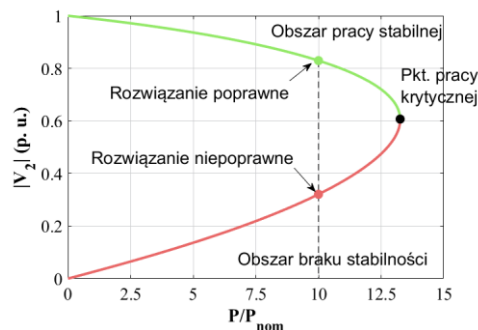
```

3.5.2 Zbieżność metody NR do rozwiązania w punkcie pracy stabilnej

Jednym z największych problemów w rozwiązywaniu rozptywu mocy metodami iteracyjnymi jest problem zbieżności algorytmu do poprawnego rozwiązania. Decydującym o zbieżności czynnikiem jest wybór punktu początkowego. Ponieważ zależność pomiędzy modulem napięcia, a mocą węzła ma charakter nieliniowy, dla każdego punktu pracy węzeł może nie posiadać żadnego punktu równowagi, może mieć jeden lub więcej takich punktów równowagi. Teoretycznie układ równań mocowo-napięciowych (3.23) dla sieci z N_P węzłami obciążeniowymi może posiadać nawet 2^{N_P} rozwiązań, z czego tylko jedno rozwiązanie jest rozwiązaniem poprawnym, czyli takim w którym wszystkie węzły są stabilne napięciowo [50].

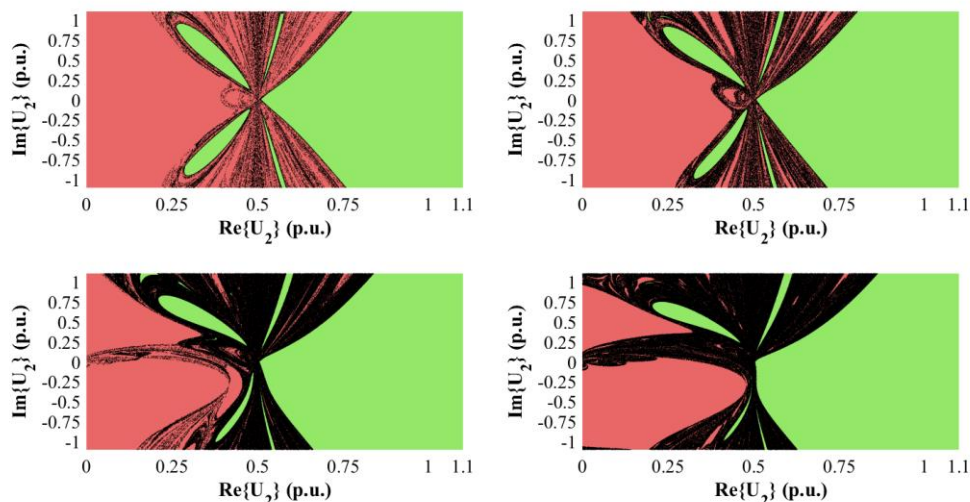
Stabilność napięciowa systemu jest to zdolność systemu do utrzymania napięcia w dopuszczalnych granicach. Jeżeli węzeł pracuje w obszarze stabilności napięciowej, mały wzrost napięcia powoduje nadmiar mocy biernej wytwarzanej nad pobieraną, a to skutkuje spadkiem napięcia. System w sposób naturalny ma tendencje do powrotu do napięcia bazowego. W przypadku, gdy węzeł nie jest stabilny napięciowo mały spadek napięcia powoduje nadwyżkę mocy biernej pobieranej nad wytwarzaną. W wyniku tego napięcie spada jeszcze bardziej a w efekcie następuje lawinowe załamanie napięcia [61].

Rysunek 3.5 przedstawia zależność pomiędzy modulem napięcia a mocą czynną dla węzła nr 2, typu PQ, w 5-cio węzłowym systemie testowym IEEE 5 Bus (zdefiniowany w [62]). Linia zieloną zaznaczono przedział punktów pracy węzła 2, w którym jest on stabilny napięciowo. Linia czerwoną zaznaczono obszar rozwiązań, dla których równanie mocowo-napięciowe węzła jest zbilansowane lecz fizycznie analizowany węzeł byłby niestabilny napięciowo.



Rysunek 3.5 Moduł napięcia w węźle drugim w funkcji obciążenia mocą czynną do mocy nominalnej dla standardowego systemu IEEE 5 ($P_{nom}=3978$ MW) [opr. własne]

W systemie IEEE 5 Bus, w standardowej wersji, tylko węzeł nr 2 jest typu obciążeniowego, w związku z tym system posiada dwa rozwiązania. Na rysunku 3.6 przedstawiono wpływ wyboru punktu początkowego na wynik rozwiązania. Na płaszczyźnie zespolonej, odzwierciedlającej punkty początkowe dla metody NR, na zielono zaznaczono obszary gdzie otrzymane rozwiązanie jest rozwiązaniem poprawnym (stabilnym). Na czerwono zaznaczono obszary, dla których przyjęty punkt początkowy powodował zbieżność metody jednak do rozwiązania niepoprawnego (niestabilnego). Kolorem czarnym zaznaczono punkty, w których algorytm po 100 iteracjach nie znalazł rozwiązania. Otrzymane w ten sposób obrazy przedstawiają tzw. fraktale Newtona [50, 63].



Rysunek 3.6 Wpływ wyboru punktu startowego na poprawność rozwiązania rozplywu mocy metodą NR przy obciążeniu węzła 2 systemu IEEE 5: a) $\approx 7,6\%$ obciążenia krytycznego; b) 38% obciążenia krytycznego; c) 76% obciążenia krytycznego; d) 99% obciążenia krytycznego [opr. własne]

3.5.3 Porównanie metod rozwiązywania rozplywu mocy

Porównania przywołanych powyżej metod rozwiązywania rozplywu mocy dokonano wykonując analizę kilkunastu systemów testowych. W badaniach porównane zostały dwa wskaźniki: czas obliczeń oraz jakość rozwiązania wyznaczana z zależności:

$$\Delta S = \sum_i^N |\Delta S_i| \quad (3.57)$$

gdzie: ΔS_i - sumaryczny uchyb równania napięciowo-mocowego dla otrzymanego rozwiązania w i -tym węźle systemu.

Obliczenia wykonano w środowisku Matlab 2017a z wykorzystaniem skryptów przygotowanych przez autora, na komputerze wyposażonym w procesor Intel Core i7-3770. Jako punkt początkowy dla każdej z metod przyjęto napięcia o module 1 j.w. i zerowej fazie (tzw. start płaski algorytmu). Dodatkowo dla każdej metody przyjęto ograniczenie w postaci maksymalnie 100 iteracji. W tabeli 3.1 przedstawiono czas oraz liczbę iteracji jakie były potrzebne do wyznaczenia rozplywu mocy metodami: GS, NR, DNR 5, FDLF, gdzie DNR 5 oznacza, że jacobian wyznaczany był co piątą iteracją algorytmu. W tabeli 3.2 przedstawiono końcowe wartości ΔS dla testowanych metod.

Metoda GS, dla każdego przypadku charakteryzowała się niską zbieżnością i do ustalenia rezultatu potrzebowała największej liczby iteracji. Czas trwania jednej iteracji, z racji braku konieczności wyznaczania odwrotności macierzy Jakobiego, był zdecydowanie krótszy niż dla metody Newtona. Dlatego właśnie metoda GS jest szybsza dla systemów o małej liczbie węzłów (kilka do kilkunastu). Dla systemów większych niż IEEE 30, uzyskanie wyniku wymagało ponad 100 iteracji, a otrzymane w pozostałych przypadkach rezultaty były mniej dokładne niż dla innych metod.

Metoda NR jako jedyna z testowanych metod iteracyjnych potrafiła wyznaczyć rozwiązanie dla wszystkich analizowanych przypadków. Charakteryzuje się najwyższą zbieżnością, potrzebowała nie więcej niż 6 iteracji do wyznaczenia napięcia dla systemów posiadających ponad tysiąc węzłów (np. IEEE 2383). Wadą metody NR jest natomiast długi czas analizy wynikający z konieczności wyznaczania odwrotności Jacobianu w każdej iteracji.

Z tego powodu czas obliczeń dla dużych systemów wyniósł od kilku minut do kilku godzin dla systemu (PEGASE 9241).

Tabela 3.1 Porównanie czasu wyznaczenia rozptyłu mocy dla wybranych sieci testowych IEEE oraz PEGASE metodami: GS, NR, DNR 5 i FDLF (BR - brak rozwiązania)

System	GS	NR	DNR 5	FDLF
	czas [s] (iteracje)	czas [s] (iteracje)	czas [s] (iteracje)	czas [s] (iteracje)
IEEE 4 (gs) [64]	0,005 (28)	0,365 (3)	0,313 (6)	0,181 (6)
IEEE 5 [62]	0,006 (62)	0,019 (3)	0,028 (6)	0,029 (5)
IEEE 9 [65]	0,017 (75)	0,011 (4)	0,040 (6)	0,006 (8)
IEEE 30 [66]	0,152 (97)	0,006 (3)	0,005 (6)	0,006 (11)
IEEE 118 [67]	BR (100)	0,028 (3)	0,016 (6)	0,015 (8)
IEEE 145 [67]	BR (100)	0,015 (3)	0,018 (6)	0,008 (15)
IEEE 300 [68]	BR (100)	0,174 (5)	0,139 (12)	0,008 (9)
PEGASE 1354 [69]	BR (100)	9,160 (4)	2,104 (7)	0,019 (8)
IEEE 1888 (rte) [69]	BR (100)	5,639 (1)	2,538 (1)	BR (100)
IEEE 2383 [45]	BR (100)	63,169 (6)	7,305 (7)	0,040 (18)
IEEE 2737 [45]	BR (100)	77,805 (5)	9,944 (6)	0,034 (12)
IEEE 6470 (rte) [69]	BR (100)	371,064 (2)	31,894 (2)	BR (100)
PEGASE 9241 [69]	BR (100)	6944,672 (6)	BR (100)	0,942 (14)

Tabela 3.2 Porównanie uchybu bilansu ΔS otrzymanych dla poszczególnych metod obliczania rozptyłu mocy: : DNR 5 – metoda DNR z wyznaczaniem Jakobianu co 5 iterację; BR - brak rozwiązania

System	GS	NR	DNR 5	FDLF
	ΔS [j.w.]	ΔS [j.w.]	ΔS [j.w.]	ΔS [j.w.]
IEEE 4 (gs)	5,000E-03	2,178E-09	1,557E-12	1,274E-08
IEEE 5	6,000E-03	1,120E-10	2,190E-14	1,016E-08
IEEE 9	1,700E-02	2,095E-13	3,263E-08	1,876E-08
IEEE 30	1,520E-01	6,415E-09	6,222E-12	2,269E-08
IEEE 118	BR	2,531E-12	7,159E-13	1,436E-08
IEEE 145	BR	2,242E-11	7,150E-12	9,583E-09
IEEE 300	BR	9,966E-12	7,790E-12	8,188E-08
PEGASE 1354	BR	2,165E-10	1,733E-09	1,460E-07
IEEE 1888 (rte)	BR	6,464E-10	7,406E-10	BR
IEEE 2383	BR	5,469E-10	7,276E-08	4,034E-08
IEEE 2737	BR	5,334E-10	1,235E-08	5,510E-08
IEEE 6470	BR	9,602E-10	9,172E-10	BR
PEGASE 9241	BR	7,234E-09	BR	9,468E-08

Efektywniejszy czasowo od metody NR jest algorytm DNR, który w kilku przypadkach potrzebował tyle samo lub niewiele więcej iteracji niż NR. Dokładność otrzymanych rezultatów jest na podobnym poziomie co dla metody NR, chociaż przy większych systemach w większości przypadków metoda NR osiąga mniejsze wartości uchybu ΔS . Czas obliczeń dla DNR jest kilkakrotnie krótszy w przypadku dużych systemów. Dla małych systemów różnica ta się zacierza a w przypadku systemów IEEE5, IEEE 9 oraz IEEE 145 metoda NR zwróciła wynik w krótszym czasie. Dla największego z analizowanych systemów (PEGASE 9241) metoda DNR nie pozwoliła na wyznaczenie rozwiązania.

Metoda FDLF, jest szybsza od NR, DNR 5 oraz GS, a w skrajnym przypadku czas obliczeń, w stosunku do metody NR, był nawet kilkaset razy krótszy. Właśnie ta cecha metody FDLF powoduje, że jest ona jedną z najczęściej wykorzystywanych w analizie rozptyłu mocy. Jednakże, w testowanych przypadkach uzyskane z jej zastosowaniem wyniki w znacznym

stopniu odbiegają od wyników metody NR i DNR. Uchyb ΔS dla napięć otrzymanych tą metodą jest większy niż w przypadku metody NR i DNR.

Zamieszczone w tabeli 3.1. czasy obliczeń dotyczą wyznaczania pojedynczego rozptywu mocy w aplikacji napisanej w sposób sekwencyjny. W trakcie zadań obliczeniowych przedstawionych w rozprawie analiza rozptywu mocy dla badanego obiektu wykonywana jest wielokrotnie (dla wielu chwil czasowych). W celu ograniczenia czasu potrzebnego na uzyskanie rozwiązania autor proponuje zastosowanie techniki programowania równoległego.

W dalszej części pracy do analizy rozptywu mocy wykorzystana zostanie metoda NR, która pomimo względnie długiego czasu obliczeń zapewnia wysoką zbieżność i dobre przybliżenie rozwiązania. Efektywność metody NR jest widoczna zwłaszcza w przypadku systemów o wielkości nie większej niż kilkadziesiąt węzłów, czyli dla systemów jakie będą analizowane w dysertacji. Dodatkowym atutem metody NR względem np. metody GS, jest uporządkowana (macierzowa) struktura danych, która jest odpowiednia dla wdrożenia zrównoleglenia obliczeń. W następnym rozdziale przedstawiona zostanie zaproponowana przez autora metoda zrównoleglenia obliczeń z wykorzystaniem procesorów graficznych GPU (ang. *Graphics Processing Unit*).

4 Zrównoleglenie analizy rozplywu mocy z zastosowaniem jednostki GPU

4.1 Obliczenia równoległe

Przez programowanie równoległe można rozumieć tworzenie kodu w taki sposób by jego sekwencyjne fragmenty tzw. zadania obliczeniowe (ang. *task*) były wykonywane jednocześnie na komputerze równoległym. Pojedyncze zadania wykonuje się pod nadzorem systemu operacyjnego jako proces sekwencyjny (ang. *sequential process*) na umownym procesorze tzw. procesorze wirtualnym. Instrukcje wewnątrz procesu sekwencyjnego wykonywana są w taki sposób, że kolejna rozpoczyna się dopiero po zakończeniu poprzedniej.

Dwa procesy sekwencyjne nazywamy współbieżnymi (ang. *concurrent processes*) jeżeli ich operacje nakładają się na siebie w czasie. Dwa procesy sekwencyjne nazywamy równoległymi (ang. *parallel processes*) jeżeli wykonywane są na dwóch oddzielnych procesorach, a ich operacje nakładają się na siebie w czasie.

Wątek (ang. *thread*) to jednostka systemu operacyjnego, która wykonuje strumień niezależnych instrukcji. Każdy proces sekwencyjny może być wykonywany przez jeden lub wiele wątków pracujących współbieżnie. Wszystkie wątki wykonujące instrukcje w ramach procesu współdzielą pomiędzy sobą jego zasoby (przydzielane przez system operacyjny).

Możliwość zrównoleglenia obliczeń zależy przede wszystkim od budowy maszyny, na której wykonywane są operacje równoległe. Według opisanej w [70] taksonomi Flynna architektury komputerów możemy podzielić ze względu na liczbę przetwarzanych strumieni danych i strumieni rozkazów na cztery kategorie:

- SISD (ang. *Single Instruction, Single Data*): pojedynczy strumień danych jest przetwarzany przez pojedynczy strumień rozkazów. Do tej grupy należą komputery z pojedynczym procesorem jednordzeniowym (np. rodzina procesorów Intel Pentium 4),
- MISD (ang. *Multiple Instruction, Single Data*): pojedynczy strumień danych jest przetwarzany przez wiele strumieni rozkazów. Ideą pracy MISD jest wielokrotne przetwarzanie tych samych danych (wykonywanie dokładnie takiej samej operacji) w celu np. sprawdzenia poprawności wykonanych obliczeń. Ta architektura komputerów aktualnie nie ma żadnego praktycznego zastosowania,
- SIMD (ang. *Single Instruction, Multiple Data*): te same operacje wykonywane są na różnych danych (w postaci macierzowej lub wektorowej). Przykładem tej technologii są obliczenia ogólnego przeznaczenia realizowane na kartach graficznych GPGPU (ang. *General-Purpose Computing on Graphics Processing Units*),
- MIMD (ang. *Multiple Instruction, Multiple Data*) gdzie wiele operacji wykonywanych jest jednocześnie na wielu różnych danych w obrębie jednego zadania obliczeniowego.

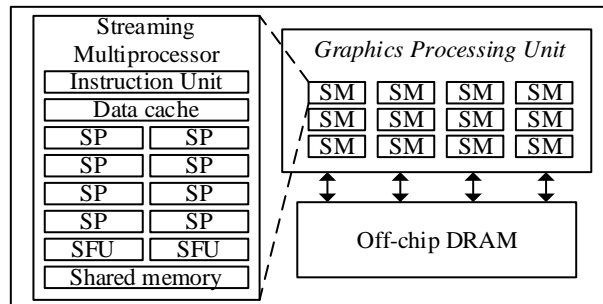
W badaniach prowadzonych w ramach niniejszej rozprawy wykorzystano do wyznaczenia rozplywu mocy, opracowaną przez firmę Nvidia architekturę CUDA (należącą do grupy SIMD), umożliwiającą prowadzenie obliczeń równoległych na graficznych jednostkach obliczeniowych GPU.

4.2 Budowa jednostek graficznych w architekturze CUDA

Budowę GPU w architekturze CUDA przedstawiono na rysunku 4.1. Podstawową strukturą architektury CUDA jest skalowana siatka wielowątkowych multiprocesorów

strumieniowych SM (ang. *streaming multiprocessors*). Dodatkowo GPU wyposażone jest w globalną pamięć DRAM [71].

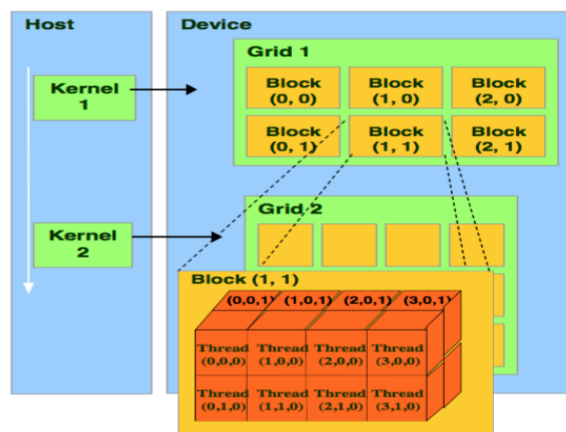
Każdy SM jest zbudowany w architekturze SIMT (ang. *Single Instruction Multiple Threads*), umożliwiającej wykonywanie w sposób konkurencyjny wielu wątków obliczeniowych. Wątki wewnątrz SM wykonywane są w grupach, tzw. osnowach, (ang. *warps*). Każda z nich składa się z 32 wątków wykonywanych jednocześnie. Uruchamianie kolejnego warpu odbywa się w momencie zakończenia pracy przez wszystkie wątki [71].



Rysunek 4.1 Budowa GPU w architekturze CUDA [71]

Wewnątrz SM znajdują się: rdzenie CUDA (ich ilość zależy od generacji GPU), jednostki do obliczania funkcji specjalnych SFU (takich jak funkcje trygonometryczne), jednostki zapisu/odczytu danych, jednostki zarządzania instrukcjami (ang. *warp scheduler*) oraz pamięć Cache L2 współdzielona przez wątki wykonywane wewnątrz SM. Każdy rdzeń CUDA jest tożsamy z pojedynczym wątkiem wykonywanym na GPU, posiada jednostkę arytmetyczną ALU i szybką pamięć Cache L1 [71].

Opracowanie aplikacji wykorzystującej technologię CUDA polega na tworzeniu tzw. jąder (ang. *kernel*), czyli funkcji z kodem wykonywanym sekwencyjnie. W momencie wywołania przez hosta (jednostkę centralną, do której przyłączono kartę CUDA) jądro zostaje wykonane w sposób równoległy na wielu wątkach jednocześnie. Wątki grupowane są, zgodnie ze strukturą przedstawioną na rysunku 4.1, w bloki (ang. *block*). Następnie bloki wątków są grupowane w siatkę. Każdy wątek wewnątrz bloku posiada swój uniwersalny trójelementowy identyfikator (tzw. *thread index*) określający jego położenie (x, y i z) we wirtualnej przestrzeni wątków. W analogiczny sposób, poprzez trójwymiarowy identyfikator (tzw. *block index*), indeksowane są bloki wątków wewnątrz siatki. Wymiary pojedynczego bloku oraz siatki bloków definiowane są przez programistę w momencie uruchomienia jądra [71, 72].



Rysunek 4.2 Struktura wątków dla pojedynczego jądra (kernela) aplikacji [71]

Wątki mają dostęp do informacji o swoim położeniu w bloku oraz położeniu bloku w siatce. Jest to podstawowy mechanizm umożliwiający zróżnicowanie zadań prowadzonych przez każdy z wątków (np. poprzez wczytanie innej wartości wejściowej z pamięci globalnej) [71].

Pamięć w technologii CUDA dzielona jest na:

- pamięć globalną - dostęp do tej pamięci mają wszystkie wątki wykorzystywane w ramach kernela oraz CPU, ma dużą pojemność (rzędu gigabajtów), ale jest najwolniejszym typem pamięci. Dane przechowywane są na niej od momentu alokacji do usunięcia,
- pamięć współdzieloną - pamięć, do której mają dostęp wszystkie wątki wewnątrz bloku (po 16 kB na blok), jest wykorzystywana w momencie gdy wątki wewnątrz bloku muszą wymieniać między sobą dane istotne w trakcie obliczeń w bloku. Dane przechowywane są na niej tak długo jak wykonywany jest dany blok,
- pamięć lokalną - jest to pamięć podręczna wątku. Jej cechą jest duża prędkość zapisu i odczytu danych. W miarę możliwości należy starać się wykorzystywać ją zamiast pamięci globalnej (np. poprzez kopiowanie danych wejściowych z pamięci globalnej do zmiennych lokalnych). Jest dostępna w czasie wykonywania kernela,
- rejestr wątku - dostępny jedynie bezpośrednio w wątku. Nie jest to pamięć adresowalna, przechowuje zmienne prywatne zadeklarowane wewnątrz kernela,
- pamięć stałą - jest pamięcią o zasięgu globalnym (podobnie jak pamięć lokalna), może być modyfikowana tylko przez CPU, dla GPU dostępna tylko do odczytu. Jej odczyt jest szybszy niż w przypadku pamięci globalnej (o ile wszystkie wątki odnoszą się do tej samej komórki adresowej) [71, 72].

Dobór odpowiedniej struktury wątków do wykonywanego zadania obliczeniowego oraz efektywne wykorzystanie pamięci wątku i współdzielonej ma duży wpływ na wydajność obliczeń na GPU.

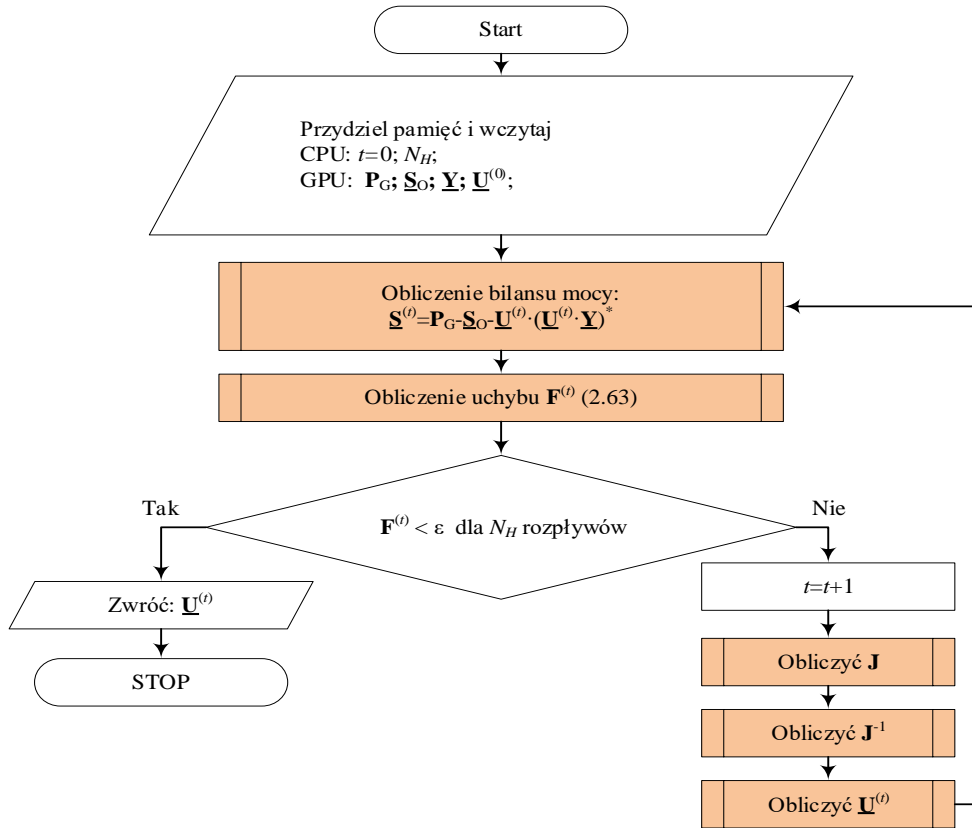
4.3 Analiza rozplywu mocy z zastosowaniem GPU

Strategie zrównoleglenia obliczeń rozplywu mocy można podzielić na dwa rodzaje: zrównoleglenie obliczeń dużego systemu lub zrównoleglenie wielokrotnych obliczeń małego systemu. Wybór strategii jest zależny od rodzaju badanego zagadnienia oraz wielkości analizowanego systemu.

Pierwsza strategia skupia się na maksymalnym wykorzystaniu zasobów mocy obliczeniowej w celu zrównoleglenia elementarnych obliczeń pojedynczego rozplywu mocy (np. odwrotności Jakobianu w metodzie Newtona-Raphsona). Strategia ta ma racjonalne zastosowanie w przypadku, gdy system jest bardzo duży (od kilkuset do kilkudziesięciu tysięcy węzłów). W drugiej strategii priorytetem jest wykorzystanie mocy obliczeniowej dostępnych jednostek przede wszystkim do równoległego przeprowadzenia wielu obliczeń rozplywu mocy jednocześnie dla mniejszych systemów. W tym celu wykorzystuje się tzw. seryjną algebrę liniową (ang. *Batch Linear Algebra*). Wśród zastosowań tej metody można wymienić wyznaczanie parametrów niezawodnościowych systemu elektroenergetycznego [73], których niniejsza praca nie dotyczy.

Jako algorytm bazowy dla obliczeń równoległych rozplywu mocy wybrano metodę NR (rozdział 3.5.1). Wybór ten jest podyktowany większymi możliwościami zrównoleglenia dla

NR (np. podczas obliczania odwrotności Jakobianu) niż w przypadku metody Gaussa-Seidla, w której poszczególne zmienne w iteracji obliczane są w sposób sekwencyjny. Pozostałe przedstawione w rozdziale 3.5 metody iteracyjne bazują na mechanizmach zawartych w NR, w związku z tym ich ewentualna implementacja polega na odpowiedniej modyfikacji kodu aplikacji równoległej dla metody NR. Na rysunku 4.3. przedstawiono ogólną strukturę zaproponowanego algorytmu obliczeń rozptywu mocy z zastosowaniem technologii CUDA.



Rysunek 4.3 Algorytm metody Newtona-Raphsona dla GPU. Pomarańczowe bloki oznaczają procedury wykonywane w sposób równoległy (na GPU) dla N_H rozptyłów mocy jednocześnie [opr. własne]

W odróżnieniu od algorytmu do obliczeń pojedynczego rozptywu mocy, pogrubione wartości oznaczają zestawy danych dla każdego z H rozptyłów mocy (zbioru wektorów i macierzy). W każdym z bloków obliczeń równoległych (oznaczonych na rysunku 4.3 kolorem pomarańczowym) operacje wykonywane są w sposób zrównoleglony - dla wielu rozptyłów jednocześnie. W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółowy opis kolejnych opracowanych i zaimplementowanych algorytmów.

4.3.1 Obliczanie bilansu mocy

Proces obliczania bilansu mocy pozornej \underline{S} dla aktualnego napięcia związany jest głównie z wyznaczeniem członów układu równań (3.23) zależnych od napięć węzłowych. Przy założeniu, że obciążenie \underline{S}_0 jest niezależne od napięć węzłowych (w modelu obciążenia ZIP składowe \underline{Z}_0 i \underline{I}_0 dla wszystkich węzłów sieci są równe zero), dla każdego h -tego rozptywu mocy ($h = \{1, 2, \dots, H\}$), w każdej iteracji należy wyznaczyć jedynie dla członu:

$$\underline{S}_i^{(h)} = \underline{U}_i^{(h)} \cdot \left(\sum_k^{\mathcal{B}} \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k^{(h)} \right)^* \quad (4.1)$$

gdzie: $i \in \mathcal{B}'$.

W celu lepszego wykorzystania jednostek GPU proces obliczania został podzielony na dwa etapy. W pierwszym wyliczana jest dla każdego rozplywu macierz $\underline{\mathbf{S}}'$ będąca iloczynem wektora napięć $\underline{\mathbf{U}}$ i admitancji $\underline{\mathbf{Y}}$. Elementy tej macierzy można wyznaczyć z zależności:

$$\underline{S}'_{ij} = \underline{U}_i^{(h)} \cdot (\underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_j^{(h)})^* \quad (4.2)$$

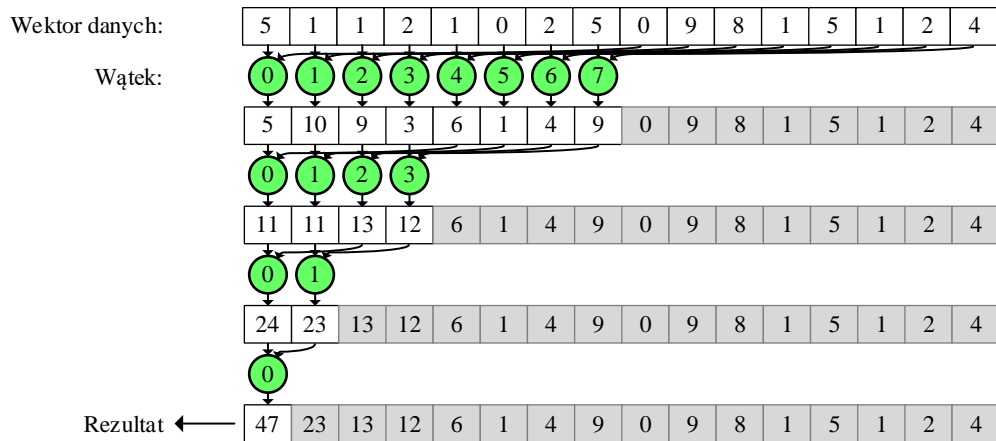
gdzie: $i \in \mathcal{B}'$, $j \in \mathcal{B}$.

W tak zdefiniowanej macierzy każdy jej element jest wyznaczany niezależnie od pozostałych elementów przez pojedynczy wątek CUDA, przy czym za położenie elementów w macierzy $\underline{\mathbf{S}}'$ (indeksy i oraz j) odpowiadają współrzędne x i y wątku. W przypadku, gdy wielkość macierzy jest większa niż przyjęty rozmiar pojedynczego bloku (np. 32 x 32 wątki), obliczana macierz zostaje podzielona na mniejsze podmacierze.

W celu wyznaczenia wektora bilansu $\underline{\mathbf{S}}^{(h)}$ mocy dla i -tego węzła i h -tego rozplywu, poszczególne wiersze macierzy $\underline{\mathbf{S}}'$ są sumowane zgodnie z zależnością:

$$\underline{S}_i^{(h)} = \sum_{j=0}^{N-1} \underline{S}'_{ij} \quad (4.3)$$

Proces sumowania odbywa się z wykorzystaniem algorytmu dodawania atomowego polegającego na sumowaniu poszczególnych elementów wektora (tutaj wiersza macierzy $\underline{\mathbf{S}}'$) w sposób częściowo równoległy (rysunek 8.13). Elementy wektora o długości L zostają podzielone na $L/2$ pary. W jednej iteracji każdy wątek sumuje odpowiadającą mu parę elementów. Tak stworzony wektor sum pośrednich staje się nowym wektorem elementów o długości $L/2$. Proces jest powtarzany iteracyjnie, aż do momentu, gdy zostaje tylko jeden element równy sumie wszystkich elementów wektora.



Rysunek 4.4 Algorytm dodawania atomowego [74]

4.3.2 Obliczanie uchybu

Uchyb \mathbf{F} zgodny z zależnością (3.56) wyznaczony jest na podstawie kwadratu wartości bilansu mocy. Dla każdego h -tego rozplywu moce bierne wszystkich węzłów oraz moce czynne węzłów PU, zostają przekopiowane do wektora $\mathbf{F}^{(h)}$ (z kwadratem wartości). Następnie wektor ten jest sumowany atomowo. Następnie dla wszystkich H rozplywów sprawdzane jest kryterium stopu $\mathbf{F}^{(h)} < \epsilon$. Wynik porównania zostaje zapisany w H -elementowym wektorze. Jeżeli dla wszystkich wyznaczanych rozplywów kryterium jest spełnione host pobiera

otrzymane napięcia z karty i kończy pracę programu. W przeciwnym przypadku zostaje uruchomiona kolejna iteracja.

4.3.3 Obliczanie Jakobianu

Dla h -tego rozplwywu mocy, zgodnie z definicją (3.47), Jakobian jest równy:

$$\mathbf{J}^{(h)}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{K}^{(h)} & \mathbf{L}^{(h)} \\ \mathbf{M}^{(h)} & \mathbf{N}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Elementy macierzy $\mathbf{K}^{(h)}$ poza diagonalną wyznaczane są z zależności:

$$\begin{aligned} k_{ij}^{(h)} &= U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \sin \theta_{ij}^{(h)} - B_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)}) = \\ &= U_i^{(h)} U_j^{(h)} |Y_{ij}| (\cos \varphi_{ij} \sin \theta_{ij}^{(h)} - \sin \varphi_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)}) \end{aligned} \quad (4.5)$$

gdzie: φ_{ij} - argument admitancji wzajemnej $\underline{\mathbf{Y}}_{ij}$.

Podstawiając zależność trygonometryczną Eulera można zapisać:

$$\begin{aligned} k_{ij}^{(h)} &= U_i^{(h)} U_j^{(h)} |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij}^{(h)} - \varphi_{ij}) = \\ &= \text{Im} \left\{ \underline{U}_i^{(h)} \cdot (\underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_j^{(h)})^* \right\} = \text{Im} \left\{ \underline{S}'_{ij} \right\} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Oznacza to, że wartości macierzy $\underline{\mathbf{S}}'$ wyliczanej w trakcie sprawdzania bilansu mocy w węzłach, w sposób automatyczny stają się elementami macierzy $\mathbf{A}^{(t,h)}$ poza diagonalną.

W przypadku diagonalnej:

$$\begin{aligned} k_{ii}^{(h)} &= -\sum_{j=0}^{N-1} U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \sin \theta_{ij}^{(h)} - B_{ik} \cos \theta_{ij}^{(h)}) = \\ &= -\text{Im} \left\{ \sum_{k=0}^{N-1} \underline{S}'_{ij} \right\} = -\text{Im} \left\{ \underline{S}_i \right\} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Oznacza to, że wartości na diagonalnej macierzy $\mathbf{K}^{(h)}$ otrzymujemy po zwykłym przemnożeniu przez minus jeden wyników bilansu mocy biernej S .

Przez analogię elementy macierzy $\mathbf{M}^{(h)}$ poza diagonalną wyznaczyć można z zależności:

$$m_{ij}^{(h)} = -U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)} + B_{ij} \sin \theta_{ij}^{(h)}) = -\text{Re} \left\{ \underline{S}'_{ij} \right\} \quad (4.8)$$

a na diagonalnej:

$$m_{ii}^{(h)} = \sum_{j=0}^{N-1} U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)} + B_{ik} \sin \theta_{ij}^{(h)}) = \text{Re} \left\{ \underline{S}_i \right\} \quad (4.9)$$

Elementy podmacierzy $\mathbf{L}^{(h)}$ nie leżące na diagonalnej, można wyznaczyć z:

$$l_{ij}^{(h)} = U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = \text{Re} \left\{ \underline{S}'_{ij} \right\} \quad (4.10)$$

Elementy na diagonalnej $\mathbf{L}^{(h)}$ są równe:

$$\begin{aligned} l_{ii}^{(h)} &= 2U_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=0 \\ \wedge k \neq i}}^{N-1} U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)} + B_{ik} \sin \theta_{ij}^{(h)}) = \\ &= 2U_i^2 G_{ii} + \text{Re} \left\{ \underline{S}_i \right\} - \text{Re} \left\{ \underline{S}'_{ii} \right\} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Elementy poza diagonalną $\mathbf{N}^{(h)}$ można wyznaczyć z zależności:

$$n_{ij}^{(h)} = U_i^{(h)} U_j^{(h)} (G_{ij} \sin \theta_{ij}^{(h)} - B_{ij} \cos \theta_{ij}^{(h)}) = \text{Im}\{\underline{S}'_{ij}{}^{(h)}\} \quad (4.12)$$

a na diagonalnej:

$$\begin{aligned} n_{ii}^{(h)} &= -2U_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{k=0 \\ \wedge k \neq i}}^{N-1} U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) = \\ &= -2U_i^2 B_{ii} + \text{Im}\{\underline{S}'_i{}^{(h)}\} - \text{Im}\{\underline{S}'_{ii}{}^{(h)}\} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Z równań (4.4) - (4.13) wynika, że zachowanie wyników pośrednich (macierzy \underline{S}') podczas sprawdzania kryterium stopu eliminuje konieczność powtórnego wykonywania pętli (sum) i iloczynów, liczonych sekwencyjnie w trakcie wyznaczania elementów Jakobianu.

4.3.4 Obliczanie odwrotności Jakobianu

Obliczanie odwrotności macierzy \mathbf{J} to proces najbardziej czasochłonny w każdej iteracji metody NR. W przedstawionych badaniach do wyznaczenia odwrotności Jakobianu o wymiarach $N_j \times N_j$ wykorzystano rozkład LU metodą Doolittle'a. W metodzie tej przyjmuje się, że macierz \mathbf{J} można przedstawić za pomocą iloczynu dwóch macierzy [60]:

$$\mathbf{J} = \mathbf{LU} \quad (4.14)$$

gdzie: macierz \mathbf{L} jest macierzą trójkątną dolną, a macierz \mathbf{U} macierzą trójkątną górną. Ponadto, na diagonalnej macierzy \mathbf{L} znajdują się same 1 [60]:

$$\begin{bmatrix} j_{11} & j_{12} & \cdots & j_{1N_j} \\ j_{21} & j_{22} & \cdots & j_{2N_j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ j_{N_j 1} & j_{N_j 2} & \cdots & j_{N_j N_j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 \\ l_{21} & 1 & \cdots & l_{2N_j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{N_j 1} & l_{N_j 2} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \cdots & u_{1N_j} \\ 0 & u_{22} & \cdots & u_{2N_j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & u_{N_j N_j} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Poszczególne elementy rozkładu LU można wyliczyć z zależności:

$$u_{ij} = j_{ij} - \sum_{k=1}^{i-1} l_{ik} u_{ik} \quad (4.16)$$

gdzie: $j \in \{i, i+1, \dots, n\}$, oraz:

$$l_{ij} = \frac{(j_{ji} - \sum_{k=1}^{i-1} l_{jk} u_{ki})}{u_{ii}} \quad (4.17)$$

gdzie: $j \in \{i+1, i+2, \dots, n\}$.

Szukana jest macierz odwrotna \mathbf{J}^{-1} spełniająca równanie:

$$\mathbf{J} \cdot \mathbf{J}^{-1} = \mathbf{I} \quad (4.18)$$

Podstawiając (4.14) otrzymujemy:

$$\mathbf{LU} \cdot \mathbf{J}^{-1} = \mathbf{I} \quad (4.19)$$

Wprowadzając dodatkowo zależność:

$$\mathbf{U} \cdot \mathbf{J}^{-1} = \mathbf{z} \quad (4.20)$$

otrzymujemy:

$$\mathbf{L} \cdot \mathbf{z} = \mathbf{I} \quad (4.21)$$

Macierz \mathbf{J}^{-1} wyznaczana jest dwuetapowo. Najpierw wyznaczany jest macierz \mathbf{z} . Następnie macierz podstawiana jest do równania (4.20) i wyznaczana jest wartość macierzy odwrotnej. Trójkątna struktura macierzy \mathbf{L} oraz \mathbf{U} pozwala wyznaczyć macierz odwrotną niskim nakładem obliczeniowym.

Po wyznaczeniu odwrotności \mathbf{J}^{-1} wykonywana jest korekta modułów i faz napięć (w sposób zrównoleglony) zgodnie z (3.40).

4.4 Badanie przyspieszenia obliczeń rozplywu mocy

Celem sprawdzenia efektywności zaimplementowanego zrównoleglenia algorytmu wyznaczania rozplywu mocy z wykorzystaniem jednostki GPU wykonano analizę przyspieszenia obliczeń dla autorskiej aplikacji napisanej w języku C++. Skompilowana do postaci pliku wykonywalnego typu mex aplikacja została włączona do analizy rozplywu mocy z poziomu środowiska Matlab. Jako wartości referencyjne czasu obliczeń przyjęto średnie czasy z wszystkich iteracji wykonanych w ramach pojedynczego rozplywu mocy metodą NR, w środowisku Matlab wyposażonym w narzędzie MatPower 6.0.1. Wszystkie rozplywy mocy uruchamiane były ze startu płaskiego. Badania prowadzono na komputerze o parametrach podanych w rozdziale 3.5.3 wyposażonym w kartę graficzną Nvidia GeForce GTX 650 Ti Boost o pojemności obliczeniowej (ang. *Computation Capacity*) 3.0. Karta ta posiada 768 rdzeni CUDA na każdym z 4 multiprocessorów. Obliczenia równoległe przeprowadzono dla 1000 takich samych rozplywów mocy w systemach testowych o różnej wielkości.

W tabeli 4.1 przedstawiono porównanie sumarycznego czasu wykonywania poszczególnych fragmentów pojedynczej iteracji metody NR podczas wyznaczania 1000 rozplywów mocy metodą NR na jednostce CPU (obliczenia rozplywów prowadzone sekwencyjnie) oraz GPU (obliczenia rozplywów prowadzone równoległe).

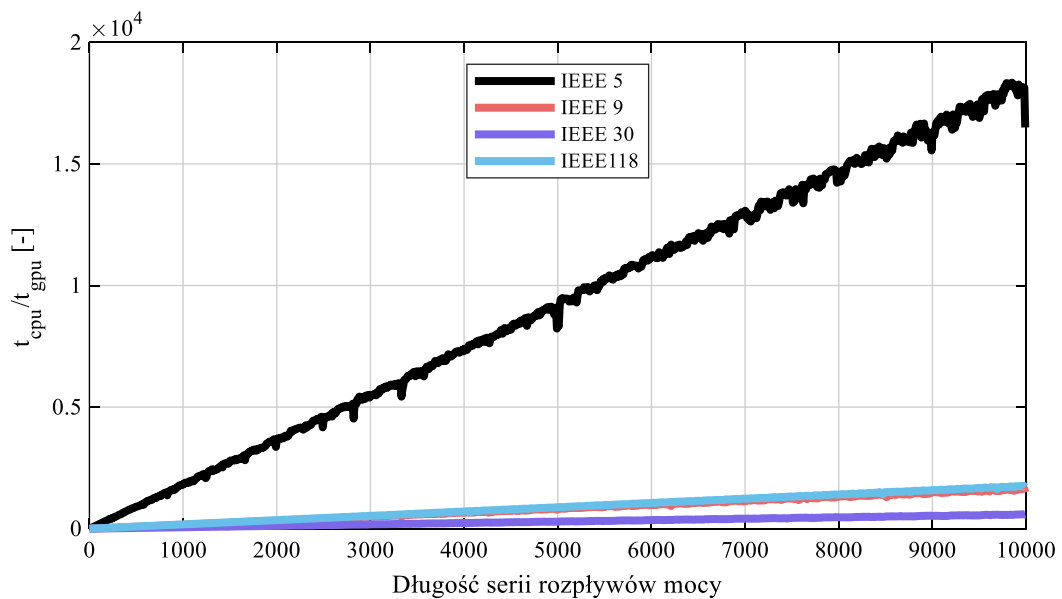
Tabela 4.1 Czas potrzebny na obliczenie 1000 rozplywów mocy z wykorzystaniem jednostki CPU (obliczenia sekwencyjne) oraz GPU (obliczenia równoległe) w rozbiciu na poszczególne fragmenty metody NR

Rodzaj obliczeń:		Bilans mocy	Jakobian	Krok dV	Napięcia: V=V+dV
System testowy	Jednostka	[ms]	[ms]	[ms]	[ms]
IEEE 5 Bus	CPU	129,29	221,26	39,44	148,31
	GPU	5,88	3,22	2,18	6,66
IEEE 9 Bus	CPU	113,12	223,9	51,09	172,89
	GPU	5,87	5,06	2,05	8,41
IEEE 30 Bus	CPU	196,2	439,4	118,83	409,41
	GPU	10,6	35,15	5,79	64,38
IEEE 118 Bus	CPU	3854,05	5562,13	12569,53	1293,44
	GPU	38,71	502,98	16,38	345,45

Na podstawie wyników (tabela 4.1) ustalono, że podczas obliczeń na jednostce centralnej najwięcej czasu, w przypadku małych systemów, zabiera obliczenie Jakobianu. W przypadku dużego systemu takiego jak IEEE 118 najwięcej czasu zajmuje wyznaczenie nowego kroku napięć (czyli wyznaczenie odwrotności macierzy \mathbf{J}^{-1}). W przypadku karty GPU dla małych systemów (niewielka liczba węzłów) najbardziej czasochłonne okazało się obliczenie nowych napięć. Jest to efekt wykorzystania funkcji arctg na potrzeby zmiany fazy napięć w węzłach PU i PQ. W przypadku większych systemów najwięcej czasu zajmuje wyznaczenie Jakobianu, jednakże zastosowanie algorytmów seryjnej algebry liniowej dostępnych w bibliotece cuBLAS [75] pozwoliło na poprawę sprawności jego obliczeń. Na rysunku 4.5 przedstawiono stosunek czasu obliczeń t_{cpu} na CPU do czasu obliczeń t_{gpu} na GPU w funkcji długości serii liczonych

rozpływów mocy. Przyspieszenie obliczeń rośnie wraz z liczbą jednocześnie wykonywanych rozpływów mocy i osiąga wartość maksymalną dla systemu IEEE 5 nawet 17 tys. Dla pozostałych analizowanych systemów przyspieszenie jest nie większe niż 2000.

Wbrew intuicyjnym założeniom wartość przyspieszenia obliczeń nie jest zależna od wielkości systemu (liczby węzłów), ale od czasu potrzebnego na wyznaczenie całego rozpływu mocy dla systemu. Analiza wykonanych badań wskazuje, że im większy czas jest potrzebny na wyznaczenie pojedynczego rozpływu mocy na CPU tym większy jest zysk czasu podczas obliczeń w wykorzystaniu jednostki GPU. Wynika to głównie z występowania przy obliczeniach z wykorzystaniem GPU "wąskiego gardła", którym jest alokacja i wymiana danych z hostem.



Rysunek 4.5 Wpływ długości serii rozpływów na stosunek czasu obliczeń sekwencyjnych t_{cpu} do czasu obliczeń równoległych na układzie graficznym t_{gpu} [opr. własne]

5 Zastosowanie magazynów energii w systemie elektroenergetycznym

5.1 Parametry i klasyfikacja magazynów energii elektrycznej

Termin magazyn energii określa urządzenie lub zespół urządzeń służących do przechowywania energii w dowolnej postaci, pozwalających na przynajmniej częściowe jej odzyskanie. Według definicji przedstawionej w Prawie Energetycznym [40] magazynem energii jest instalacja umożliwiająca przechowywanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Ideą jego pracy jest gromadzenie energii z sieci elektroenergetycznej (ładowanie) w okresach, gdy występuje jej nadprodukcja i pobieranie (rozładowanie) w okresach niedoborów. Podczas procesu ładowania energia elektryczna może być zmieniana na inną formę, podczas rozładowania następuje powtórna konwersja na energię elektryczną. Ponieważ każdy rodzaj przemiany energii polega na wykorzystaniu szeregu zjawisk fizycznych lub chemicznych magazyny, w zależności od wykorzystanej energii pośredniej (lub braku jej występowania), różnią się pod względem: zasady działania, budowy i parametrów (sprawność, czas pracy, szybkości ładowania i rozładowywania, itp.) [76].

Każdy magazyn energii (bez względu na charakter przemian zachodzących w jego wnętrzu) można opisać następującymi parametrami:

- pojemność energetyczna A_{max} [Wh] - maksymalna ilość energii, którą magazyn może przechowywać. Próba dalszego ładowania magazynu jest fizycznie niemożliwa lub może prowadzić do trwałego uszkodzenia,
- poziom naładowania α [-],
- sprawność energetyczna η wyrażana wzorem:

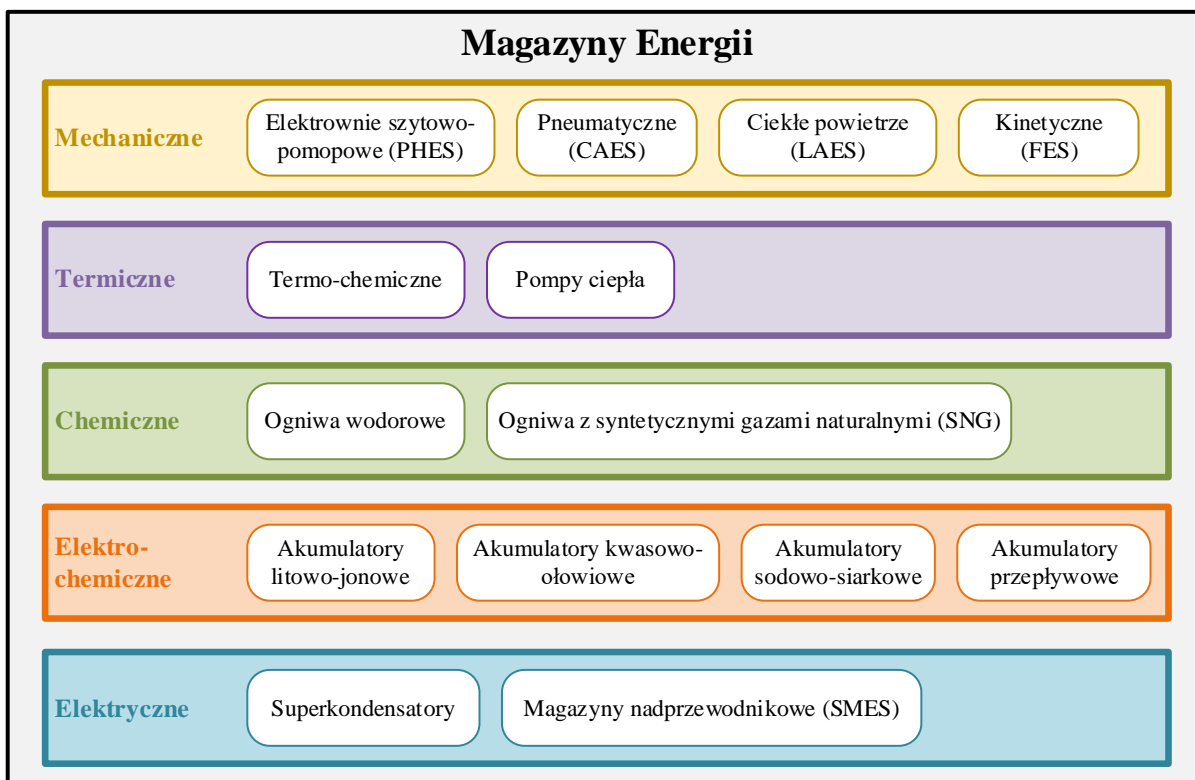
$$\eta_{IN} = \frac{A_{OUT}}{A_{IN}} \quad (5.1)$$

gdzie: A_{IN} [MWh] – energia użytkowa doprowadzona do magazynu, A_{OUT} [MWh] – energia użytkowa jaką można pobrać z magazynu po naładowaniu go energią A_{IN} ,

- maksymalna moc ładowania/rozładowania P_{INmax}/P_{OUTmax} [MW],
- samorozładowanie ρ [%/h] - ilość energii utraconej w magazynie w przypadku jego odłączenia (nie był ładowany ani rozładowany) w jednostce czasu,
- gęstość energii ρ_A [Wh/kg] lub [Wh/dm³] – stosunek pojemności magazynu do jego masy (gęstość grawimetryczna) lub objętości (gęstość wolumetryczna),
- gęstość mocy ρ_P [W/kg] lub [W/dm³] – czyli stosunek maksymalnej mocy ładowania magazynu do jego masy (gęstość mocy grawimetryczna) lub objętości (gęstość mocy wolumetryczna),
- czas rozładowania t_{roz} [h] – najkrótszy możliwy do uzyskania czas rozładowania magazynu od stanu pełnego naładowania do pełnego rozładowania,
- żywotność [cykle ładowania] – ilość pełnych cykli ładowania i rozładowania, po której magazyn utraci 20% swojej pojemności.

Ze względu na rodzaj przemiany energii magazyny dzieli się na: mechaniczne, termiczne, chemiczne, elektrochemiczne oraz elektryczne [76, 77]. Pierwsze cztery rodzaje należą do grupy magazynów pośrednich (przechowujących energię w innej formie niż elektryczna),

natomiast magazyny elektryczne to magazyny bezpośrednie. Szczegółowy podział technologii przechowywania energii w magazynach przedstawiono na rysunku 5.1.



Rysunek 5.1 Klasyfikacja technologii magazynowania energii [78]

Magazyny mechaniczne przetwarzają energię elektryczną na mechaniczną (kinetyczną lub potencjalną). Ich przykładem są magazyny kinetyczne - wirujące masy FES (ang. *Flywheel Energy Storage*), elektrownie szczytowo-pomopowe oraz magazyny pneumatyczne CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*) - sprężające i rozprężające substancje powietrze. Do magazynów termicznych można zaliczyć magazyny termochemiczne, w których w wyniku doprowadzania energii zachodzi odwracana reakcja chemiczna ciepła jawnego (podnoszenie temperatury czynnika) oraz ciepła utajonego (przemiana fazowa substancji) [79]. Zasobniki energii wykorzystujące do przechowywania energii przemiany chemiczne to ogniwa paliwowe. Do ich działania niezbędne jest ciągle doprowadzanie paliwa. Do tej grupy magazynów należą np. ogniwa wodorowe [80].

W przypadku rozpatrywanego w rozprawie problemu naukowego ograniczono się do stosowania tylko magazynów elektrochemicznych. Dzięki ich gęstości mocy i energii oraz czasowi dostępu, stanowią one uniwersalne narzędzie dla regulacji pracy systemu na poziomie zarówno minutowym, godzinowym jak i dobowym. Dodatkowo, budowa instalacji magazynującej jest ograniczona czynnikami geograficznymi jak np. elektrownie szczytowo-pomopowe. Do tej grupy magazynów energii należą m. in.: akumulatory litowo-jonowe (Li-ion), akumulatory kwasowo-ołowiowe oraz akumulatory przepływowe [78].

Akumulatory kwasowo-ołowiowe to jedna z najstarszych konstrukcji magazynów energii elektrycznej. W ich skład wchodzi elektroda dodatnia zbudowana z tlenku ołowiu, elektroda ujemna zbudowana z ołowiu o porowatej strukturze oraz elektrolit wypełniający przestrzeń między elektrodami. Rolę elektrolitu pełni kwas siarkowy VI (H_2SO_4). Do zalet akumulatorów

kwasowych należy zaliczyć niską cenę oraz dużą niezawodność. Do wad akumulatorów kwasowo-ołowiowych należy przede wszystkim niska gęstość mocy i energii oraz duża wrażliwość na zbyt niską i zbyt wysoką temperaturę [78].

Akumulatory Li-ion wprowadzone zostały na rynek na początku lat 90 XX wieku przez firmę Sony. Stały się podstawowym źródłem zasilania dla przenośnych urządzeń elektronicznych (np. przenośne odtwarzacze, telefony komórkowe, GPS itp.). Anoda akumulatorów Li-ion zbudowana jest z porowatego grafitu, natomiast katoda w zależności od rodzaju wykorzystanej technologii zbudowana jest z tlenków litu i innego metalu. Elektrolit stanowi zazwyczaj mieszanina rozpuszczalników organicznych z rozpuszczonymi solami litu [81, 82]. Wśród zalet akumulatorów Li-ion można wymienić dużą gęstość mocy i energii, niski poziom samorozładowania (do kilku procent na miesiąc [76]) oraz możliwość głębokiego rozładowania (nawet do 100%). Do najpoważniejszych wad tej technologii należy trudna do oszacowania w warunkach nielaboratoryjnych żywotność akumulatora (zależną od bardzo wielu czynników zewnętrznych m. in. od sposobu ładowania i rozładowania, temperatury baterii itp.). W tabeli 5.1 zestawiono wartości standardowych parametrów magazynów elektrochemicznych wykonanych w różnych technologiach.

Tabela 5.1 Zestawienie standardowych parametrów magazynów energii wykonanych w wybranych technologiach. Kolory poszczególnych technologii zgodne są z oznaczeniami na rysunku 5.1 [76, 77]

Technologia	Gęstość energii	Gęstość mocy	Samorozładowanie	Sprawność	Żywotność
	[Wh/l]	[W/l]	[% na miesiąc]	[%]	[cykli]
NaS battery	150-300	120-160	0,05-20	70-90	2,5 - 4,4 tys.
Li-ion battery	200-400	1300 - 10000	0,1-0,3	85-98	1 - 10 tys.
Flow battery	20-70	0,5-2	0,2	60-85	12 - 14 tys.
Lead Acid Battery	50 - 80	150 - 300	2 - 20	80 - 90	1,5 - 2,2 tys.

5.2 Strategie wykorzystania magazynów energii w systemie elektroenergetycznym

Jedną z właściwości klasycznie definiowanego systemu elektroenergetycznego jest, wynikający z zasady Tellegena, brak możliwości wytwarzania energii elektrycznej „na zapas” – wypadkowa moc chwilowa jest równa zeru (moc generowana jest równa mocy pobieranej). W związku z tym praca systemu oparta jest na prognozach zapotrzebowania na energię oraz jej produkcji (w przypadku źródeł o niedeterministycznym profilu wytwórczym). Operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych określają z pewnym wyprzedzeniem zapotrzebowanie na energię od poszczególnych zakładów energetycznych.

W czasach, gdy cała energia wytwarzana była wyłącznie w konwencjonalnych źródłach energii, głównym problemem w zarządzaniu siecią elektroenergetyczną był niedeterministyczny charakter poboru energii elektrycznej. Aktualnie, przy wzroście udziału energetyki niekonwencjonalnej, szczególnie wiatrowej i słonecznej, dodatkowym problemem staje się niedeterministyczny charakter generacji [26]. Przy losowej generacji trudny do ustalenia jest bilans mocy.

Jedną z możliwości ograniczania nieprzewidywalności rozptyłu mocy w sieci elektroenergetycznej jest włączenie do jej struktury magazynów energii. Zgodnie z definicją prawną magazyny są instalacjami służącymi do przechowywania energii, ale mają jednocześnie zdolność dostarczania energii elektrycznej do sieci [40]. Stąd, w najogólniejszym ujęciu, rolą magazynów energii w systemie elektroenergetycznym jest pobieranie energii z systemu w momentach, w których jest to pożądane, celem późniejszego jej oddania, aby osiągnąć zdefiniowany cel. Celem tym może być zysk ekonomiczny wynikający z usprawnienia

technologicznego funkcjonowania systemu oraz podwyższenia jego niezawodności, utrzymanie wysokich jakościowych parametrów energii elektrycznej w KSE lub ograniczenia produkcji energii ze źródeł konwencjonalnych na rzecz odnawialnych.

Ustalenie metody zarządzania magazynem, głównie procesami ładowania i rozładowania, wymaga określenia funkcji jaką magazyn ma pełnić w systemie elektroenergetycznym – tzw. strategii wykorzystania. Wspomniane strategie można podzielić ze względu na następujące obszary [77, 83, 84]:

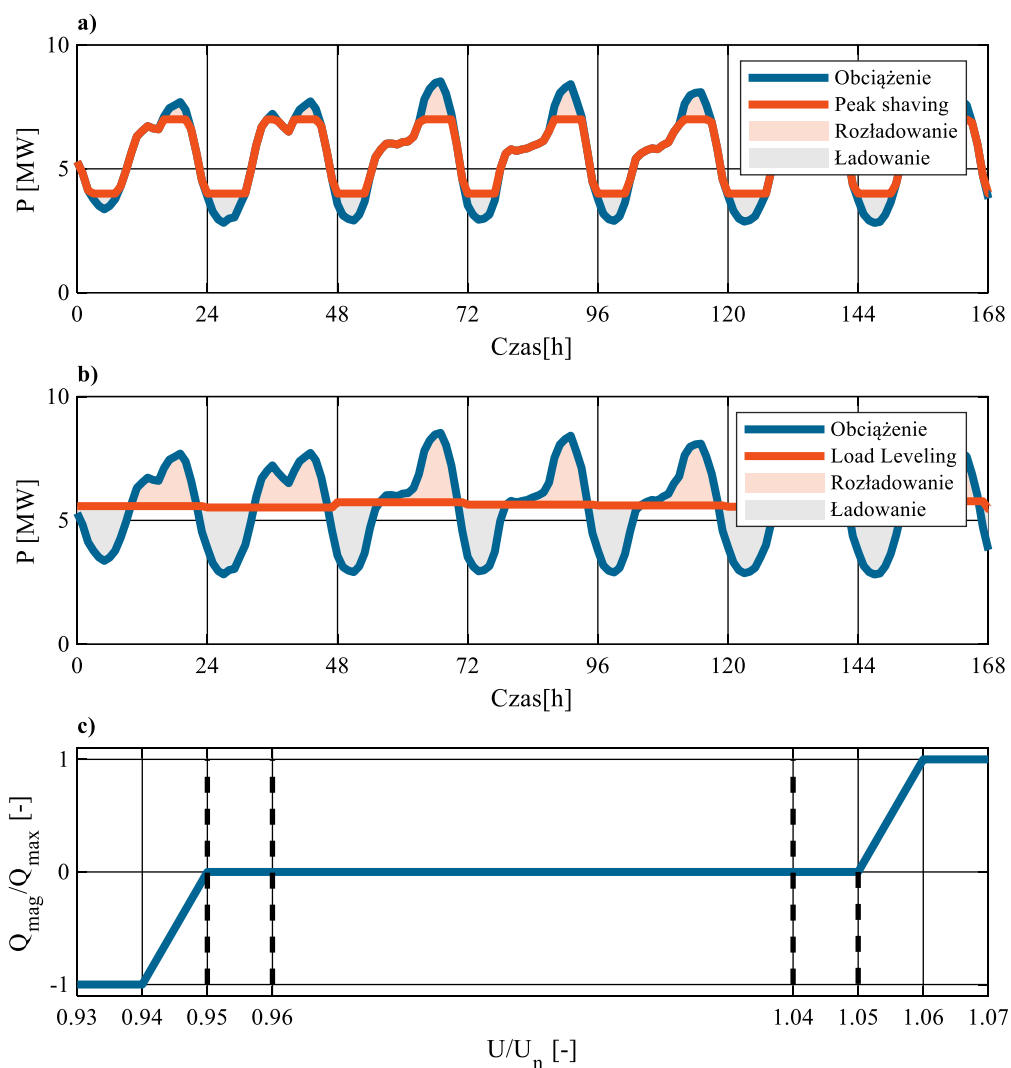
- współpraca magazynów energii z jednostkami wytwórczymi,
- współpraca magazynów energii z sieciami przesyłowymi oraz dystrybucyjnymi,
- wsparcie dla odbiorcy końcowego,
- współpraca z niestabilnymi źródłami energii elektrycznej,
- praca magazynów energii w mikrosieciach,
- rozwój elektromobilności i technologia V2G.

Współpraca magazynów energii z węzłami wytwórczymi

Wspomaganie pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych magazynami energii polega przede wszystkim na utrzymaniu parametrów energii elektrycznej podczas dynamicznych zmian obciążenia. Do najważniejszych zadań magazynów można zaliczyć wspomaganie regulacji częstotliwości, stanowanie rezerwy systemowej oraz rozruch elektrowni po dużej awarii systemowej. Oprócz tego magazyny mogą być wykorzystywane do sterowania przepływem mocy czynnej i biernej w SEE w ramach tzw. dispatchingu [85–88].

Współpraca magazynów energii z sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi

Magazyny mogą być stosowane w celu ograniczenia zmienności obciążenia systemowego. Na rysunku 5.2 przedstawiono idee trzech strategii wykorzystania magazynów do ograniczenia zmienności obciążenia. Pierwsza to strategia ograniczania szczytowych obciążeń (ang. *Peak Shaving*). Jej głównym zadaniem jest odciążanie systemu w godzinach szczytowych. Magazyn ładowany jest w godzinach, w których zapotrzebowanie odbiorców na energię jest niskie. Ograniczona zostaje w ten sposób maksymalna obciążalność linii elektroenergetycznych [89]. Druga to strategia wyrównywania obciążenia systemowego (ang. *load leveling*) w okresie dobowym. Jej stosownie polega na wyrównaniu obciążenia w węźle systemowym do przyjętej stałej w zadanym przedziale czasu wartości (np. w czasie jednej doby). Dzięki temu praca systemu jest bardziej przewidywalna, a operator sieci łatwiej może minimalizować koszty dostarczania i bilansowania energii [90]. Trzecia to regulacja napięcia węzłowego poprzez korektę mocy biernej w węźle. Na rysunku 5.2c przedstawiono wpływ wartości napięcia na pracę magazynu. Jeżeli wartość napięcia U spadnie poniżej dozwolonej wartości (np. $0,95U_n$), to magazyn generuje moc bierną przeciwną do mocy biernej obciążenia węzłowego, czyli aktywnie kompensuje jego moc bierną. W ten sposób ograniczany jest prąd przepływający przez linie doprowadzające energię do węzła (zatem także spadek napięcia na tych liniach). Analogicznie, gdy napięcie przekracza pewną dozwoloną wartość progową (np. $1,05U_n$), to magazyn dociąża węzeł mocą bierną, dzięki czemu zwiększa prąd przepływający przez linie zasilające węzeł (a więc zwiększony zostaje spadek napięcia na nich).



Rysunek 5.2 Przykład strategii pracy magazynów energii przy współpracy z systemem przesyłowym i dystrybucyjnym w zakresie: a) ograniczania mocy szczytowej (ang. Peak Shaving); b) wyrównywania poziomu obciążenia (ang. Load Leveling); c) podtrzymywania napięcia węzłowego (ang. Voltage Support) [89, 91, 92]

Magazyny energii u odbiorcy końcowego

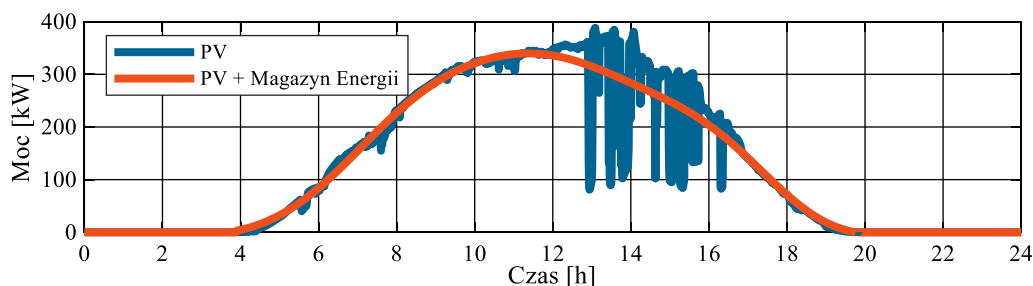
W przypadku instalacji magazynujących stosowanych u odbiorcy końcowego głównym aspektem ich pracy jest ograniczenie kosztów związanych z zakupem energii poprzez przesuwanie obciążeń wynikające m. in. z mechanizmów zarządzania stroną popytową [93, 94] oraz strat wynikających z przerwy w dostawach energii bądź otrzymywania energii elektrycznej o niskich parametrach jakościowych.

Stosowanie magazynów przez odbiorców końcowych posiada także zalety z punktu widzenia operatora sieci dystrybucyjnej oraz przesyłowej. Sieć odciążana jest w godzinach szczytowych, zwiększa się jej stabilność, a jednocześnie zakłócenia, które mogłyby być wprowadzone do systemu przez odbiorcę końcowego są częściowo kompensowane przez magazyn.

Współpraca magazynów energii z OZE

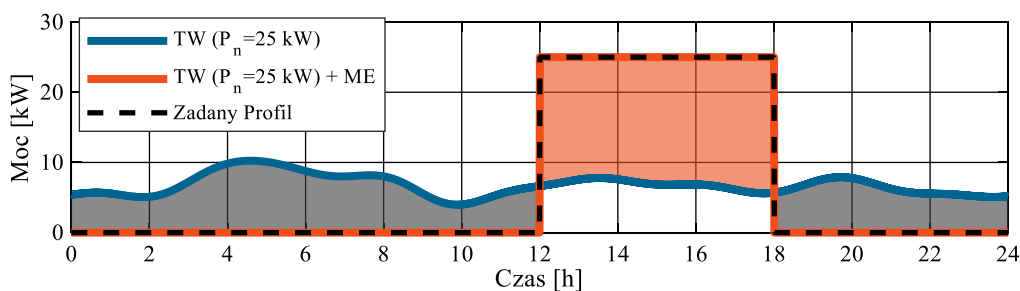
Trendy w światowej energetyce przewidują coraz większy udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii [95]. Wiąże się to jednak z wieloma wyzwaniem np.: ograniczonym dostępem do niektórych zasobów odnawialnych (np. elektrownie wodne), niską efektywnością ekonomiczną (przy czym, ta sytuacja zmienia się [96]), ograniczonymi możliwościami wytwarzania mocy ze źródeł niestabilnych (energetyka słoneczna oraz wiatrowa) oraz małą elastycznością w zakresie regulacji generowania mocy [14]. Szczególnie negatywny wpływ na pracę systemu mają źródła niestabilne, które wprowadzają do systemu oscylacje mocy, wynikiem których są m. in. wahania napięć i częstotliwości systemowej [97]. Głównym zadaniem instalacji magazynujących w tym przypadku jest ograniczenie negatywnego wpływu niestabilnych źródeł energii na pracę sieci.

Na rysunku 5.3 przedstawiono przykład pracy magazynu energii współpracującego z instalacją fotowoltaiczną, którego głównym zadaniem jest ograniczenie zmienności produkcji energii elektrycznej. Magazyn taki pełni rolę tzw. filtra mocy. Na podstawie pomiarów mocy wytwarzanej przez instalację w przeszłości (mierzonych w odpowiednio krótkich odstępach czasu) estymowana jest moc chwilowa, w taki sposób aby zachowana była jak największa płynność przebiegu mocy [98]. Różnica pomiędzy predykcją zapotrzebowania mocy, a faktyczną mocą chwilową instalacji pokrywana jest, w miarę możliwości, przez magazyn energii. Ponieważ dynamika zmian mocy pobieranej z ogniwa fotowoltaicznego jest duża, zaleca się stosownie magazynów o dużej gęstości mocy i krótkich czasach reakcji.



Rysunek 5.3 Przykład ograniczenia wahań mocy wytwarzanej przez instalację PV z wykorzystaniem podłączonego do niej magazynu energii [opr. własne]

Innym sposobem współpracy magazynów energii z OZE jest kształtowanie profili produkcyjnych celem np. przesunięcia produkcji energii z OZE na okresy szczytowe (ang. *Renewable Energy Time Shift*). Przykład takiego rozwiązania przedstawiono na rysunku 5.4. Dołączenie instalacji magazynującej energię pozwala na magazynowanie energii wytwarzanej przez turbinę w czasie, gdy nie ma być ona oddawana do sieci i oddanie jej zgodnie z przyjętym przez operatora sieci harmonogramem (profilem produkcyjnym).



Rysunek 5.4 Przykład wykorzystania magazynów energii do formowaniażądanego profilu produkcyjnego [opr. własne]

Magazyny energii w nowoczesnych sieciach elektroenergetycznych

Aktualne wyzwania stojące przed energetyką związane ze zmianami klimatycznymi oraz aspektem ekologicznym, doprowadziły do powstania wielu, uzupełniających się koncepcji rozwoju sieci elektroenergetycznych. Można do nich zaliczyć m. in.: inteligentne sieci elektroenergetyczne (ang. *Smart Grid*), mikrosieci oraz technologia o nazwie V2G (ang. *Vehicle to Grid*) [86, 99, 100]. Zadania jakie zakłada się realizować w tych obszarach przez magazyny energii to: zwiększenie efektywności sterowania generacją rozproszoną (w tym OZE), ograniczenie zużycia energii, wspomaganie pracy w trybie wysypowym (m. in. poprzez wspomaganie integracji wszystkich elementów mikrosieci [99]) oraz buforowanie wymiany energii pomiędzy systemem elektroenergetycznym a pojazdami elektrycznymi.

5.3 Uogólniony model matematyczny magazynu energii

Procesy zachodzące w każdym magazynie energii można przedstawić w formie uogólnionej za pomocą: potencjału σ , przepływu φ , bezwładności potencjału K_σ oraz pojemności magazynu A_{max} [101]. Przez potencjał σ można rozumieć wielkość fizyczną, skojarzoną z energią zgromadzoną w magazynie (np. dla superkondensatora jest to jego napięcie). Zmiana potencjału magazynu (a więc jego energii) charakteryzuje się pewną inercją (bezwładnością potencjału K_σ). Przepływ φ jest miarą chwilowej zmiany ilości energii przechowywanej w magazynie (np. dla superkondensatora jest to zmiana ilości ładunków na elektrodzie), wyznaczaną z zależności [101]:

$$\varphi = K_\sigma \frac{d\sigma}{dt} \quad (5.2)$$

Przyjmując powyższe ogólne parametry moc ładowania/rozładowania magazynu można opisać zależnością [101]:

$$P_M = \varphi\sigma, P_M \in \langle P_{DCHmax}, P_{CHmax} \rangle \quad (5.3)$$

gdzie: P_{DCHmax} – maksymalna moc rozładowania ($P_{DCHmax} < 0$); P_{CHmax} – maksymalna moc ładowania ($P_{CHmax} > 0$).

Parametry φ , σ oraz K_σ są uogólnioną reprezentacją wielkości fizycznych opisujących poszczególne typy magazynów. Wielkości fizyczne utożsamiane z parametrami dla poszczególnych rodzajów technologii magazynowania energii zamieszczono w tabeli 5.2.

Energia A przechowywana w magazynie jest równa:

$$A = \int P_M dt = \int K_\sigma \sigma d\sigma = \frac{1}{2} K_\sigma \sigma^2 \quad (5.4)$$

i może się zmieniać w zakresie od 0 do A_{max} , przy czym energia A_{max} jest osiągnięta dla maksymalnego potencjału magazynu σ_{max} , stąd:

$$A_{max} = \frac{1}{2} K_\sigma \sigma_{max}^2 \quad (5.5)$$

Poziom naładowania magazynu α to stosunek aktualnie przechowywanej energii A do jego pojemności A_{max} [101]:

$$\alpha = \frac{A}{A_{max}} \quad (5.6)$$

przy czym, $\alpha = 1$ oznacza magazyn w pełni naładowany, a $\alpha = 0$ w pełni rozładowany.

Tabela 5.2 Fizykalna interpretacja parametrów $\sigma, \varphi, K_\sigma$ oraz definicja pojemności A_{max} ze względu na typ magazynu: u_C, u_L – napięcie na kondensatorze i cewce, i_C, i_L – prądy kondensatora i cewki, ω – prędkość obrotowa wirującej masy, M – moment siły, p – ciśnienie; V_φ – objętość, h – wysokość, G – przepływ grawitacyjny wody, g – przyspieszenie ziemskie, C – pojemność kondensatora, L – indukcyjność cewki, J – bezwładność masy, N_A – stała Avogadra, V_{max} – objętość maksymalna gazu, R – stała gazowa, ρ – gęstość, T – temperatura [101]:

Typ magazynu	Potencjał σ	Przepływ φ	Bezwładność potencjału K_σ	Maksymalna Energia A_{max}
Superkondensator	$u_C [V]$	$i_C [A]$	$C [F]$	$\frac{1}{2} K_\sigma \sigma_{max}^2$
Magnetyczny nadprzewodnik	$i_L [A]$	$u_L [V]$	$L [H]$	
Masa wirująca	$\omega \left[\frac{obr}{s} \right]$	$M [N \cdot m]$	$J [kg \cdot m]$	
Sprężone powietrze	$p [Pa]$	$V_\varphi \left[\frac{m^3}{s} \right]$	$\frac{(N_A V_{max})}{(R \rho_A T_A)} \left[\frac{m^6}{J} \right]$	
Elektrownia szczytowo-pompowa	$h [m]$	$G \left[\frac{N}{s} \right]$	$\rho_w g S \left[\frac{kg}{s^2} \right]$	
Bateria elektrochemiczna	$\bar{\mu} \left[\frac{J}{mol} \right]$	$\varphi [A]$	zależność nieliniowa	zależność nieliniowa

Wzory (5.2)-(5.6) odnoszą się do wszystkich typów magazynów podanych w tabeli 5.2 poza akumulatorami elektrochemicznymi. Dla nich definiuje się odpowiednik stanu naładowania w postaci SoC (ang. *State of Charge*) - stosunek ładunku zgromadzonego w ogniwie do jego nominalnej pojemności elektrycznej [102]. Między stanem naładowania SoC a poziomem naładowania α istnieje relacja opisana zależnością [103]:

$$\alpha = \frac{a_1 SoC^2 + 2a_0 SoC}{a_1 + 2a_0} \quad (5.7)$$

gdzie: a_1, a_0 – współczynniki charakterystyczne dla każdego magazynu elektrochemicznego. Najczęściej $a_1 \ll a_0$, stąd przyjmuje się, że:

$$\alpha \approx SoC \quad (5.8)$$

Proces ładowania i rozładowania (zmiany energii przechowywanej) magazynu można przedstawić jako zmianę poziomu naładowania magazynu w czasie:

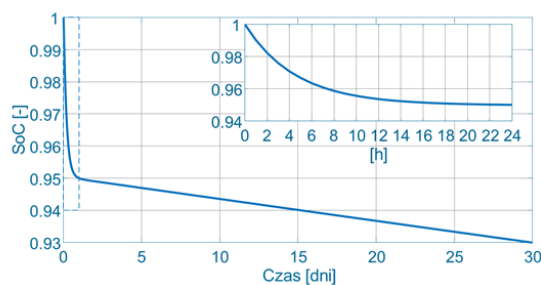
$$\frac{dA}{dt} = A_{max} \frac{d\alpha}{dt} = P_M - P_\delta \quad (5.9)$$

gdzie: P_δ – moc strat własnych wynikająca z np. oporu wirującej masy w magazynie kinetycznym, upływności kondensatora, itp.

Na rysunku 5.5 przedstawiono przykładowy przebieg samorozładowania charakterystyczny dla baterii litowo-jonowej ($SoC = f(t)$). Przebieg ten został zamodelowany z wykorzystaniem zależności [104]:

$$SoC(t) = \alpha_1 e^{-\alpha_2 t} + \alpha_3 e^{-\alpha_4 t} \quad (5.10)$$

gdzie: $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ – parametry równania charakterystyczne dla każdego rodzaju baterii.

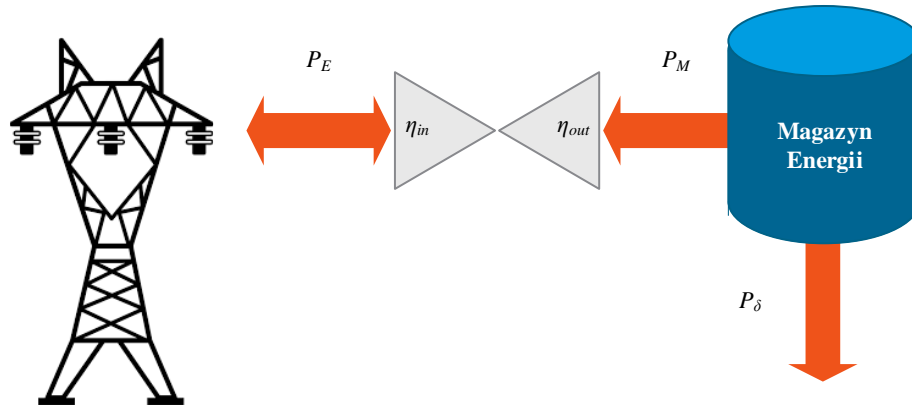


Rysunek 5.5 Przykład samorozładowania baterii litowo-jonowej [104]

Na rysunku 5.6 przedstawiono schemat połączenia magazynu energii z siecią elektroenergetyczną. Moc P_E (pobierana lub oddawana do sieci) powiązana jest z mocą magazynu P_M zależnością [101]:

$$P_M = \begin{cases} \eta_{in} \cdot P_E & \text{\textit{\textbf{ładowanie}}} \\ \frac{1}{\eta_{out}} \cdot P_E & \text{\textit{\textbf{rozładowanie}}} \end{cases} \quad (5.11)$$

gdzie: η_{in} – sprawność ładowania magazynu, η_{out} – sprawność rozładowania magazynu.



Rysunek 5.6 Schemat przepływu mocy pomiędzy magazynem energii i siecią elektroenergetyczną: P_E – moc elektryczna pobierana lub oddawana do sieci; P_M – moc pobierana lub oddawana do magazynu, P_δ – straty własne magazynu energii [opr. własne]

Przyjmując, że magazyn energii w chwili t przechowuje energię A_t , możliwe jest określenie jego energii w chwili $t + \Delta t$ zgodnie z zależnością [101]:

$$A_{t+\Delta t} = A_t + \int_t^{t+\Delta t} (P_M - P_\delta) dt, A \in \langle A_{min}, A_{max} \rangle \quad (5.12)$$

gdzie: P_M – moc ładowania ($P_M > 0$) lub rozładowania ($P_M < 0$) magazynu; P_δ – moc start własnych magazynu energii (jej charakter zależy od technologii w jakiej został wykonany magazyn, np. w przypadku superkondensatorów może to być upływ ładunków); A_{min} – najmniejsza ilość magazynowej energii niepowodująca uszkodzenia magazynu.

Przyjmując, że moce P_M i P_δ znane są w pewnych dyskretnych chwilach czasu, odległych od siebie o Δt , zależność (5.12) przekształca się do postaci dyskretnej:

$$A(n) = A(n - 1) + (P_M(n) - P_\delta(n))\Delta t \quad (5.13)$$

gdzie: n – numer chwili czasu.

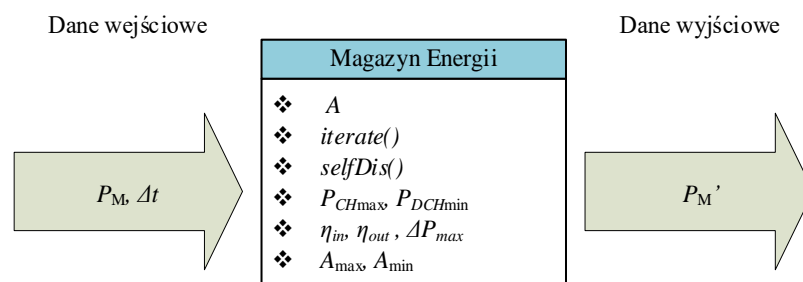
Moc P_M jest parametrem w pełni sterowalnym np. poprzez układ przekształtnikowy lub zawór w magazynach CAES. Jej wartość chwilowa jest określana na podstawie przyjętej strategii wykorzystania magazynu (rozdział 5.2).

5.4 Informatyczny model magazynu energii

Na podstawie modelu matematycznego obejmującego zależności (5.9) – (5.13) w środowisku Matlab opracowano uogólniony model magazynu energii w postaci obiektowej. Do jego zadań należą: symulacja wymiany energii pomiędzy magazynem a SEE (przy

zachowanych ograniczeniach mocy i energii), symulacja procesu samorozładowania magazynu oraz sterowanie mocą P_M w taki sposób by realizowane były przyjęte w rozdziale 5.2 strategię wykorzystania.

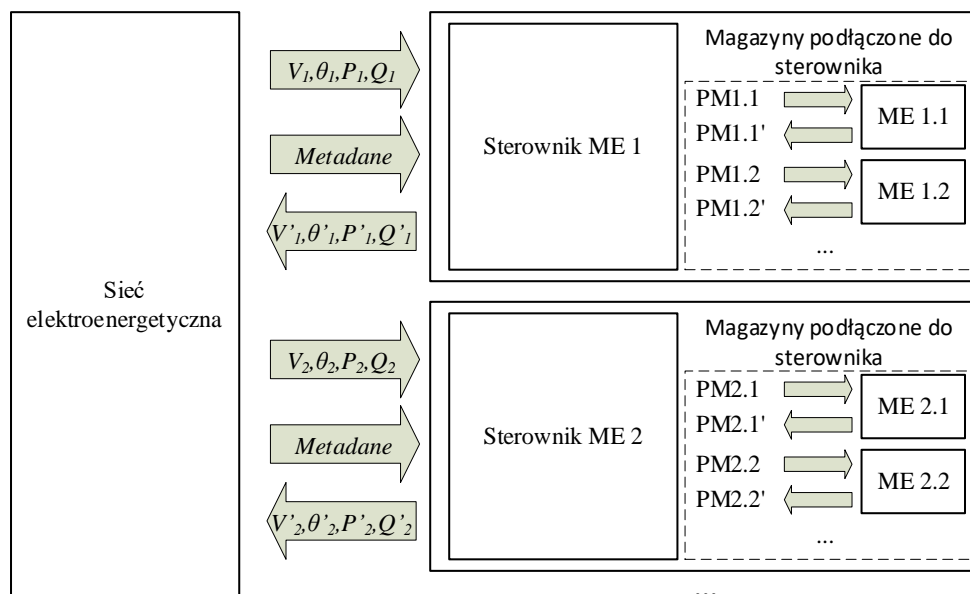
Na rysunku 5.7 przedstawiono schemat przepływu danych w opracowanym modelu. Główną funkcją modelującą jest *iterate*, która – przy znanej energii magazynu A – po wprowadzeniu danych wejściowych: mocy ładowania P_M oraz czasu wymiany energii Δt , sprawdza czy spełnione są ograniczenia mocy (P_{DCHmax} , P_{CHmax}) oraz energii (A_{min} , A_{max}). Na tej podstawie zostaje wyznaczona skorygowana moc ładowania P'_M , która jest równa mocy P_M jeżeli nie zostały naruszone ograniczenia. Następnie wartość energii A jest aktualizowana zgodnie z zależnością (5.13). Dodatkowo model pozwala na dowolną zmianę funkcji samorozładowania magazynu (funkcja *selfDis*). Zmieniając parametry można uzyskać model odpowiadający innemu typowi magazynu energii, o innej dynamice ładowania i rozładowania.



Rysunek 5.7 Schemat informatyczny modelu magazynu energii [opr. własne]

Celem odwzorowania współpracy magazynu z SEE stworzono interfejs sterownika magazynu *ISterownik*, który pozwala implementować wybraną strategię i na jej podstawie ustalać warunki ładowania lub rozładowania magazynu.

Na rysunku 5.8 przedstawiono ogólny schemat przepływu informacji podczas symulacji współpracy systemu elektroenergetycznego z podłączonymi do niego, w różnych węzłach, grupami magazynów energii.



Rysunek 5.8 Schemat przepływu danych pomiędzy obiektami typu *ISterownik* a modelem sieci elektroenergetycznej [opr. własne]

Na początku symulacji wyznaczany jest rozptyw mocy w sieci bez włączonych magazynów energii. Dane dotyczące rozptywu są wprowadzane do sterownika magazynów podłączonych do szyn SEE. Domyślnie każdy sterownik uzyskuje informacje dotyczące mocy czynnej i biernej oraz napięcia w węźle, do którego jest podłączony. Dodatkowo w zależności od algorytmu sterowania przesyłane są dodatkowe metadane dotyczące systemu (np. spadki napięć, straty w liniach). Każdy sterownik na podstawie przyjętego algorytmu wyznacza reakcję magazynu: pobranie lub oddanie mocy, stan bezczynności. Następnie ustalona moc rozdzielana jest na podłączone do węzła magazyny. W ten sposób sterownik może realizować sterowanie magazynem hybrydowym. Sumaryczne moce poszczególnych magazynów modyfikują moc czynną i bierną systemu w węźle, do którego podłączono magazyn.

Po korekcji mocy w węzłach wyznaczany jest nowy rozptyw mocy uwzględniający moce magazynów. Całość symulacji może odbywać się przy założeniu pracy sterowników w trybie synchronicznym lub sekwencyjnym. W przypadku pracy równoległej każdy sterownik steruje mocą niezależnie od innych sterowników. Taki tryb symulacji można zastosować dla sterowników realizujących sterowanie mocą tylko na podstawie obciążenia węzła systemowego.

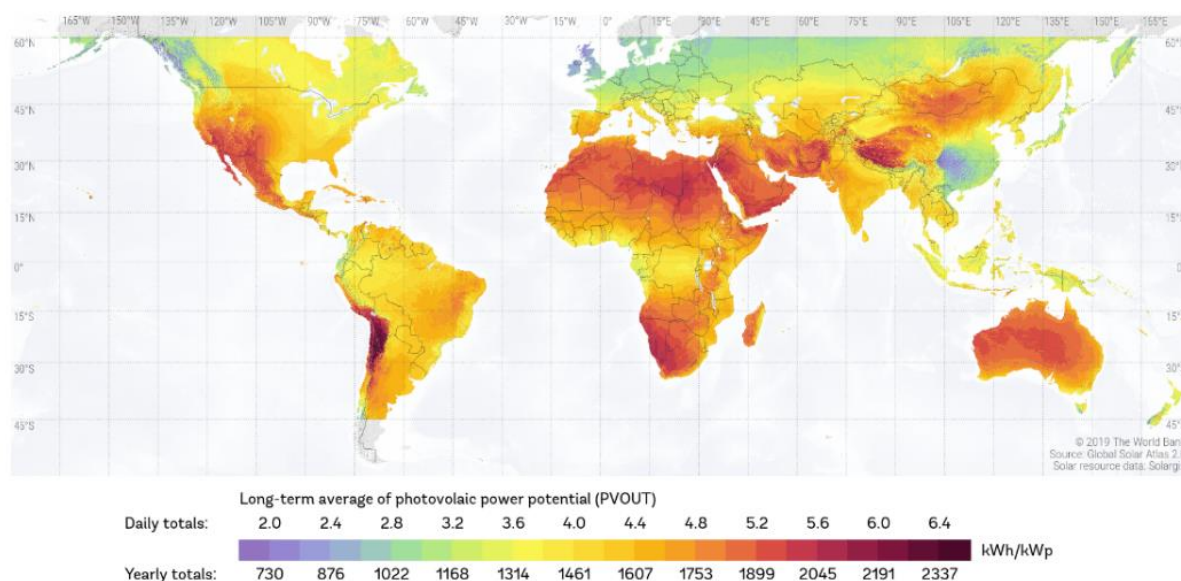
W przypadku pracy sekwencyjnej nowy rozptyw mocy jest wyznaczany bezpośrednio po wyznaczeniu korekcji mocy węzłowej w każdym z węzłów systemowych (do których podłączono magazyny energii), a otrzymany wynik jest wprowadzany jako dane wejściowe kolejnego sterownika. Ważnym aspektem tego wariantu pracy jest określenie priorytetu pracy poszczególnych sterowników.

6 Źródła niestabilne

6.1 Wprowadzenie

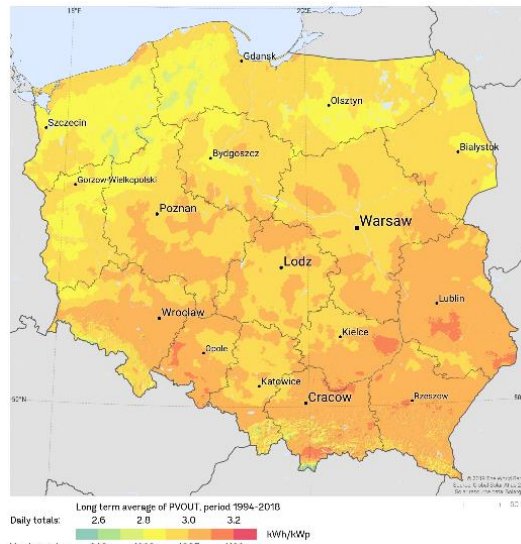
Przez niestabilne źródła energii można rozumieć źródła charakteryzujące się nieprzewidywalnym (losowym) profilem generacyjnym. Do grupy niestabilnych źródeł energii zaliczane są przede wszystkim źródła solarne oraz wiatrowe. Dobowy profil generowanej z nich mocy jest zależny od czynników atmosferycznych takich jak: temperatura powietrza, prędkość wiatru oraz nasłonecznienie i można go przewidzieć jedynie z pewnym prawdopodobieństwem [105]. Jednakże analiza archiwalnych danych pogodowych pozwala z dużą dokładnością oszacować roczny potencjał energetyczny tego typu źródeł dla określonej lokalizacji geograficznej.

Na rysunku 6.1 przedstawiono mapę rocznego uzysku energii z jednego kilowata mocy źródeł solarnych (PV) na świecie, a na rysunku 6.2 w Polsce. Największe wartości możliwe są do uzyskania w strefie równikowej (ok. 2400 kWh/kW). Dla Europy środkowej i północnej uzysk ten jest mniejszy nawet o ponad połowę. W Polsce z jednego kilowata mocy zainstalowanej można uzyskać rocznie pomiędzy 900 a 1200 kWh, przy średnim usłonecznieniu równym 1600 godzin na rok. Ze względu na warunki klimatyczne w Polsce montaż instalacji fotowoltaicznych jest najbardziej opłacalny w pasie nadmorskim oraz we wschodniej części Polski. Najmniejszą efektywność mają instalacje fotowoltaiczne postawione w południowej części Polski. Wynika to z niskich wartości usłonecznienia dla rejonów górskich (Sudety i Tatry).

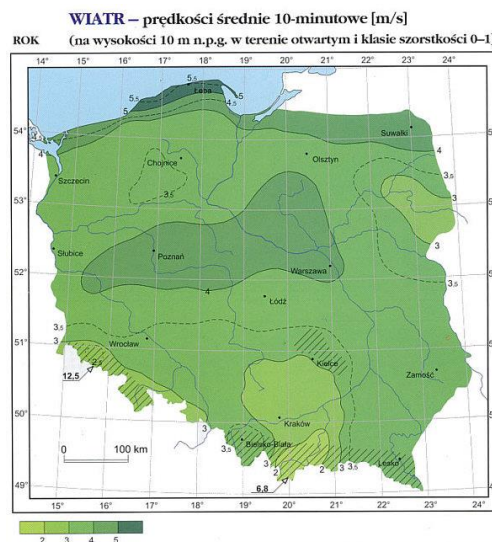


Rysunek 6.1 Mapa nasłonecznienia na świecie [106]

Przez termin „energia wiatru” rozumie się energię kinetyczną poruszających się mas powietrza. Energia ta przy wykorzystaniu odpowiednich przetworników (turbin wiatrowych) może być wykorzystana do produkcji energii elektrycznej. Wśród głównych zalet wykorzystywania energii wiatru jest: jej odnawialność, dostępność oraz brak wpływu na efekt cieplarniany. W Polsce średnioroczna 10-minutowa prędkość wiatru waha się pomiędzy 2,8 m/s a 3,5 m/s (przy pomiarze na standardowej wysokości 10 m. n. p. g., rysunek 6.3) [107].



Rysunek 6.2 Mapa nasłonecznienia dla Polski [106]



Rysunek 6.3 Mapa prędkości średniej 10-minutowej wiatru w Polsce (na wysokości 10 m. n. p. g. w otwartym terenie) [107]

Prędkość wiatru jest silnie zależna od wysokości nad poziomem gruntu. Zależność ta istotnie wpływa na produkcję energii we współczesnych turbinach wiatrowych bowiem produkowane turbiny wiatrowe dużych mocy posiadają konstrukcje o wysokościach rzędu od kilkudziesięciu do ponad 200 metrów nad poziomem gruntu. Aby wyznaczyć prędkość wiatru v_{H_1} na wysokości h_1 przy znanej prędkości wiatru v_{H_2} na wysokości h_2 można zastosować zależność na tzw. pionowy profil prędkości wiatru w postaci wykładniczej [108]:

$$v_{H_1} = v_{H_2} \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^{\alpha_h} \quad (6.1)$$

gdzie: α_h – współczynnik zależny od rodzaju (szorstkości) terenu [109].

W przedstawionych w rozprawie badaniach niezbędna jest znajomość przebiegu generowanej mocy zarówno dla źródeł solarnych jak i wiatrowych. W związku z tym w dalszej części rozdziału przedstawiono metody wyznaczania mocy wyjściowej źródeł solarnych i wiatrowych na podstawie warunków atmosferycznych.

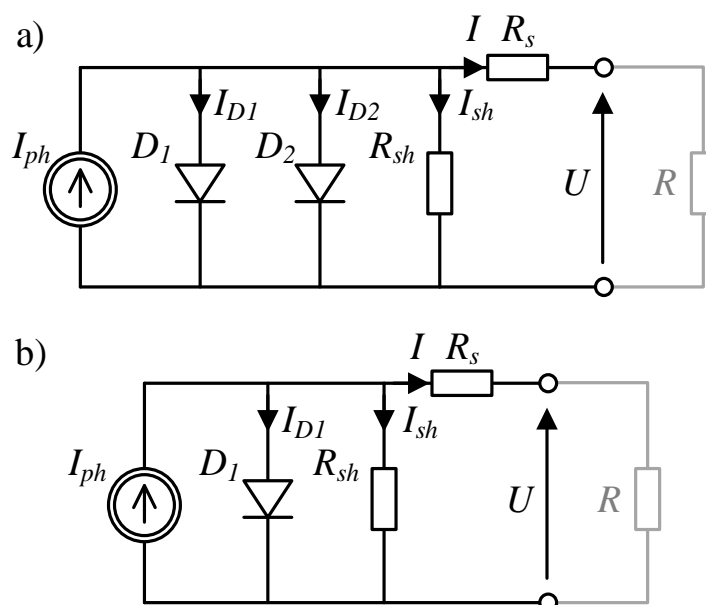
6.2 Instalacje fotowoltaiczne

6.2.1 Model obwodowy ogniwa fotowoltaicznego

Zadaniem ogniw fotowoltaicznych (ogniw PV) jest konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Proces przemiany energii zachodzi dzięki zjawisku fotowoltaicznemu odkrytemu przez A. E. Becquerela w 1839 roku. W momencie, gdy promieniowanie słoneczne pada na półprzewodnikowe złącze $p-n$ (główny element konstrukcji ogniwa PV) elektrony walencyjne w siatce krystalicznej absorbują foton. Gdy energia fotonu jest odpowiednio duża, elektron zostaje wybity z pasma walencyjnego do pasma przewodnictwa (przekracza barierę zaporową) i staje się wolnym elektronem. Wytrącone elektrony oraz dziury rekombinują, w zależności od zastosowanej w półprzewodniku domieszki akceptorowej (półprzewodnik typu p) oraz donorowej (półprzewodnik typu n), z nadmiarowymi dziurami lub elektronami w taki sposób, że w półprzewodniku typu p powstaje wypadkowy ładunek dodatni, a w półprzewodniku typu n ujemny. Ładunki te odprowadzane są do elektrody dodatniej (dziurowej) oraz ujemnej (elektronowej). W przypadku, gdy elektrody ogniwa zostają połączone rezystancją R w obwodzie zaczyna płynąć prąd fotowoltaiczny I [110].

Na rysunku 6.4 przedstawiono zastępczy schemat elektryczny ogniwa fotowoltaicznego wraz odbiornikiem (R). Zależnie od przyjętego stopnia szczegółowości stosuje się model jednodiodowy (rysunek 6.4a) lub dwudiodowy (rysunek 6.4b).

Na rezystancję szeregową R_s składa się rezystancja połączeń, która dla ogniw krzemowych wynosi ok. $0,1 \Omega$. Rezystancja równoległa R_{sh} reprezentuje upływ prądu wzdłuż krawędzi ogniwa. Dioda D_1 reprezentuje wsteczny prąd dyfuzyjny wewnątrz złącza $p-n$ wywołany SEM powstałą w wyniku przepływu prądu I przez odbiornik. Dioda D_2 reprezentuje składową rekombinacyjną prądu, która z racji małego wpływu na charakterystykę prądową jest najczęściej pomija ($I_{D2} = 0$). W wyniku uproszczenia otrzymywany jest tzw. jednodiodowy model ogniwa PV (rysunek 6.4b) [111].



Rysunek 6.4 Model elektryczny ogniwa fotowoltaicznego: a) jednodiodowy; b) dwudiodowy [110, 112]

Prąd I wypływający z obwodu (dla modelu jednodiodowego) można wyliczyć z zależności [111]:

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{sh} = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{(U+IR_s)}{nU_T}} - 1 \right) - \frac{(U+IR_s)}{R_{sh}} \quad (6.2)$$

gdzie: I_{sat} – prąd nasycenia złącza $p-n$ diody D_1 ; n – współczynnik jakości złącza $p-n$ (przyjmuje wartość od 1 do 2); U_T – napięcie termoelektryczne, które można wyznaczyć z zależności [111, 112]:

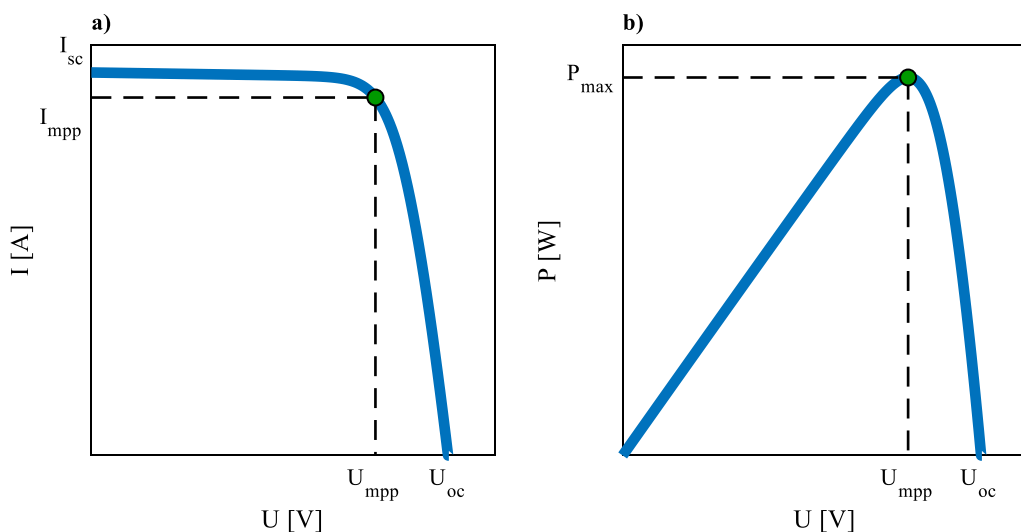
$$U_T = \frac{kT_c}{q} \quad (6.3)$$

gdzie: k – stała Boltzmanna; q – ładunek elementarny; T_c – temperatura ogniwa.

Maksymalna moc wyjściowa pojedynczego ogniwa PV jest niewielka (rzędu kilku do kilkunastu watów). Stąd, aby uzyskać wyższe wartości prądów i napięć (mocy instalacji) grupy ogniw łączy się w moduły fotowoltaiczne, a dalej moduły łączy się w panele. Szeregowe połączenie dwóch takich samych ogniw powoduje podwojenie napięcia modułu przy niezmienionej obciążalności prądowej. Natomiast, równoległe połączenie dwóch takich samych ogniw powoduje podwojenie obciążalności prądowej modułu przy niezmienionym napięciu. W praktyce stosuje się łączenie ogniw w długie łańcuch szeregowo, które następnie łączone są ze sobą równoległe. Duża liczba połączeń równoległych zwiększa straty w przewodach łączących moduły oraz wymaga dodatkowych zabezpieczeń przed prądami wyrównawczymi, płynącymi pomiędzy łańcuchami, które mogą się pojawić na skutek silnie nierównomiernego rozkładu irradancji na powierzchni modułu [113] lub awarii jednego z łańcuchów (np. zwarcie doziemne) [114].

6.2.2 Charakterystyka napięciowo-prądowa modułu fotowoltaicznego

Na rysunku 6.5a przedstawiono charakterystykę napięciowo-prądową modułu fotowoltaicznego, a na rysunku 6.5b przedstawiono moc odbieraną z modułu PV przez odbiornik w funkcji jego napięcia.



Rysunek 6.5 Charakterystyka modułu PV: a) napięciowo-prądowa b) napięciowo-mocowa [110, 112]

Punkt pracy na charakterystyce napięciowo-prądowej, dla którego moc pobierana z modułu przez odbiornik jest największa, nazywany jest punktem mocy maksymalnej MPP (ang.

Maximum Power Point). Moc pobierana z modułu w punkcie MPP dla standardowych warunków testowych STC (ang. *Standard Test Conditions*) stanowi jego moc znamionową. Innymi parametrami charakteryzującymi o PV są: napięcie U_{mpp} oraz prąd I_{mpp} w punkcie MPP, napięcie jałowe U_{oc} , prąd I_{sc} zwarcia.

6.2.3 Wpływ irradiancji na pracę modułu fotowoltaicznego

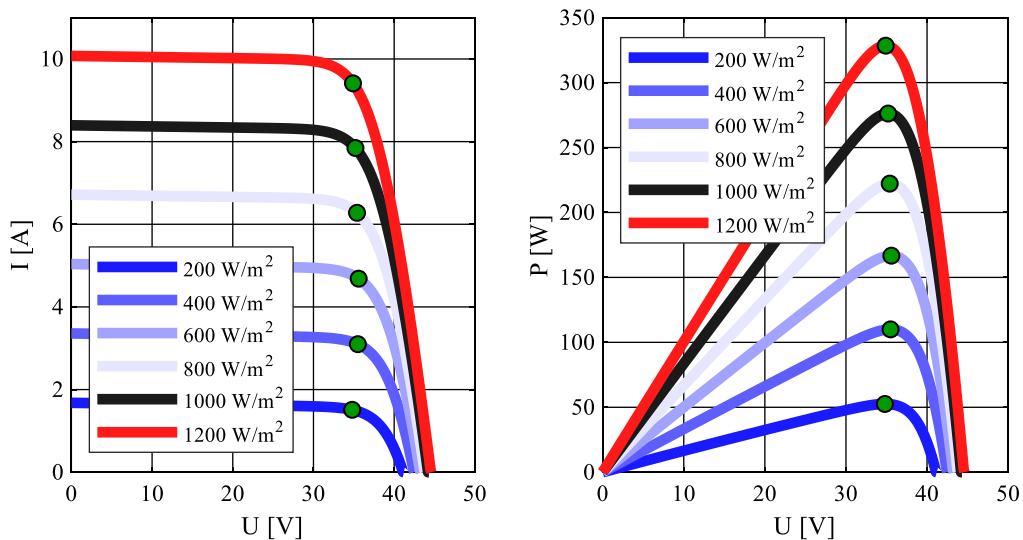
Zależność (6.2) rozwiązywana jest z zastosowaniem metod rozwiązywania równań nieliniowych np. metody stycznych (Newtona-Raphsona - opisana w rozdziale 3.5.1) lub sieciowych (Eulera). Dodatkowo, niezbędna jest (oprócz znajomości parametrów modelu elektrycznego) znajomość temperatury na powierzchni modułu T_c oraz wartości prądu I_{ph} , który jest wprost proporcjonalny do irradiancji G i można go wyznaczyć z zależności [87]:

$$I_{ph} = I_{ph0} \cdot \frac{G}{1000} \quad (6.4)$$

gdzie: I_{ph0} – prąd źródła w warunkach STC, który można wyznaczyć np. wykorzystując zależność (6.2) dla stanu jałowego (przyjmując $I = 0$ oraz $U = U_{oc}$):

$$I_{ph0} = I_{sat} \left(e^{\frac{U_{oc}}{nU_T}} - 1 \right) + \frac{U_{oc}}{R_{sh}} \quad (6.5)$$

Na rysunku 6.6 przedstawiono rodzinę charakterystyk napięciowo-prądowych oraz mocy wyjściowej modułu dla różnych wartości irradiancji przy założeniu stałej temperatury modułu.



Rysunek 6.6 Wpływ irradiancji na: a) charakterystykę napięciowo-prądową; b) charakterystykę napięciowo-mocową [opr. własne]

6.2.4 Wpływ temperatury na pracę ogniwa fotowoltaicznego

W praktyce temperatura pracy modułu PV znacznie przewyższa przyjętą w warunkach STC temperaturę $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$ a wynikiem tego są znaczne rozbieżności pomiędzy faktyczną mocą uzyskiwaną z instalacji fotowoltaicznej i mocą podawaną w nocie katalogowej. Wzrost temperatury złącza PN powoduje niewielki wzrost prądu zwarcia (rzędu kilku mA na 1°C) oraz spadek napięcia jałowego zazwyczaj na poziomie setek miliwoltów na 1°C [115].

Wyznaczenie wartości prądu I przy temperaturze modułu T_c wymaga uwzględnienia podawanych w nocie katalogowej współczynników temperaturowych prądu $\alpha_I \left[\frac{\text{A}}{^\circ\text{C}} \right]$ oraz

napięcia $\alpha_V \left[\frac{V}{^\circ C} \right]$. Wówczas możliwe jest wyznaczenie napięcia jałowego $U_{oc}(T_c)$ dla temperatury modułu $T_c [^\circ C]$ zgodnie z zależnością:

$$U_{oc}(T_c) = U_{oc} + (T_c - T_{STC}) \cdot \alpha_V \quad (6.6)$$

oraz prądu zwarcia $I_{sc}(T_c)$:

$$I_{sc}(T_c) = I_{sc} + (T_c - T_{STC}) \cdot \alpha_I \quad (6.7)$$

Zmiana wartości prądu I_{ph} względem I_{ph0} jest proporcjonalna do zmiany prądu $I_{sc}(T_c)$. Stąd, po uwzględnieniu wartości irradiancji G prąd $I_{ph}(T_c)$ opisuje zależność [116]:

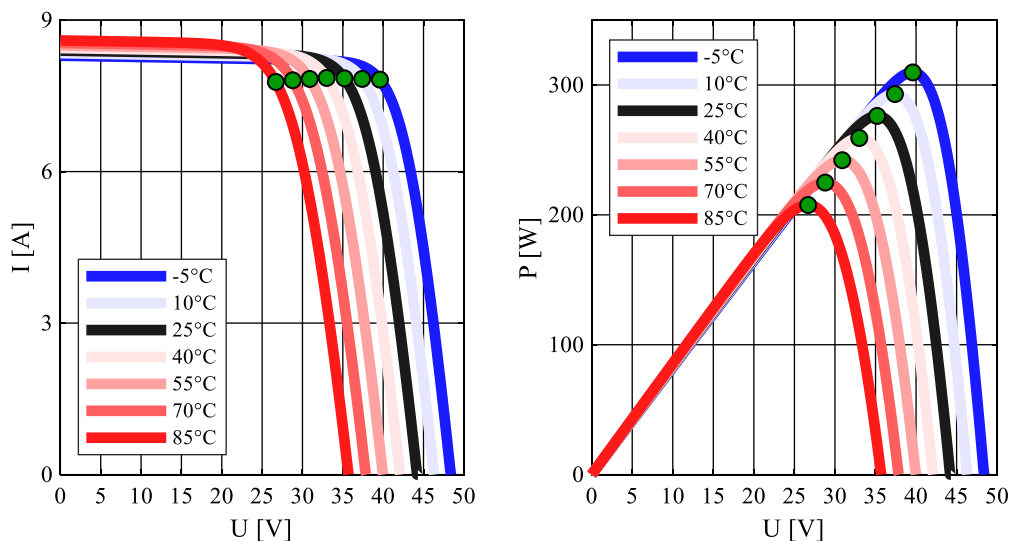
$$I_{ph}(T_c) = (I_{ph0} + (T_c - T_{STC}) \cdot \alpha_I) \cdot \frac{G}{1000} \quad (6.8)$$

Zależny od temperatury jest także prąd nasycenia diody $I_{sat}(T_c)$ [116]:

$$I_{sat}(T_c) = I_{sat} \cdot \left(\frac{T}{T_c} \right)^3 \exp \left(\frac{qE_q}{nk} \left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (6.9)$$

gdzie: E_q – bariera energetyczna potencjału [V].

Na rysunku 6.7 przedstawiono wpływ temperatury na charakterystyki napięciowo-prądowe modułu PV oraz jego moc wyjściową w funkcji napięcia na zaciskach.



Rysunek 6.7 Wpływ temperatury modułu PV na kształt charakterystyki: a) napięciowo-prądowej; b) napięciowo-mocowej [opr. własne]

Uwzględnienie zależności (6.6)-(6.9) jest możliwe dopiero wtedy, gdy znana jest temperatura modułu. Jej przybliżoną wartość można uzyskać wykorzystując model temperatury pracy modułu opisany zależnością [115, 117]:

$$T_c = T_a + \frac{G}{a_0 + a_1 \cdot v} \quad (6.10)$$

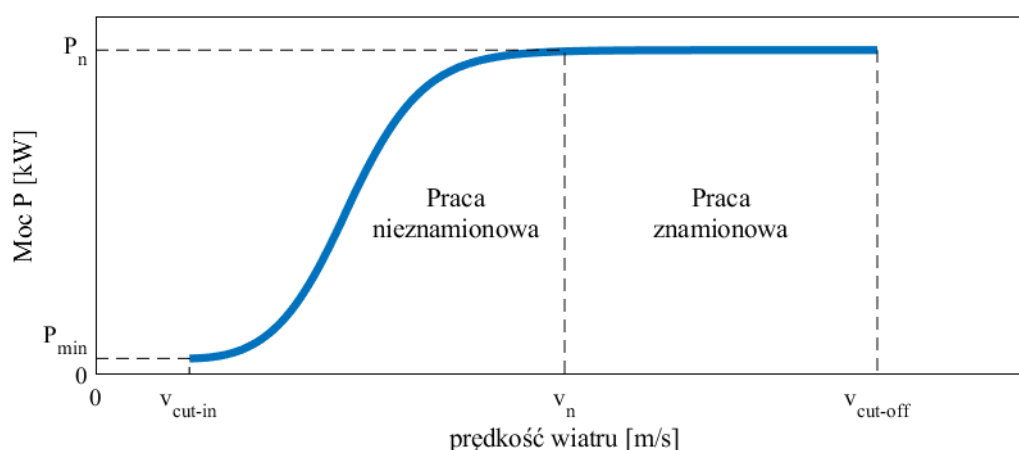
gdzie: a_0, a_1 – współczynniki zależne od konstrukcji i sposobu montażu instalacji; v – prędkość wiatru, T_a – temperatura otoczenia.

6.3 Turbiny wiatrowe

Ideą pracy turbiny wiatrowej (TW) jest przetwarzanie energii kinetycznej wiatru na energię ruchu obrotowego wirnika, która przenoszona jest na generator, w efekcie czego otrzymywana jest energia elektryczna. Jednym z najważniejszych, od strony konwersji energii kinetycznej wiatru na energię elektryczną, jej parametrów jest moc elektryczna uzyskana przy określonej prędkości wiatru. Zmiana tego parametru w funkcji prędkości wiatru nazywana jest charakterystyką mocy (lub też krzywą mocy) turbiny wiatrowej [118]. W praktyce na faktyczną moc generowaną przez turbinę wiatrową wpływ mają także czynniki takie jak: kierunek wiatru, wysokość turbiny oraz gęstość i wilgotność powietrza.

Istnieje wiele metod modelowania krzywej mocy. Jedną z nich jest tworzenie modelu dyskretnego. Rejestrowane pomiary prędkości wiatru i odpowiadające im wielkości generowanej mocy są przyporządkowywane do przedziałów co 0,5 m/s. Następnie dla każdego przedziału określana jest generowana moc jako średnia wszystkich mocy przyporządkowanych do danego przedziału. Z dyskretnych punktów krzywej mocy można uzyskać przybliżoną wartość generowanej mocy dla dowolnej prędkości wiatru dzięki zastosowaniu np. interpolacji albo aproksymacji [118].

Na rysunku 6.8 przedstawiono typową charakterystykę mocy wyjściowej turbiny w funkcji prędkości wiatru. Przy prędkości wiatru v_{cut-in} wirnik turbiny zaczyna się obracać (powstaje moment obrotowy), w wyniku czego turbina zaczyna wytwarzać energię elektryczną. Wraz ze wzrostem prędkości wiatru zwiększa się moment obrotowy wirnika i zwiększa się moc wyjściowa. Przy prędkości v_n turbina osiąga moc znamionową na wyjściu a na charakterystyce zaczyna się obszar pracy znamionowej. Dalszy wzrost prędkości wiatru nie powoduje zwiększania mocy wyjściowej (zależnie od zastosowanego rodzaju regulacji mocy). Po osiągnięciu prędkości wiatru $v_{cut-off}$ turbina zostaje wyłączona celem przeciwdziałania ewentualnym uszkodzeniom mechanicznym wirnika.



Rysunek 6.8 Standardowa charakterystyka mocy wytwarzanej przez turbinę w funkcji prędkości wiatru v_w [108, 119].

Wyznaczenie oczekiwanej ilości energii elektrycznej produkowanej z instalacji wiatrowej wymaga analizy statystycznej archiwalnych danych prędkości wiatru. Ponieważ wiatr jako zmienna klimatyczna charakteryzuje się losowym charakterem i dużą zmiennością w skali długoterminowej, analizowane powinny być dane z możliwie długiego okresu (co najmniej kilku lat) [108].

Dane historyczne prędkości wiatru mogą być przetwarzane w różnych postaciach: zbioru próbek (szeregu czasowego), średniej prędkości rocznej, histogramu oraz rozkładu gęstości prawdopodobieństwa [120]. Mając dostęp do archiwalnych danych prędkości wiatru dla analizowanego terenu możliwe jest wyznaczenie przybliżonej wartości produkowanej energii korzystając z zależności:

$$A_r = \Delta t \cdot \sum_n^N P(v(n)) \quad (6.11)$$

gdzie: Δt – okres próbkowania pomiarów mocy, n – numer próbki.

Innym sposobem wyznaczania jest opracowanie histogramu. W tym celu próbki prędkości wiatru grupowane są na podstawie swojej wartości w tzw. przedziały klasowe (klasy). Przy odpowiednio dużej wielkości próby pomiarowej (liczba pomiarów) możliwe jest zdefiniowanie N przedziałów o małej rozpiętości, np. dla rozpiętości 1 m/s przedziały będą zdefiniowane następująco: $\langle 0,1 \rangle; \langle 1,2 \rangle; \dots; \langle v_{N-1}, v_N \rangle$. Przy czym, prędkość v_N jest maksymalną prędkością rozpatrywaną w analizie. Środek i -tego (gdzie $i = 1, 2, \dots, N$) przedziału jest równy:

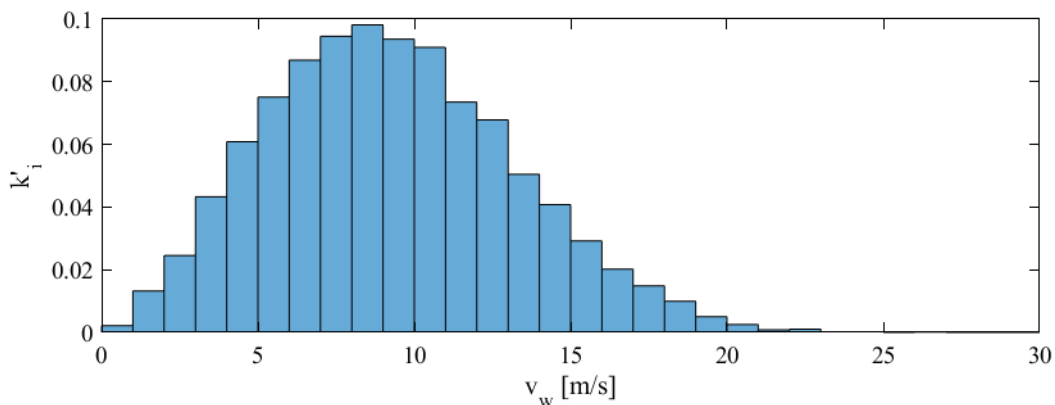
$$c_i = \frac{v_i - v_{i-1}}{2} \quad (6.12)$$

Następnie wyznaczana jest liczebność każdej z klas. Na histogramie klasa jest reprezentowana przez prostokątny obszar, który na osi rzędnych (prędkości wiatru) jest położony zgodnie z przypisanym do niego zakresem. Wysokość prostokąta reprezentującego i -tą klasę odpowiada jego liczebności k_i , którą najczęściej przedstawia się w postaci znormalizowanej k'_i [121]:

$$k'_i = \frac{k_i}{\sum_{i=1}^N k_i} \quad (6.13)$$

gdzie: N – ilość utworzonych przedziałów klasowych.

Przykład znormalizowanego histogramu wyznaczonego na podstawie pomiarów wiatru przedstawiono na rysunku 6.9.



Rysunek 6.9 Unormowany histogram prędkości wiatru z rozpiętością klasy o wartości 1 m/s [opr. własnej]

Na podstawie tak prezentowanych danych prędkości wiatru, znając wyjściową moc elektryczną w jej funkcji, można wyznaczyć roczną produkcję energii z zależności:

$$A_r = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^N k_i \cdot P(c_i) \quad (6.14)$$

gdzie: c_i to środek i -tego przedziału klasowego, $P(c_i)$ – moc wyjściowa turbiny przy prędkości c_i .

Innym sposobem analizy statystycznej prowadzącym do ustalenia oczekiwanej produkcji energii jest przedstawienie pomiarów historycznych w postaci rozkładu gęstości prawdopodobieństwa Weibulla opisanego zależnością:

$$p(v) = \frac{b}{a} \left(\frac{v}{a}\right)^{b-1} e^{-\left(\frac{v}{a}\right)^b} \quad (6.15)$$

gdzie: a – współczynnik skali, b – współczynnik kształtu.

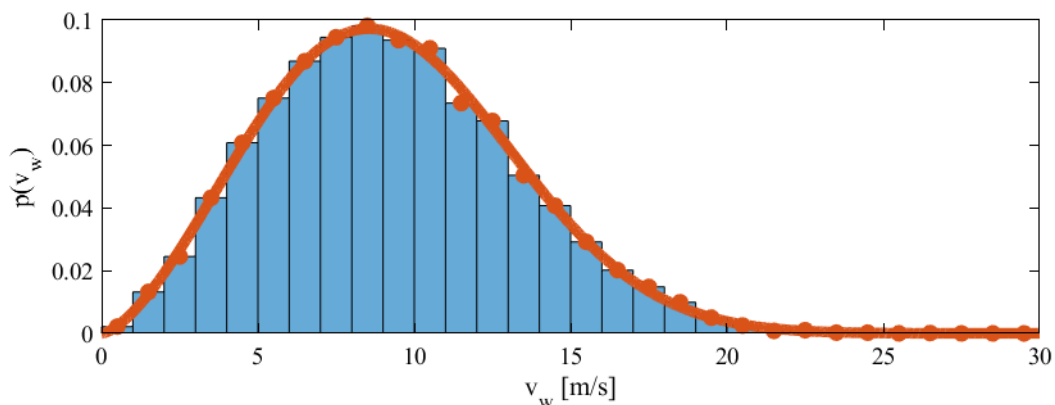
W celu odnalezienia współczynników a i b można zastosować różne metody aproksymacji. Wśród nich takie, które jako węzły aproksymacji przyjmują zbiór punktów (c_i, k'_i) dla $i = \{1, 2, 3, \dots, N\}$. Istnieją także metody uproszczone bazujące na średnich punktach dla ustalonych obszarów [122].

Bardzo dobre wyniki osiąga się wykorzystując metodę MLE (ang. *Maximum Likelihood Estimation*), która analizuje bezpośrednio pomiary wiatru a nie histogram. Przykład rozkładu Weibulla wyznaczonego metodą MLE dla danych z rysunku 6.9 przedstawiono na rysunku 6.10 [120].

Przy znanych parametrach a i b rozkładu Weibulla możliwe jest wyznaczenie rocznej produkcji energii z zależności [108, 120]:

$$A_r = 8760 \cdot \int_{v_{cut-in}}^{v_{cut-off}} p(v)P(v)dv \quad (6.16)$$

gdzie: $v_{cut-in}, v_{cut-off}$ – minimalna i maksymalna prędkość wiatru przy jakiej turbina produkuje energię, $P(v)$ – moc wyjściowa turbiny przy prędkości wiatru v , $p(v)$ – prawdopodobieństwo wystąpienia wiatru o prędkości v w danej lokalizacji.



Rysunek 6.10 Rozkład Weibulla wyznaczony z wykorzystaniem metody MLE dla danych z rysunku 6.9 [opr. własne]

7 Metody optymalizacji wielokryterialnej

7.1 Wprowadzenie

Optymalizacja, czyli proces poszukiwania ekstremum (minimum dla minimalizacji oraz maksimum dla maksymalizacji) funkcji celu $f(\mathbf{x})$, zwanej także funkcją kryterialną (wskaźnikiem jakości rozwiązania) jest jednym z fundamentalnych problemów tzw. Teorii Decyzji, wykorzystywanej m. in. w matematyce, statystyce, informatyce, inżynierii, ekonomii [123].

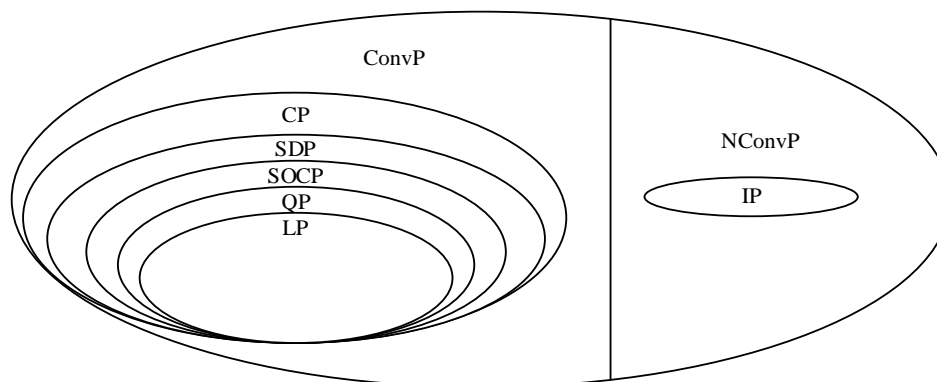
Generalnie problem optymalizacji (programowania matematycznego) funkcji f zdefiniowanej w pewnym obszarze rozwiązań $S \in \mathbb{R}^n$ można zdefiniować jako [124]:

$$\begin{aligned} &\text{Minimalizuj} && f(\mathbf{x}) \\ &\text{przy czym:} && h_j(\mathbf{x}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, J \\ &&& g_k(\mathbf{x}) \leq 0, \quad k = 1, 2, \dots, K \\ &&& \mathbf{x} \in S \end{aligned} \tag{7.1}$$

gdzie: \mathbf{x} - wektor zmiennych decyzyjnych o postaci $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$; $h_j(\mathbf{x})$ dla $j = 1, 2, \dots, J$ – ograniczenia równościowe; $g_k(\mathbf{x})$ dla $k = 1, 2, \dots, K$ – ograniczenia nierównościowe.

Ze względu na możliwość występowania lub braku ograniczeń równościowych i nierównościowych problemy optymalizacji dzielimy na optymalizację bez ograniczeń oraz z ograniczeniami [122, 124, 125].

Ponieważ struktura funkcji celu, ograniczeń oraz obszaru S , mogą być zróżnicowane, nie istnieje jeden wydajny algorytm poszukiwania ekstremum (minimum) funkcji celu. Wyróżnia się różne klasy programowania matematycznego, a na podstawie przynależności analizowanego problemu do danej klasy dobierana jest metoda zapewniająca wysoką efektywność poszukiwania rozwiązania [124]. Na rysunku 7.1 przedstawiono podział klas programowania matematycznego. Stosowanie metod, które są przeznaczone specjalnie do danej klasy problemów zapewnia wyższą dokładność otrzymanego rozwiązania przy mniejszym nakładzie obliczeń – wyższą efektywność. Przykładowo, dla problemów programowania liniowego (LP) można stosować wszystkie metody przewidziane dla programowania wypukłego (ConvP), jednakże metody dedykowane do rozwiązywania problemów LP zapewniają niższy koszt wykonania obliczeń [124].



Rysunek 7.1 Klasy programowania matematycznego: LP - programowanie liniowe; QP - programowanie kwadratowe; SOCP - programowanie stożkowe drugiego rzędu; SDP - programowanie półokreślone; CP - programowanie stożkowe; NConvP - programowanie niewypukłe; ConvP - Programowanie wypukłe; IP - programowanie całkowitoliczbowe [124]

W przypadku problemu optymalizacyjnego opisanego wzorem (7.1), poszukiwane jest pojedyncze rozwiązanie minimalizujące jedno kryterium jakości rozwiązania i do czynienia mamy z optymalizacją jednokryterialną.

Rzeczywiste problemy optymalizacyjne często mają charakter wielokryterialny, tzn. celem takiej optymalizacji jest zaspokojenie dwóch lub więcej kryteriów optymalizacji, które najczęściej bywają ze sobą sprzeczne. Problem optymalizacji wielokryterialnej można więc zapisać jako :

$$\begin{cases} \min/\max & f_m(\mathbf{x}), & m = 1, 2, \dots, M; \\ \text{przy} & g_j(\mathbf{x}) \geq 0, & j = 1, 2, \dots, J; \\ & h_k(\mathbf{x}) = 0, & k = 1, 2, \dots, K; \end{cases} \quad (7.2)$$

gdzie: M - liczba optymalizowanych kryteriów, J - liczba ograniczeń nierównościowych, K - liczba ograniczeń równościowych, N - liczba zmiennych decyzyjnych, a $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ - wektor zmiennych decyzyjnych.

Optymalizacja wielokryterialna w przeciwieństwie do jednokryterialnej jest opisana w dwóch powiązanych ze sobą przestrzeniach: zmiennych decyzyjnych $S \in \mathbb{R}^N$ (podobnie jak w jednokryterialnej) oraz kryteriów $F \in \mathbb{R}^M$. Potencjalna sprzeczność kryteriów f_m jest powodem niejednoznaczności oceny dwóch rozwiązań, w których rozwiązanie \mathbf{x}_1 może być lepsze niż \mathbf{x}_2 z uwagi na kryterium f_1 , a drugie z uwagi na kryterium f_2 . Wyższość rozwiązania \mathbf{x}_1 względem rozwiązania \mathbf{x}_2 z uwagi na m -te kryterium f_m będzie oznaczona operatorem \triangleright tak, że [123]:

$$f_m(\mathbf{x}_1) \triangleright f_m(\mathbf{x}_2) \Leftrightarrow \begin{cases} f_m(\mathbf{x}_1) < f_m(\mathbf{x}_2) & \text{gdy } f_m \text{ jest minimalizowane} \\ f_m(\mathbf{x}_1) > f_m(\mathbf{x}_2) & \text{gdy } f_m \text{ jest maksymalizowane} \end{cases} \quad (7.3)$$

W celu oceny tego typu rozwiązań stosowany jest koncept optymalności zdefiniowany przez ekonomistę Vilfreda Pareto [125]. Optymalizacja w sensie Pareto oznacza, że: „alokacja czynników produkcji lub dóbr konsumpcyjnych, przy której jest niemożliwe zwiększenie produkcji jednego dobra (zwiększenie konsumpcji jednego konsumenta) bez zmniejszenia produkcji innego dobra (zmniejszenia konsumpcji innego konsumenta)”. Przenosząc definicję ekonomiczną na pole teorii optymalizacji można stwierdzić, że rozwiązanie jest pareto-optymalne jeżeli dalsze ulepszanie jednego z optymalizowanych kryteriów powoduje pogorszenie choć jednego z pozostałych. Taka definicja optymalności pozwala zdefiniować tzw. relacje dominacji pomiędzy dwoma rozwiązaniami \mathbf{x}_1 oraz \mathbf{x}_2 . Wyróżnia się następujące rodzaje relacji :

- rozwiązanie \mathbf{x}_1 dominuje nad rozwiązaniem \mathbf{x}_2 wtedy i tylko wtedy, gdy jest nie gorsze we wszystkich kryteriach oraz istnieje przynajmniej jedno kryterium, dla którego jest lepsze, co można zapisać jako:

$$\mathbf{x}_1 \succ \mathbf{x}_2 \Leftrightarrow \left((\forall m \in M \Rightarrow f_m(\mathbf{x}_1) \geq f_m(\mathbf{x}_2)) \wedge (\exists m \in M \Rightarrow f_m(\mathbf{x}_1) \triangleright f_m(\mathbf{x}_2)) \right), \quad (7.4)$$

- rozwiązanie \mathbf{x}_1 słabo dominuje nad rozwiązaniem \mathbf{x}_2 wtedy i tylko wtedy gdy nie jest gorsze we wszystkich kryteriach:

$$\mathbf{x}_1 \succcurlyeq \mathbf{x}_2 \Leftrightarrow (\forall m \in M \Rightarrow f_m(\mathbf{x}_1) \geq f_m(\mathbf{x}_2)), \quad (7.5)$$

- rozwiązanie \mathbf{x}_1 silnie dominuje nad rozwiązaniem \mathbf{x}_2 wtedy i tylko wtedy gdy jest lepsze względem wszystkich kryteriów:

- $\mathbf{x}_1 \succ \mathbf{x}_2 \Leftrightarrow (\forall m \in M \Rightarrow f_m(\mathbf{x}_1) \triangleright f_m(\mathbf{x}_2)), \quad (7.6)$
- rozwiązania są nieporównywalne ($\mathbf{x}_1 || \mathbf{x}_2$) ze sobą jeżeli \mathbf{x}_1 nie dominuje nad \mathbf{x}_2 oraz \mathbf{x}_2 nie dominuje nad \mathbf{x}_1 .

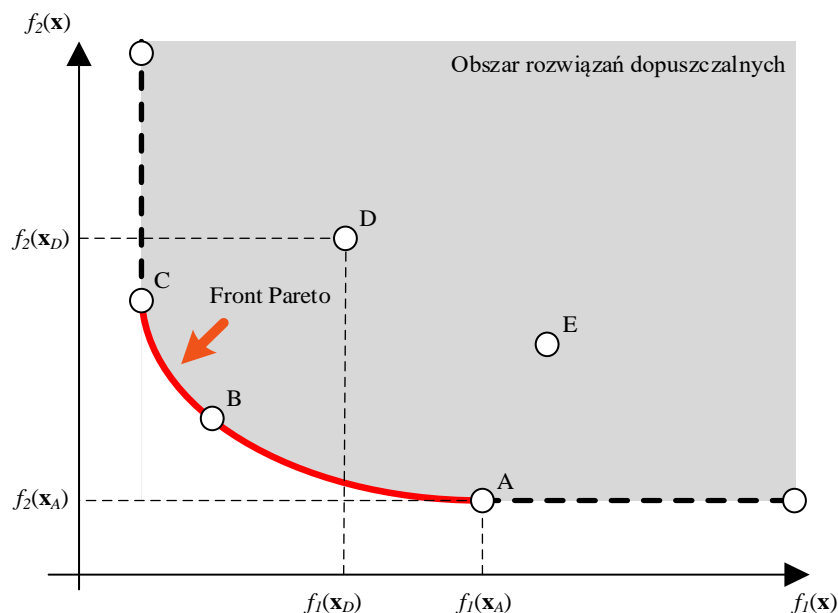
Relacje dominacji są relacjami asymetrycznymi i przechodnimi. Asymetria dominacji oznacza, że:

$$\mathbf{x}_1 \succ \mathbf{x}_2 \Rightarrow \mathbf{x}_2 \not\succeq \mathbf{x}_1 \quad (7.7)$$

Przechodność dominacji można wyrazić zależnością:

$$(\mathbf{x}_1 \succ \mathbf{x}_2 \wedge \mathbf{x}_2 \succ \mathbf{x}_3) \Rightarrow \mathbf{x}_1 \succ \mathbf{x}_3 \quad (7.8)$$

Głównym celem optymalizacji wielokryterialnej jest odnalezienie w zbiorze wszystkich dozwolonych rozwiązań, tych które nie są zdominowane przez inne rozwiązania. Na rysunku 7.2 przedstawiono przestrzeń \mathcal{F} dla optymalizacji, której celem jest minimalizacja dwóch kryteriów f_1 oraz f_2 . Punkt A przyjmuje mniejsze wartości dla obu kryteriów niż punkt E , stąd $\mathbf{x}_A \succ \mathbf{x}_E$. Rozwiązania \mathbf{x}_A oraz \mathbf{x}_D są nieporównywalne ponieważ punkt D przyjmuje mniejszą (lepszą) wartość dla kryterium f_1 , a większą (gorszą) wartość dla kryterium f_2 . Punkt D nie należy jednak do grupy rozwiązań niezdominowanych (optymalnych) ponieważ jest zdominowany przez punkty B oraz C . Oznaczona czerwoną linią krawędź obszaru utworzonego przez dozwolone rozwiązania stanowi podzbiór rozwiązań niezdominowanych - tak zwany front Pareto. Idealny proces rozwiązywania problemu optymalizacji wielokryterialnej polega na odnalezieniu punktów (rozwiązań) tworzących wskazany front, a następnie wybraniu spośród nich jednego rozwiązania. Często w trakcie wyboru ostatecznego rozwiązania wymagana jest szczegółowa ekspercka wiedza z zakresu rozwiązywanego zadania [123].



Rysunek 7.2 Przykład przestrzeni rozwiązań \mathcal{F} dla optymalizacji z minimalizacją dwóch kryteriów f_1 i f_2 . Czerwoną linią oznaczono front Pareto (opracowanie własne na podstawie [125])

7.2 Podział metod optymalizacji wielokryterialnej

Optymalizacja wiąże się z poszukiwaniem jednego konkretnego rozwiązania, które w większości przypadków będzie kompromisem pomiędzy poszczególnymi kryteriami. Wybór

satysfakcjonującego rozwiązania ze zbioru dostępnych rozwiązań wymaga pewnych metadanych, które określają preferencje kryteriów osoby podejmującej końcową decyzję (decydenta). Istnieje wiele metod optymalizacji wielokryterialnej, a także wiele sposobów podziałów tych metod. Najpopularniejszym sposobem klasyfikowania metod optymalizacji wielokryterialnej jest podział zaproponowany przez Hwanga i Masuda w [126]. Zgodnie z nim metody ze względu na sposób wykorzystania preferencji kryteriów dzielone są na:

- metody bez preferencji, w których nie stosuje się artykulacji informacji o preferencjach,
- metody posteriori, wykorzystujące informację o preferencjach kryteriów po wykonaniu optymalizacji,
- metody a priori, w których preferencje kryteriów są ustawiane przed rozpoczęciem procesu optymalizacji, a sama optymalizacja najczęściej przybiera formę optymalizacji jednokryterialnej,
- metody interaktywne, w których preferencje kryteriów są aktualizowane w sposób progresywny.

W dalszej części rozdziału przedstawione zostaną wybrane klasyczne metody pozwalające rozwiązać problemy wielokryterialne oraz wprowadzenie do grupy metod ewolucyjnych.

7.3 Metoda sumy ważonej

Metoda sumy ważonej jest metodą a priori. Polega ona na przekształceniu problemu wielokryterialnego do postaci jednokryterialnej poprzez sumowanie wartości poszczególnych kryteriów, z uwzględnieniem zdefiniowanych przez użytkownika współczynników wagowych. Utworzony w ten sposób problem jednokryterialny ma postać:

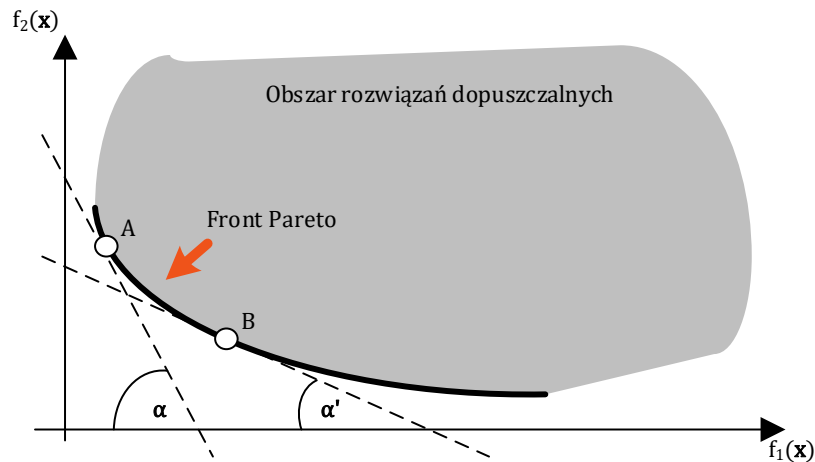
$$\begin{cases} \min & f(\mathbf{x}) = \sum_{m=1}^M w_m \cdot f_m(\mathbf{x}), & m = 1, 2, \dots, M; \\ \text{przy} & g_j(\mathbf{x}) \geq 0, & j = 1, 2, \dots, J; \\ & h_k(\mathbf{x}) = 0, & k = 1, 2, \dots, K; \\ & x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)}, & i = 1, 2, \dots, N. \end{cases} \quad (7.9)$$

gdzie: w_m – waga m -tego kryterium.

Wektor wag $\mathbf{w} = \{w_1, w_2, \dots, w_M\}$ pełni podwójną rolę w powyższym zadaniu. Z jednej strony określa istotność poszczególnych kryteriów, z drugiej pozwala przeprowadzić normalizację kryteriów, w przypadku gdy rzędy wielkości dla kryteriów różnią się znacząco od siebie. Problem opisany równaniem (7.9) można rozwiązać z wykorzystaniem klasycznych metod optymalizacji jednokryterialnej. Prostota metody sumy ważonej powoduje, że jest ona jedną z najczęściej wykorzystywanych tzw. klasycznych metod optymalizacji wielokryterialnej, jednak wymaga ona znajomości wektora wag.

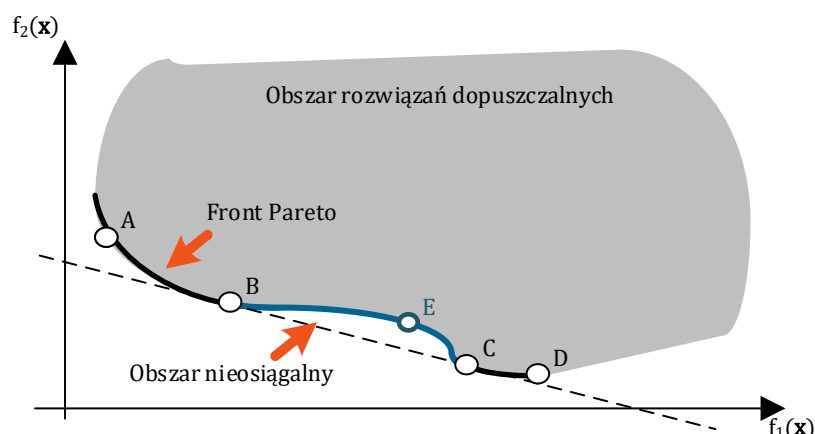
Najważniejszym zadaniem w omawianej metodzie jest odnalezienie odpowiedniego wektora wag, dzięki któremu zwrócone zostanie pojedyncze rozwiązanie należące do frontu Pareto. Na rysunku 7.3 przedstawione zostało rozwiązanie problemu optymalizacji dwukryterialnej dla przyjętego wektora wag \mathbf{w} . Wynikiem takiej optymalizacji jest punkt A , który leży na froncie Pareto i jest styczny do prostej nachylonej względem osi f_1 pod kątem $\alpha = \arctg\left(\frac{w_1}{w_2}\right)$. Wynika z tego, że zmiana wartości kąta α (poprzez zmianę wektora \mathbf{w}),

spowoduje odnalezienie innego punktu styczności do frontu Pareto (np. punkt B na rysunku dla kąta α').



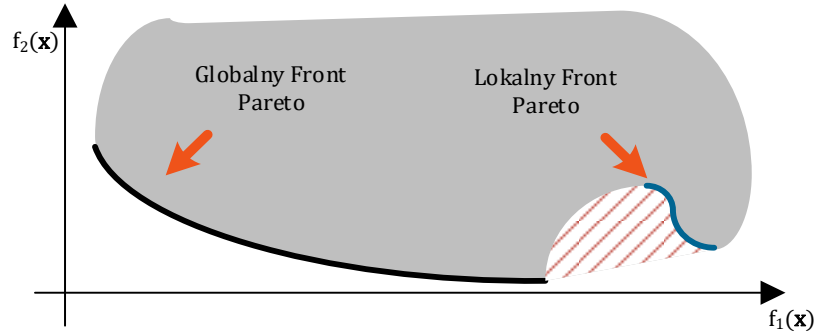
Rysunek 7.3 Optymalizacja dwukryterialna z wykorzystaniem metody sumy ważonej dla dwóch wektorów wag w oraz w' (opracowanie własne na podstawie [125])

Zgodnie z twierdzeniem przedstawionym m. in. w [123] warunkiem, że odnalezione rozwiązanie jest rozwiązaniem optymalnym w sensie Pareto, jest sytuacja gdy wszystkie wagi kryteriów są dodatnie. Z drugiej strony spełnienie powyższego warunku nie gwarantuje, że powyższą metodą można odnaleźć wszystkie rozwiązania należące do frontu Pareto. Warunkiem, aby tak było jest wypukłość problemu optymalizacyjnego. Definicję oraz warunki na wypukłość problemu optymalizacyjnego przedstawiono m. in. w [124]. Na rysunku 7.4 przedstawiono przykład optymalizacji, w której front rozwiązań niezdominowanych jest miejscowo niewypukły. Jak widać punkty znajdujące się w strefie pomiędzy punktem B i C (np. rozwiązanie E) są nieosiągalne dla metody sumy ważonej.



Rysunek 7.4 Metoda sumy ważonej dla problemu optymalizacji niewypukłej [125]

Z optymalizacją niewypukłą wiąże się także możliwość powstawania tzw. lokalnych frontów Pareto, czyli zbioru rozwiązań, które w ich pobliskim otoczeniu są (zgodnie z definicją z podrozdziału 7.1) niezdefiniowane. Przykład takiej sytuacji przedstawiono na rysunku 7.5.



Rysunek 7.5 Lokalny i globalny front Pareto dla problemu optymalizacji niewypukłej [125]

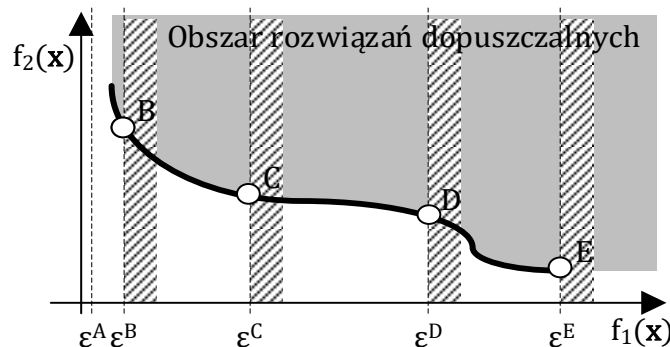
7.4 Metoda ε -ograniczeń

Podobnie jak w przypadku sumy ważonej, w metodzie ε -ograniczeń problem wielokryterialny zostaje sprowadzony do zagadnienia jednokryterialnego. Jedno z kryteriów podlega procesowi optymalizacji, natomiast pozostałe zostają przekształcone do postaci ograniczeń, tak że:

$$\begin{cases} \min & f_\gamma(\mathbf{x}) \\ \text{przy} & f_m(\mathbf{x}) \leq \varepsilon_m \quad m = 1, 2, \dots, M; m \neq \gamma; \\ & g_j(\mathbf{x}) \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, J; \\ & h_k(\mathbf{x}) = 0, \quad k = 1, 2, \dots, K; \end{cases} \quad (7.10)$$

gdzie: $f_\gamma(\mathbf{x})$ - optymalizowane kryterium, ε_m – wartość przyjętego ograniczenia dla m-tego kryterium.

Na rysunku 7.6 przedstawiono przykład optymalizacji dwukryterialnej, gdzie drugie kryterium jest minimalizowane, a dla pierwszego przyjęto różne wartości ograniczeń. Zaletą metody ε -ograniczeń jest możliwość odnalezienia wszystkich rozwiązań ze zbioru rozwiązań optymalnych bez względu na wypukłość funkcji. Z drugiej strony otrzymany wynik jest silnie zależny od przyjętych wartości ograniczeń. Dla przykładu z rysunku, przyjęcie wartości ograniczenia ε_A spowoduje, że optymalizacja nie znajdzie żadnego rozwiązania dozwolonego. Oznacza to, że niezbędna jest pewna wstępna znajomość analizowanego procesu. W przypadku gdy analizowana jest duża liczba kryteriów, zależności pomiędzy poszczególnymi kryteriami ulegają często komplikacji. Wtedy określenie odpowiedniego zakresu wartości wektora ograniczeń ε może być czasochłonne lub prawie niewykonalne [124].



Rysunek 7.6 Metoda sumy ważonej dla problemu optymalizacji niewypukłej [125]

7.5 Metody wykorzystujące metryki

W tej grupie metod podstawową jest metoda kryterium globalnego. Jej celem jest odnalezienie rozwiązania dopuszczalnego, które znajduje się najbliżej pewnego (nieosiągalnego) rozwiązania referencyjnego. Tak więc, optymalizacja przyjmuje formę optymalizacji jednokryterialnej, w której decydent musi dobrać odpowiedni punkt referencyjny oraz metrykę. Jako punkt referencyjny przyjmowany jest najczęściej punkt wartości idealnych \mathbf{z}^* , który może być zdefiniowany jako:

$$\mathbf{z}^* = \{f_1^*, f_2^*, \dots, f_m^*, \dots, f_M^*\} \quad (7.11)$$

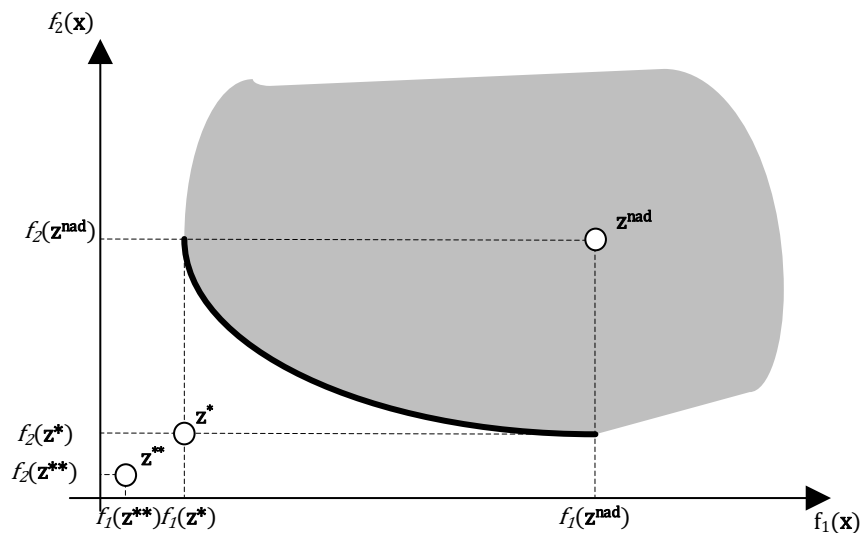
gdzie: f_m^* - najlepsza możliwa do uzyskania wartość kryterium $f_m(x)$.

Przyjęcie wektora \mathbf{z}^* jako punktu referencyjnego zakłada, że żadne dopuszczalne rozwiązanie nie będzie miało wartości lepszej. W przypadku niektórych algorytmów optymalizacji takie założenie jest niewystarczające, wymagane jest aby punkt referencyjny był w sposób zdecydowany lepszy od pozostałych rozwiązań. Aby to osiągnąć, jako punkt referencyjny przyjmuje się tak zwany punkt utopijny \mathbf{z}^{**} , dla którego wartości poszczególnych kryteriów są lepsze niż (jednocześnie nieosiągalne) w punkcie \mathbf{z}^* , a zatem:

$$\mathbf{z}^{**} = \{f_1^{**}, f_2^{**}, \dots, f_m^{**}, \dots, f_M^{**}\} \quad (7.12)$$

gdzie: $f_m^{**} \triangleright f_m^*$ dla każdego $m = 1, 2, \dots, M$.

W niektórych algorytmach zamiast minimalizować metrykę względem nieosiągalnego rozwiązania, stosuje się podejście odwrotne, maksymalizowana jest odległość od pewnego rozwiązania nieefektywnego. Wtedy jako punkt referencyjny przyjmuje się np. punkt nadiru \mathbf{z}^{nad} (przeciwny do punktu \mathbf{z}^*). Na rysunku 7.7 przedstawiono punkty \mathbf{z}^* , \mathbf{z}^{**} oraz \mathbf{z}^{nad} .



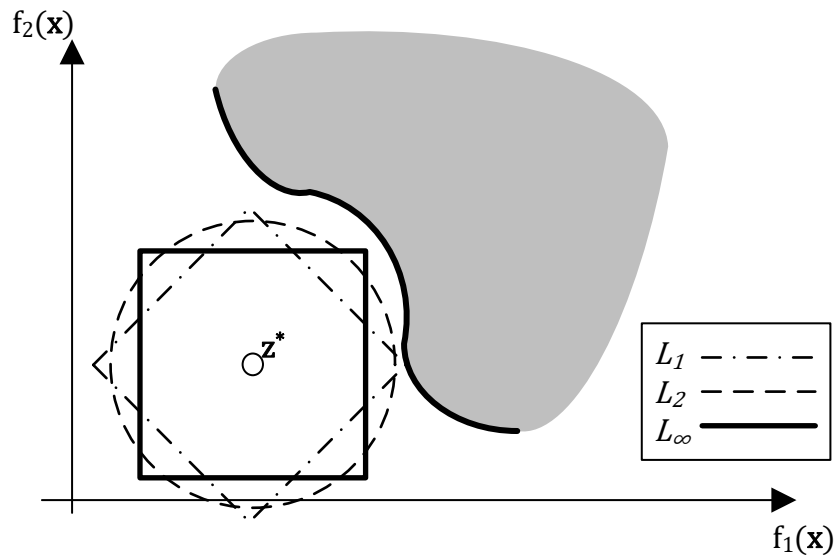
Rysunek 7.7 Przykłady punktów referencyjnych dla optymalizacji z metrykami: \mathbf{z}^* - rozwiązanie idealne; \mathbf{z}^{**} - rozwiązanie utopijne; \mathbf{z}^{nad} - punkt Nadiru [125]

Oprócz punktu referencyjnego, na otrzymane wyniki istotny wpływ ma dobór odpowiedniej metryki. W metodzie kryterium globalnego, ogólny wzór optymalizacyjny - przy założeniu, że punktem referencyjnym jest punkt \mathbf{z} - można przedstawić w postaci zależności [125]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \quad L_p(\mathbf{x}) = (\sum_{m=1}^M |f_m(\mathbf{x}) - z_m|^p)^{\frac{1}{p}}, \quad m = 1, 2, \dots, M; \\ \text{przy} \quad \quad \quad g_j(\mathbf{x}) \geq 0, \quad \quad \quad j = 1, 2, \dots, J; \\ \quad \quad \quad h_k(\mathbf{x}) = 0, \quad \quad \quad k = 1, 2, \dots, K; \\ \quad \quad \quad x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)}, \quad \quad \quad i = 1, 2, \dots, N. \end{array} \right. \quad (7.13)$$

gdzie: p - parametr decydujący o rodzaju metryki.

Otrzymane rozwiązanie zależy w dużej mierze od odpowiedniego dobru wartości p . Do najczęściej stosowanych wartości należą $p = 1$ (L_1 – liniowa), $p = 2$ (L_2 – Euklidesowa) lub $p = \infty$ (L_∞ – Czybyszewa). Na rysunku 7.8 przedstawiono kontury tych trzech zdefiniowanych powyżej metryk.



Rysunek 7.8 Graficzne porównanie metryk: L_1 – liniowa; L_2 – Euklidesa; L_∞ -Czybyszewa [125]

Metoda kryterium globalnego nie wymaga wprowadzenia preferencji kryteriów. Wymagana jest jednak znajomość punktu referencyjnego, którego ustalenie wymaga często pewnych podstawowych informacji o optymalizowanym kryterium [125].

Brak rozpatrywania preferencji użytkownika, która jest zaletą gdy na początku optymalizacji nie mamy jeszcze żadnych informacji o spodziewanych wartościach kryteriów, prowadzi do otrzymania rozwiązania (ze zbioru Pareto) stanowiącego kompromis pomiędzy poszczególnymi kryteriami. W trakcie procesu optymalizacyjnego może się jednak okazać, że pewne kryteria mają wyższy priorytet niż pozostałe. Wtedy metoda kryterium globalnego może być zastąpiona np. metodą metryki ważonej:

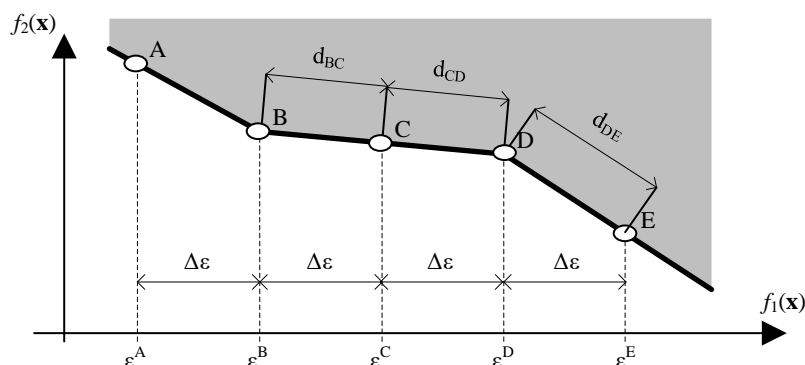
$$\left\{ \begin{array}{l} \min \quad l_p(\mathbf{x}) = (\sum_{m=1}^M w_m |f_m(\mathbf{x}) - z_m|^p)^{\frac{1}{p}}, \quad m = 1, 2, \dots, M; \\ \text{przy} \quad \quad \quad g_j(\mathbf{x}) \geq 0, \quad \quad \quad j = 1, 2, \dots, J; \\ \quad \quad \quad h_k(\mathbf{x}) = 0, \quad \quad \quad k = 1, 2, \dots, K; \\ \quad \quad \quad x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)}, \quad \quad \quad i = 1, 2, \dots, N. \end{array} \right. \quad (7.14)$$

gdzie: w_m - waga m-tego kryterium.

7.6 Metody ewolucyjne

Przedstawione powyżej klasyczne metody rozwiązywania problemu optymalizacji wielokryterialnej są deterministyczne, czyli droga algorytmu przy założeniu takich samych parametrów wejściowych i punktu startowego zawsze będzie taka sama. Dodatkowo metody klasyczne przetwarzają w jednej chwili tylko jedno rozwiązanie (jeden wariant preferencji kryteriów). Stąd, przy założeniu doboru odpowiedniej metody do problemu, możliwe jest otrzymanie tylko jednego rozwiązania frontu Pareto. Decydent po wykonaniu pojedynczej optymalizacji nie otrzymuje informacji o rozwiązaniach alternatywach w stosunku do otrzymanego. Taka sytuacja jest sprzeczna z koncepcją idealnego optymalizatora wielokryterialnego przedstawionego w [123], która zakłada że decydent w momencie podejmowania ostatecznej decyzji powinien mieć wgląd w pełny zakres rozwiązań bezwzględnie najlepszych.

Celem otrzymania zbioru punktów, optymalizację metodami opartymi o wagi należy powtórzyć wielokrotnie w różnych wariantach (preferencjach kryteriów, punktach referencyjnych, itd.). Częstym problemem jest tutaj nierównomierne rozłożenie otrzymanych punktów ze zbioru optymalnego. Na rysunku 7.9 przeanalizowano przykład metody ε -ograniczeń. Równomierna zmiana wartości ograniczenia dla kryterium f_1 z krokiem $\Delta\varepsilon$, spowoduje, że otrzymane rozwiązania z obszaru B-D będą względem siebie bliżej (w sensie długości frontu pomiędzy nimi) niż rozwiązania z przedziałów A-B i D-E. Rozwiązaniem tego problemu jest stosowanie różnych modyfikacji klasycznych metod, w których krok modyfikacji problemu optymalizacyjnego jest wyznaczany w sposób adaptacyjny [123].



Rysunek 7.9 Nierównomierność rozłożenia rozwiązań A,B,C,D,E wzdłuż frontu Pareto [opr. własne]

Aktualnie metody klasyczne są coraz częściej wypierane przez metody oparte o algorytmy ewolucyjne. Koncepcja algorytmów ewolucyjnych powstawała już w latach 50 XX wieku. W latach 60 w trzech różnych miejscach na świecie powstały niezależnie od siebie trzy różne idee algorytmów ewolucyjnych: programowanie ewolucyjne (1969, Fogel) [127], algorytmy genetyczne (1975, Holland) [128] oraz strategie ewolucyjne (1965, Rechenberg) [129]. Ideą tych metod jest przełożenie procesów ewolucyjnych zachodzących w przyrodzie na problem optymalizacji. Rezultatem algorytmów ewolucyjnych jest rozwiązanie lub zbiór rozwiązań prawdopodobnie najlepszych. Nie ma jednak gwarancji, że otrzymany wynik jest rzeczywiście wynikiem optymalnym, natomiast jest do niego zbliżonym.

Wszystkie metody ewolucyjne operują na zbiorze osobników, czyli konkretnych rozwiązań, które tworzą populację. Na każdego osobnika w populacji składa się zbiór genów

(genotyp), które odwzorowują wektor zmiennych decyzyjnych (fenotyp), zgodnie z przyjętą metodą ich kodowania. Dla każdego osobnika w populacji, na podstawie wartości funkcji celu, określone jest jego przystosowanie do otoczenia, czyli prawdopodobieństwo przetrwania w następnych pokoleniach. Im lepsze jest rozwiązanie względem innych w populacji tym większe jest jego przystosowanie. Proces przeliczania wartości funkcji celu na przystosowanie nazywany jest ewaluacją osobników [128]. Wartość przystosowania, w zależności od przyjętej metody ewaluacji, może zależeć bezpośrednio od wartości funkcji celu jak i pozycji danego osobnika w populacji.

Aktualna populacja osobników (tzw. rodziców) przetwarzana jest z wykorzystaniem operatorów genetycznych, w wyniku czego powstaje zbiór nowych rozwiązań (tzw. potomstwo). Potomstwo stanowi kombinację cech populacji rodziców. Następnie ze starych i nowych osobników powstaje (ewoluuje) nowa populacja. Proces ewolucji populacji z założenia jest procesem losowym. Stąd, nowa populacja może zawierać zarówno rozwiązania lepsze jak i gorsze od poprzednich. Wśród operatorów genetycznych można wyróżnić trzy: krzyżowanie osobników, mutację oraz selekcję. Wykorzystanie poszczególnych operatorów genetycznych i dokładny sposób ich działania zależne są od przyjętej metody ewolucyjnej, sposobu kodowania osobników oraz charakterystyki optymalizowanego problemu [123].

Ewolucyjne metody optymalizacji projektowane były dla zagadnień optymalizacji jednokryterialnej, jednak szybko zauważono, że posiadają cechy, które świadczą o dużym potencjale w zastosowaniu do optymalizacji wielokryterialnej. Wśród tych cech można wyróżnić [123]:

- 1) przetwarzanie w każdej iteracji zbioru rozwiązań, a więc możliwe jest uzyskanie wielu rozwiązań niezdominowanych po jednym uruchomieniu algorytmu,
- 2) brak konieczności stosowania współczynników wagowych (w sposób jawny),
- 3) z założenia są metodami optymalizacji globalnej, a więc po odpowiednim dostrojeniu powinny być w stanie odnaleźć tylko punkty należące do globalnego frontu Pareto.

W dalszej części podrozdziału przedstawiono wybrane metody ewolucyjne stosowane w zadaniach wielokryterialnej optymalizacji.

7.6.1 Non-dominated Sorting Genetic Algorithm type II (NSGA-II)

Metoda NSGA-II przedstawiona została w pracy [130]. Jest metodą ewolucyjną należącą do grupy metod wykorzystujących tzw. strategię elitarną, która polega na arbitralnym przenoszeniu jednego lub kilku najlepszych osobników do nowej populacji. W przypadku klasycznego algorytmu genetycznego, stosowanie strategii elitarnej uniemożliwia cofanie się (pogorszenie) aktualnie najlepszego rozwiązania. W przypadku metody NSGA-II strategia elitarna wykorzystywana jest do zapewnienia całej nowej populacji.

W NSGA-II cała populacja $\mathbf{P}^{(t)}$ o liczebności N poddawana jest operatorom ewolucyjnym, wynikiem tego jest N -liczebna populacja potomstwa $\mathbf{Q}^{(t)}$. Następnie obie populacje są łączone w populację tymczasową $\mathbf{R}^{(t)} = \{\mathbf{P}^{(t)}, \mathbf{Q}^{(t)}\}$ o $2N$ osobnikach.

Populacja $\mathbf{R}^{(t)}$, poddawana jest procesowi sortowania na podstawie niezdominowania jej osobników. W jego rezultacie następuje pogrupowanie osobników w taki sposób, żeby osobniki należące do frontu F_k z pośród wszystkich K frontów:

- były zdominowane przez wszystkie rozwiązania składające się na fronty F_i , $i = 1, \dots, k - 1$,

- były względem siebie nieokreślone,
- dominowały na wszystkich rozwiązaniach składających się na fronty $F_i, i = k + 1, \dots, K$.

W tym celu można się posłużyć procedurą opisaną między innymi w [131], której algorytm można przedstawić w następujących krokach:

Krok 0. Dla każdego $\mathbf{x}_i \in \mathbf{R}^{(t)}, i = 1, 2, \dots, 2N$ ustawić licznik rozwiązań dominujących $n_i = 0$ oraz zbiór osobników zdominowanych $\mathbf{S}_i = \{\emptyset\}$. Ustawić $i = 1$.

Krok 1. Dla każdego rozwiązania $\mathbf{x}_j \in \mathbf{R}^{(t)}, j = 1, 2, \dots, 2N \wedge j \neq i$: jeżeli $\mathbf{x}_i \succ \mathbf{x}_j$ dodaj osobnika \mathbf{x}_j do zbioru osobników zdominowanych przez \mathbf{x}_i : $\mathbf{S}_i = \mathbf{S}_i \cup \{\mathbf{x}_j\}$. W przeciwnym przypadku zwiększ licznik osobników dominujących \mathbf{x}_i o jeden: $n_i = n_i + 1$.

Krok 2. Jeżeli $n_i = 0$ przypisz osobnika do frontu niezdominowanego pierwszego poziomu $\mathbf{F}_1 = \mathbf{F}_1 \cup \{\mathbf{x}_j\}$.

Krok 3. Jeżeli $i < 2N$ przejdź do kroku 1 oraz ustaw $i = i + 1$. W innym przypadku przejdź do kroku 4.

Krok 4. Ustawić poziom frontu $k = 1$.

Krok 5. Inicjalizuj populację tymczasową $\mathbf{T} = \{\emptyset\}$.

Krok 6. Dla każdego osobnika należącego do k-tego frontu $\mathbf{x}_i \in \mathbf{F}_k$, na zbiorze osobników zdominowanych przez \mathbf{x}_i : $\mathbf{x}_j \in \mathbf{S}_i$ wykonaj:

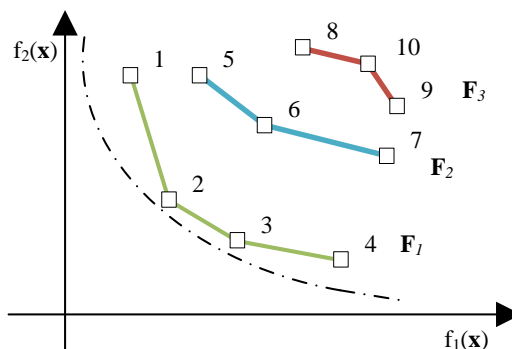
Krok 6.1. $n_j = n_j - 1$.

Krok 6.2. Jeżeli $n_j = 0 \wedge \mathbf{x}_j \cap \mathbf{T} = \{\emptyset\}$ dodaj \mathbf{x}_j do zbioru \mathbf{T} : $\mathbf{T} = \mathbf{T} \cup \{\mathbf{x}_j\}$.

Krok 7. Ustaw $k = k + 1$, a następnie $\mathbf{F}_k = \mathbf{T}$.

Krok 8. Jeżeli $\mathbf{F}_k = \{\emptyset\}$ zakończ sortowanie. W przeciwnym przypadku przejdź do kroku 5.

Na rysunku 7.10 znajduje się przykładowa populacja $\mathbf{R}^{(t)}$ utworzona z 5 rodziców oraz 5 potomków z oznaczoną przynależnością poszczególnych osobników do frontów określoną na podstawie powyższego algorytmu.



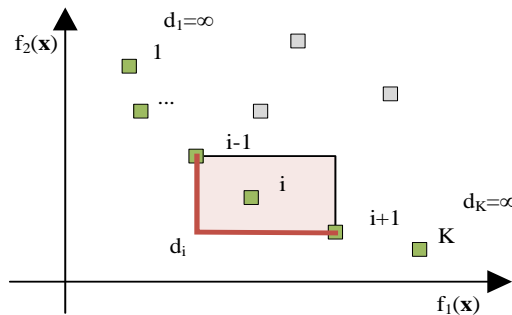
Rysunek 7.10 Przykład sortowania na podstawie niezdominowania osobników przez pozostałe [130]

Po zakończeniu sortowania z $2N$ rozwiązań populacji $\mathbf{R}^{(t)}$ wybieranych jest N rozwiązań do nowej populacji $\mathbf{P}^{(t+1)}$. W tym celu do pustej na początku $\mathbf{P}^{(t+1)}$ dodawane są osobniki składające się po kolei na front F_1, F_2, \dots aż do momentu gdy w nowej populacji nie zabraknie miejsca na nowe osobniki. Jeżeli ostatni front, może tylko częściowo wejść do nowej populacji (z racji ograniczonego miejsca), wybierane są z niego osobniki, które charakteryzują się

największą odległością d (ang. *crowding distance*) od sąsiednich rozwiązań, którą dla osobnika \mathbf{x}_i można wyznaczyć na podstawie prostokątnej metryki odległości:

$$d_i = \begin{cases} \sum_{m=1}^M \frac{f_m(\bar{\mathbf{x}}^{(m)}) - f_m(\bar{\mathbf{x}}^{(m)})}{f_{m,max} - f_{m,min}} & \text{gdy } \mathbf{x}_i \text{ nie leży na skraju frontu} \\ \infty & \text{gdy } \mathbf{x}_i \text{ leży na skraju frontu} \end{cases} \quad (7.15)$$

gdzie: $\bar{\mathbf{x}}^{(m)}$, $\bar{\mathbf{x}}^{(m)}$ – osobniki leżące na tym samym froncie, które pod względem wartości m -tego kryterium są w bezpośrednim sąsiedztwie rozwiązania \mathbf{x}_i i są odpowiednio większe i mniejsze; $f_{m,max}$, $f_{m,min}$ – kolejno ograniczenie górne i dolne m -tego kryterium. Przykład wyznaczenia metryki dla osobników składających się na front przedstawia rysunek 7.11.

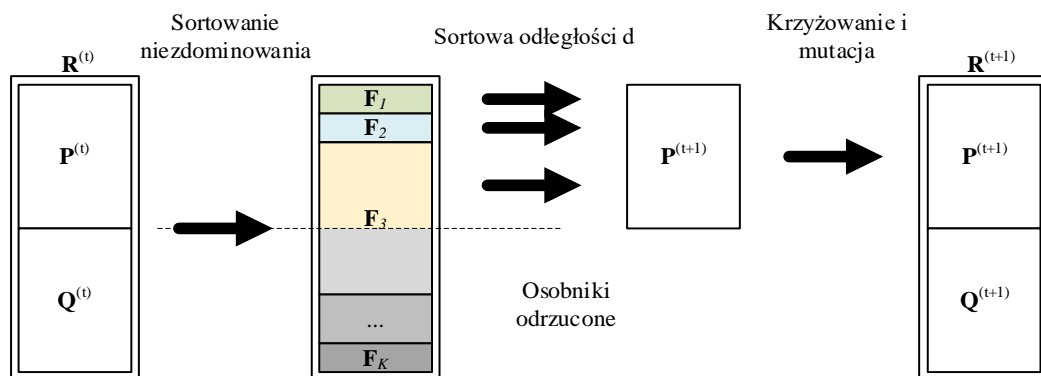


Rysunek 7.11 Wyznaczanie odległości d od sąsiadujących rozwiązań dla frontu z K osobnikami [130]

Kiedy populacja $\mathbf{P}^{(t+1)}$ jest już zapełniona, następuje proces selekcji z wykorzystaniem metody tzw. zatłoczonej metody turniejowej. Jest to odmiana selekcji turniejowej, której losowo dobrane pary osobników są ze sobą porównywane. Lepszy z pary przechodzi do nowej populacji $\mathbf{Q}^{(t+1)}$, która zostaje dalej poddana krzyżowaniu i mutacji. Regułę selekcji lepszego z dwóch rozwiązań \mathbf{x}_i oraz \mathbf{x}_j można przedstawić w następujący sposób:

- jeżeli \mathbf{x}_i należy do frontu o niższym poziomie to wybierane jest \mathbf{x}_i ,
- jeżeli \mathbf{x}_j należy do frontu o niższym poziomie to wybierane jest \mathbf{x}_j ,
- jeżeli \mathbf{x}_i i \mathbf{x}_j leżą na tym samym froncie, to wybierany jest ten którego dystans d jest większy.

Cały proces jest powtarzany aż do spełnienia kryterium stopu. Ogólny schemat metody NSGA-II przedstawiono na rysunku 8.14).



Rysunek 7.12 Ogólny schemat metody NSGA-II [130]

7.6.2 Biased Random Key Genetic Algorithm (BRKGA)

Metoda BRKGA przedstawiona w [132] jest modyfikacją metody RKGA opisanej w [133]. Zaprojektowano ją do rozwiązywania problemów wielokryterialnych kombinatorycznych. Jedną z cech metody jest przekształcenie zmiennych decyzyjnych do postaci tzw. losowych kluczy, o wartościach z przedziału $(0,1)$. Aby możliwe było wyznaczenie fenotypu niezbędne jest więc wprowadzenie dodatkowo enkodera i dekodera, które pozwalają na przekształcenie wartości zmiennych decyzyjnych na losowe klucze i odwrotnie.

W pierwszej fazie N zakodowanych osobników populacji P_t jest dzielonych na osobniki niezdominowane P_e i zdominowane \bar{P}_e . Następnie losowane są pary rodziców. Najpierw losowany jest osobnik a z P_e . Następnie, do pary wylosowany jeden osobnik zdominowany b z \bar{P}_e . Para osobników a i b podlega krzyżowaniu według metody rzutu monetą. Dla każdego z k genów losowana jest liczba losowa z zakresu $\langle 0, 1 \rangle$ (rzut monetą), która decyduje o tym czy nowo utworzony potomek będzie posiadał gen osobnika a czy b . Przy czym prawdopodobieństwo przyjęcia cechy rodzica a (ρ_a) powinno być wyższe niż w przypadku osobnika b ($\rho_b = 1 - \rho_a$). W pracy źródłowej przyjmuje się proponowaną wartość $\rho_a = 0,75$. W tabeli 7.1 przedstawiono przykład krzyżowania chromosomów z 4 genami.

Tabela 7.1 Przykład krzyżowania dwóch rodziców a i b z wykorzystaniem metody rzutu monetą. Osobniki posiadają 4-genowe chromosomy. Po wygenerowaniu 4 losowych liczb r (po jednej na każdy gen), otrzymane wartości są przyrównywane do ρ_a [132]

Parametr	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen4
Rodzic a	0,52	0,8	0,43	0,3
Rodzic b	0,74	0,34	0,54	0,26
Losowe r	0,62	0,45	0,81	0,35
$\rho_a = 0,75$	<	<	>	<
Potomek	0,52	0,8	0,54	0,3

W procesie selekcji wykorzystywana jest strategia elitarna, polegająca na przeniesieniu do nowej populacji określonej liczby osobników z grupy \bar{P}_e . W przypadku wielokryterialnej wersji algorytmu możliwy jest wybór osobników na podstawie procedury podobnej jak w przypadku selekcji NSGA-II. Najpierw wybierane są osobniki należące do frontu globalnego. W przypadku osobników należących do tego samego frontu wybierane są osobniki najbardziej oddalone od pozostałych. Następnie trafia do niej potomstwo otrzymane w wyniku krzyżowania. Na końcu nowa populacja jest dopełniana losowo wygenerowanymi osobnikami, tak by wielkość populacji była zawsze stała

7.6.3 Wielokryterialny algorytm roju cząstek

Metoda wielokryterialnego roju cząstek MPSO (ang. *Multiobjective Particle Swarm Optimization*) podobnie jak większość innych metod ewolucyjnych powstawała w wyniku modyfikacji jej odpowiednika dla rozwiązywania problemów jednokryterialnych. W przypadku optymalizacji roju cząstek PSO (ang. *Particle Swarm Optimization*) została ona opisana poraz pierwszy w [134]. Ideę jej działania opracowano na podstawie analizy zachowania populacji zwierząt stadnych (np. ptaków, mrówek, pszczół, ryb), w których pojedyncze osobniki mają znikomą lub bardzo ograniczoną możliwość podejmowania decyzji. Pomimo ograniczonej możliwości wzajemnej komunikacji pomiędzy osobnikami oraz braku jednego nadrzędnego algorytmu sterowania ich zachowaniem, populacja taka charakteryzuje się umiejętnością dopasowywania się do otaczającego ją środowiska oraz zmian w nim zachodzących (np.

mrówki odnajdujące drogę do pożywienia). Jest to forma inteligencji zbiorowej zapewniającej stadu (bądź jego przewarżającej części) przetrwanie [134, 135].

W metodzie PSO każdy osobnik reprezentuje pojedyncze rozwiązanie (zestaw zmiennych decyzyjnych) problemu optymalizacyjnego. Na podstawie wartości funkcji celu określone jest przystosowanie poszczególnych osobników (ich jakość względem pozostałych osobników). W każdej iteracji wszystkie osobniki przemieszczają się mając na względzie trzy podstawowe czynniki:

- aktualną prędkość (bezwładność) – czyli długość i kierunek kroku wykonanego w poprzedniej iteracji,
- własne doświadczenia (pamięć osobnika) – każdy osobnik w trakcie algorytmu zapamiętuje i aktualizuje swoje najlepsze jak dotąd położenie. Jest to znacząca różnica względem algorytmu genetycznego, w którym potomstwo nie ma wiedzy na temat jakości swoich przodków,
- doświadczenie całej grupy – najlepsze rozwiązanie znalezione przez stado w trakcie działania algorytmu.

Matematycznie wartość przemieszczenia \mathbf{v}_i osobnika \mathbf{x}_i można zapisać w $(t + 1)$ -ej iteracji jako:

$$\mathbf{v}_i^{t+1} = \omega \mathbf{v}_i^t + c_1 r_1 (\mathbf{p}_i^t - \mathbf{x}_i^t) + c_2 r_2 (\mathbf{g}_i^t - \mathbf{x}_i^t) \quad (7.16)$$

gdzie: \mathbf{p}_i^t – najlepsze rozwiązanie odnalezione we wcześniejszych t iteracjach przez i -tego osobnika, \mathbf{g}_i^t – najlepsze rozwiązanie odnalezione we wcześniejszych t iteracji przez cały rój, ω – współczynnik bezwładności (inercji), c_1 – współczynnik składowej kognitywnej (pamięci osobnika), c_2 – współczynnik składowej globalnej (socjalnej), r_1, r_2 – liczby losowane z przedziału $< 0,1 >$ niezależnie dla każdego osobnika.

Znając przemieszczenie \mathbf{v}_i^{t+1} możliwe staje się wyznaczenie nowej pozycji (nowego rozwiązania) zgodnie z zależnością:

$$\mathbf{x}_i^{t+1} = \mathbf{x}_i^t + \mathbf{v}_i^{t+1} \quad (7.17)$$

Podczas optymalizacji jednokryterialnej wszystkie osobniki po pewnym czasie zbliżają się do pewnego optimum globalnego. Ich przemieszczenia (prędkość) są coraz mniejsze. Na końcu wszystkie zatrzymują się wewnątrz lub w pobliżu rozwiązania globalnego. Aby metoda PSO mogła być zastosowana do odnalezienia jednocześnie wielu rozwiązań niezdominowanych, należy wykonać pewne jej modyfikacje. W pracy [136] zaproponowano utworzenie pewnego globalnego repozytorium, w którym przechowywana są informacje o najlepszych położeniach jakie zostały odnalezione przez cały rój w trakcie optymalizacji. Nadpisywanie repozytorium odbywa się na podstawie położenia osobników w przestrzeni \mathcal{F} . W pracy [137] zaproponowany został dodatkowo podział roju na mniejsze grupy. W każdej grupie odbywa się niezależnie od siebie optymalizacja PSO. Pomiedzy grupami następuje migracja najlepszych osobników w celu podtrzymania naporu ewolucyjnego.

W pracy [138] zaproponowano algorytm *covering MOPSO* (cvMOPSO), który składa się z dwóch faz. W pierwszej fazie algorytm MPSO wykonuje optymalizację z wykorzystaniem pewnego małego repozytorium. Celem algorytmu jest odnalezienie odległych od siebie osobników niezdominowanych. W drugiej fazie dla każdego osobnika w repozytorium tworzony jest nowy rój. Osobniki nowego roju rozmieszczane są w pobliżu osobnika bazowego

z repozytorium. Zadaniem drugiej fazy jest odnalezienie osobników niezdominowanych, które będą minimalizowały odległości na froncie Pareto pomiędzy osobnikami otrzymanymi w trakcie pierwszej fazy.

W pracy [139] wykorzystano wiele mechanizmów podobnych do metody NSGA-II, m. in. dystans zatłoczenia opisany zależnością (7.15). Osobniki oraz ich najlepsze osobiste pozycje są łączone w jedną populację, które podlega procesowi selekcji. Z niezdominowanych osobników w populacji wybierane są losowo osobniki liderujące (globalnie najlepsze rozwiązania).

W rozprawie doktorskiej autor wykorzystał algorytm opisany w [140]. Proces doboru osobników do tzw. archiwum osobników liderujących (liderów) odbywa się (podobnie jak w NSGA-II) na podstawie niezdominowania. W przypadku gdy liczba liderów jest większa niż dopuszczalny rozmiar repozytorium (równy rozmiarowi populacji), usuwa się z niego te osobniki, które mają zbyt małą wartość dystansu zatłoczenia. Repozytorium jest uaktualniane po każdej iteracji.

Każdemu osobnikowi w roju przypisywany jest lider. W tym celu stosowana jest binarna metoda turniejowa. Polega ona na wylosowaniu z repozytorium dwóch liderów. Następnie porównywana jest ich odległość zatłoczenia. Ten osobnik, który jest bardziej oddalony od pozostałych w repozytorium zostaje wybrany na lidera dla danego osobnika.

Dodatkowo, zastosowano w tej metodzie proces wzorowanej na metodach ewolucyjnych mutacji. Cała populacja osobników jest dzielona na trzy równe grupy (podpopulacje). Pierwsza grupa nie jest poddawana procesowi mutacji. Druga grupa jest poddawana mutacji równomiernej. Ostatnia grupa poddawana jest mutacji nierównomiernej (np. mutacji potęgowej). W listingu 7.1 przedstawiono pseudokod wykorzystanej metody.

Listing 7.1 Procedura MOPSO [140]

```

MOPSO( $f_{cetu}$ ,  $M$ ,  $g_{max}$ )
// $f_{cetu}$  - wielokryterialna funkcja celu (przystosowania)
// $M$  - wielkość populacji
// $g_{max}$  - ilość iteracji
// $g$  - licznik generacji
 $g \leftarrow 0$ ;
inicjalizuj populację  $\mathbf{P}$ ;
wybierz niezdominowane osobniki do archiwum jako liderów  $\mathbf{A}$ ;
wyznacz dystans zatłoczenia dla liderów;
while  $g < g_{max}$ 
    for  $i \leftarrow 1$  to  $M$ 
        przyporządkuj lidera dla  $i$ -tego osobnika;
        wykonaj ruch osobnika;
        wykonaj mutację;
        aktualizuj najlepszą wartość dla osobnika;
    wyszukaj osobniki niezdominowane spośród zbioru  $\{\mathbf{P}, \mathbf{A}\}$ ;
    wyznacz dystans zatłoczenia dla liderów;
    zapisz wybranych liderów do archiwum  $\mathbf{A}$ ;
     $g \leftarrow g + 1$ ;
return  $\mathbf{A}$ ;

```

Wybór metody optymalizacyjnej do rozpatrywanej w rozprawie klasy zagadnień wymaga przeprowadzenia badań polegających na porównaniu wybranych parametrów pracy dla standardowej sieci el.-en.

8 Optymalizacja parametrów i rozmieszczenia magazynów energii w sieci elektroenergetycznej

8.1 Cel optymalizacji

Podstawowym celem badań realizowanych w ramach niniejszej rozprawy jest ustalenie optymalnej (pod względem przyjętych kryteriów) lokalizacji (w ramach węzłów analizowanej sieci) oraz pojemności energetycznej instalacji magazynującej energię w systemie elektroenergetycznym, w skład którego wchodzi: B -elementowy zbiór \mathcal{B} węzłów systemowych, M -elementowy zbiór \mathcal{M} linii elektroenergetycznych oraz G -elementowy zbiór \mathcal{G} generatorów. W praktyce nie wszystkie węzły systemu mogą być brane pod uwagę w trakcie optymalizacji z powodów technicznych i organizacyjnych. W dalszej części rozprawy przyjęty zostanie zatem B' -elementowy zbiór $\mathcal{B}' \subset \mathcal{B}$ przechowujący indeksy wszystkich węzłów systemowych, w których możliwe jest przyłączenie instalacji magazynującej energię.

8.2 Zmienne decyzyjne, ograniczenia

Wektor \mathbf{x} zmiennych decyzyjnych można przedstawić jako:

$$\mathbf{x} = \{x_i; i \in \mathcal{B}'\} \quad (8.1)$$

gdzie: x_i – zmienna decyzyjna kodująca informację o wielkości magazynu energii podłączonego do i -tego węzła systemu. Liczba zmiennych decyzyjnych jest więc zależna od wielkości systemu (zbioru \mathcal{B}').

W praktycznych rozważaniach instalacja magazynująca energię (np. w postaci magazynów litowo-jonowych) budowana jest z modułów o ustalonej pojemności bazowej A_b . Oznacza to, że przestrzeń zmiennych decyzyjnych przyjmuje postać dyskretną, a pojemność zainstalowanego magazynu w i -tym węźle można wyznaczyć na podstawie zmiennej x_i jako:

$$A_{max,i} = x_i \cdot A_b \quad (8.2)$$

gdzie: $A_{max,i}$ – całkowita pojemność instalacji magazynującej podłączonej do i -tego węzła. Przy czym:

$$x_i \in \mathbb{N} \wedge x_i < x_{max,i} \quad (8.3)$$

gdzie: x_{max} – maksymalna liczba modułów podłączonych w danym węźle.

Część badanych w rozprawie metod optymalizacyjnych wymusza system kodowania, w którym zmienne decyzyjne zmieniają się w zakresie od 0 do 1. W tym celu zaproponowano przekształcenie wektora zmiennych decyzyjnych $\mathbf{x} \in \mathbb{N}^{\mathcal{B}'}$ do wektora losowych kluczy \mathbf{x}' składającego się z $B' + 1$ elementów i przyjmujących wartości z przedziału $(0,1)$. Ostatni element $x'_{B'+1}$ reprezentuje informację dotyczącą liczby c wykorzystanych modułów baterii w całym systemie, zgodnie z zależnością:

$$c = \lfloor x'_{B'+1} \cdot c_{max} \rfloor \quad (8.4)$$

gdzie: c_{max} – przyjęta arbitralnie maksymalna liczba modułów baterii jakie można przyłączyć do systemu elektroenergetycznego. W przypadku gdy $x'_1 \cong 0$ w systemie nie występują magazyny, natomiast gdy $x'_1 \cong 1$ w systemie zostaną rozmieszczone wszystkie c_{max} moduły baterii. Rozdział poszczególnych modułów pomiędzy B' węzły systemu jest kodowany przez

zmienne od x'_1 do $x'_{B'}$. Pojemność magazynu energii zainstalowanego w i -tym węźle można wyznaczyć z zależności:

$$A_{max,i} = \left\lfloor \frac{x'_i}{\sum_{j=1}^{B'} x'_j} \cdot c \right\rfloor \cdot A_b \quad (8.5)$$

Dla tak zdefiniowanej przestrzeni zmiennych decyzyjnych możliwe jest sformułowanie problemów optymalizacyjnych, do których rozwiązania wykorzystane zostaną ewolucyjne metody optymalizacji takie jak: NSGA-II, MPSO oraz BRKGA.

8.3 Kryteria optymalizacji

W celu ustalenia optymalnego rozwiązania opisanego w rozdziale 8.1 zadania oraz porównania pracy systemu dla różnych wariantów umieszczania w nim magazynów energii, przyjęto następujące kryteria jakościowe (zadania strategiczne dla magazynów energii): ograniczanie strat energii w liniach elektroenergetycznych, bilansowanie zapotrzebowania na energię wewnątrz systemu elektroenergetycznego, podtrzymywanie napięcia w węzłach systemowych oraz ograniczenie krótkotrwałych wahań mocy węzłowej. Poniżej zostały zamieszczone szczegółowe opisy kryteriów. Każdemu z nich przypisano numer od 1 do 5.

Każde z kryteriów analizowano w osobnym zadaniu optymalizacyjnym. Taka rozłączna analiza poszczególnych kryteriów pomija wpływ magazynów realizujących różne strategie na te same kryteria, ale jednocześnie zmniejsza złożoność problemu optymalizacyjnego oraz symulacji pracy systemu z magazynami. W ten sposób przestrzeń rozwiązań można zdefiniować w taki sposób by dobierać magazyny o jak najmniejszej pojemności (nieprzewymiarowane), co niesie także skutki ekonomiczne.

Kryterium 1: straty energii w liniach elektroenergetycznych

Straty energii czynnej A_L (straty przesyłowe) powstałe w czasie T w linii L o strukturze przedstawionej w podrozdziale 3.3 można wyznaczyć z zależności:

$$A_L = \int_{t_0}^{t_0+T} \Delta P_L(t) dt \quad (8.6)$$

gdzie: ΔP_L – straty ciepłone w linii elektroenergetycznej.

Przyjmując, że znany jest rozptył mocy w $N + 1$ dyskretnych i odległych od siebie o Δt chwilach czasu, zależność (8.6) na straty A_L można zapisać w postaci dyskretnej jako:

$$A_L \approx \sum_{n=0}^N \Delta P_L(n) \cdot \Delta t \quad (8.7)$$

gdzie: n – numer chwili czasu.

Uwzględniając powyższe ostateczny wzór na całkowite straty energii czynnej A_L w liniach elektroenergetycznych dla systemu składającego się z \mathcal{M} linii można przedstawić jako:

$$K_1 = \sum_m^{\mathcal{M}} A_{Lm} \quad (8.8)$$

Zadaniem metody optymalizacyjnej jest znalezienie takiej lokalizacji i pojemności magazynów energii, która pozwoli do minimum ograniczyć straty w liniach. Tak postawiony problem jest istotny szczególnie w sieciach, które w znacznej ilości wymieniają energię elektryczną (poprzez węzeł bilansujący) z pozostałą częścią SEE.

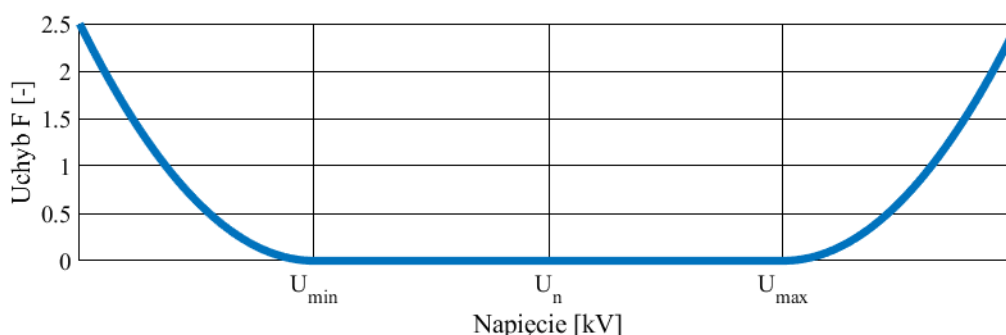
Kryterium 2: napięcie w węzłach systemu

Istotnym aspektem pracy systemu elektroenergetycznego jest kontrola poziomów napięć węzłowych. Napięcia te muszą zawierać się w dopuszczalnym zakresie określonym na podstawie maksymalnego napięcia izolacji elementów systemu elektroenergetycznego oraz zakresu zmian przekładni transformatorów elektroenergetycznych. Wartości te są zdefiniowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w „Standardowej Specyfikacji Funkcjonalnej” [141], na podstawie norm i aktów prawnych w niej wymienionych. W celu wyznaczenia wartości kryterium 2 jakości zdefiniowano funkcję F uchybu napięcia węzłowego w chwili t , opisaną zależnością:

$$F(U) = \begin{cases} (U - U_{max})^2 & \text{gdy } U > u_{max} \\ 0 & \text{gdy } U \in \langle U_{min}, U_{max} \rangle \\ (U_{min} - U(t))^2 & \text{gdy } U(t) < U_{min} \end{cases} \quad (8.9)$$

gdzie: U – wartość skuteczna napięcia węzłowego, $\langle U_{min}, U_{max} \rangle$ – dopuszczany zakres wartości skutecznych napięć.

Na rysunku 8.1 przedstawiono wartość funkcji $F(U)$ w zależności od wartości napięcia węzłowego.



Rysunek 8.1 Wartość uchybu F w funkcji napięcia węzłowego [opr. własne]

Całkowity uchyb napięcia w sieci elektroenergetycznej (kryterium 2) można opisać zależnością:

$$K_2 = \sum_{i \in \mathcal{B}_{PQ}} \int_{t_0}^{t_0+T} F(U_i(t)) dt \quad (8.10)$$

gdzie: U_i – wartość skuteczna napięcia w i – tym węźle w chwili t .

Przyjmując, że rozptył mocy w sieci elektroenergetycznej jest przedstawiony w $N + 1$ dyskretnych i odległych od siebie o Δt chwilach czasu, zależność na K_2 można przedstawić w postaci dyskretnej:

$$K_2 = \sum_{n=0}^N \sum_{i \in \mathcal{B}_{PQ}} F(U_i(n)) \quad (8.11)$$

gdzie: n – numer dyskretnej chwili czasu.

Kryterium 3: energia wykorzystana na wtórną regulację częstotliwości

Regulacja częstotliwości w systemie elektroenergetycznym odbywa się w sposób hierarchiczny [142]. Wyróżnić można trzy jej poziomy: pierwotną, wtórną oraz trójną. Utrzymanie w systemie elektroenergetycznym stabilnej częstotliwości wymaga zachowania trwałej równowagi pomiędzy mocą generowaną przez wszystkie źródła wytwórcze a

całkowitym zapotrzebowaniem na moc. Skokowa zmiana mocy generowanej lub pobieranej z sieci skutkuje zaburzeniem wspomnianej równowagi oraz przyhamowaniem bądź przyspieszeniem wirników generatorów synchronicznych. W efekcie, zmienia się częstotliwość systemowa f . Zmiana częstotliwości o Δf wpływa na zmianę mocy obciążenia P_O o wartość ΔP_O . Dla każdego odbiornika wielkość zmiany jest zależna od charakteru odbiornika. Moc pobierana przez odbiornik o charakterze rezystancyjnym (np. piec oporowy) jest niezależna od zmiany częstotliwości. Dla innego typu odbiorników zależność na moc w funkcji częstotliwości może być silnie nieliniowa. Przyjmując względnie niewielkie zmiany częstotliwości (normalne warunki pracy sieci opisane w [143]) przyjmuje się wypadkową zlinearyzowaną charakterystykę mocowo-częstotliwościową odbiorów zgodnie z zależnością [144, 145]:

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_O} = k_O \frac{f_n}{P_{O_n}} \quad (8.12)$$

gdzie: P_{O_n} – moc odbiorników przy znamionowej częstotliwości systemowej f_n ; k_O – wypadkowy współczynnik podatności odbiorów.

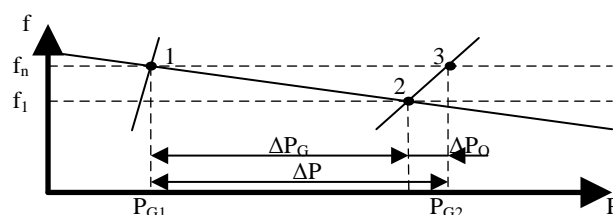
Pełniące rolę regulacji pierwotnej regulatory turbiny w zespołach wytwórczych powodują zmianę generowanej mocy ΔP_G proporcjonalną do powstałego uchybu częstotliwości Δf zgodnie z zależnością [144]:

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_G} = -k_G \frac{f_n}{P_{G_n}} \quad (8.13)$$

gdzie: k_G – wypadkowy współczynnik statyzmu turbin, f_n – częstotliwość systemowa (w Polsce 50 Hz), P_{G_n} – moc generowana przez generator przy znamionowej częstotliwości systemowej f_n .

W wyniku zadziałania regulacji pierwotnej ustalony zostaje nowy punkt równowagi pomiędzy generacją i zapotrzebowaniem na moc (punkt nr 2 na rysunku 8.2). Znajduje się on jednak na nowej częstotliwości f . Zgodnie z wytycznymi podanymi w [142] regulacja pierwotna powinna rozpocząć działanie, gdy częstotliwość systemowa zmieni się o ± 20 mHz względem częstotliwości nominalnej f_n . Czas reakcji regulacji pierwotnej powinien wynosić nie więcej niż 5 sekund, a sama regulacja powinna trwać nie dłużej niż 30 sekund. Po tym czasie regulacja przejmowana jest przez regulację wtórna.

Zadaniem regulacji wtórnej jest odbudowanie za pomocą wybranych jednostek wytwórczych, sterowanych przez układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM), znamionowej częstotliwości systemowej (punkt nr 3 na rysunku 8.2). Dzięki temu odbudowana zostaje rezerwa regulacji pierwotnej. Regulacja wtórna, w odróżnieniu od regulacji pierwotnej, reaguje tylko na obszarze regulacyjnym, w którym wystąpiło zaburzenie bilansu mocy i polega na zmianie mocy wytwarzanej przez jednostki uczestniczące w niej.



Rysunek 8.2 Zasada działania pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości: 1) punkt przed wystąpieniem zmiany mocy; 2) nowy punkt równowagi uzyskany w wyniku regulacji pierwotnej; 3) punkt pracy uzyskany w wyniku działania regulacji wtórnej [144]

W rozprawie do ograniczenia zmienności obciążenia oraz niestabilnej generacji w węzłach systemowych zaproponowano zastosowanie magazynów energii. W następstwie ich pracy ograniczone zostają fluktuacje częstotliwości systemowej. Energia jest pobierana z magazynu lub przez niego przesyłana, co oznacza, że magazyn musi być cały czas gotowy do obu typów działań. Jako miarę ograniczenia fluktuacji przyjęto całkę z mocy potrzebnej do pokrycia rezerwy wtórnej:

$$K_3 = \int_{t_0}^{t_0+T} \Delta P_{ref}(t) dt \quad (8.14)$$

gdzie: ΔP_{ref} – zmiana mocy występująca na szynie wyjściowej systemu elektroenergetycznego.

Przyjmując, że rozptył mocy w sieci elektroenergetycznej jest przedstawiony w $N + 1$ dyskretnych i odległych od siebie o Δt chwilach czasu, zależność na K_3 można przedstawić w postaci dyskretnej:

$$K_3 \approx \sum_{n=1}^N |P_{ref}(n) - P_{ref}(n-1)| \cdot \Delta t \quad (8.15)$$

gdzie: i - numer próbki pomiarowej.

Kryterium 4: sumaryczna pojemność instalacji magazynującej energię

Jako kryterium przeciwstawne we wszystkich przypadkach zastosowano sumaryczną pojemność całej instalacji magazynów energii:

$$K_4 = \sum_i^N A_{max,i} \quad (8.16)$$

gdzie: $A_{max,i}$ – pojemność magazynu energii zainstalowanego w i -tym węźle systemu.

Kryterium to w sposób pośredni pozwala na ograniczenie sumarycznych kosztów związanych z budową i eksploatacją systemu magazynowania energii. Jest zatem istotne w perspektywie dalszych badań optymalizacyjnych związanych z kosztami instalacji magazynującej energię włączonej do SEE.

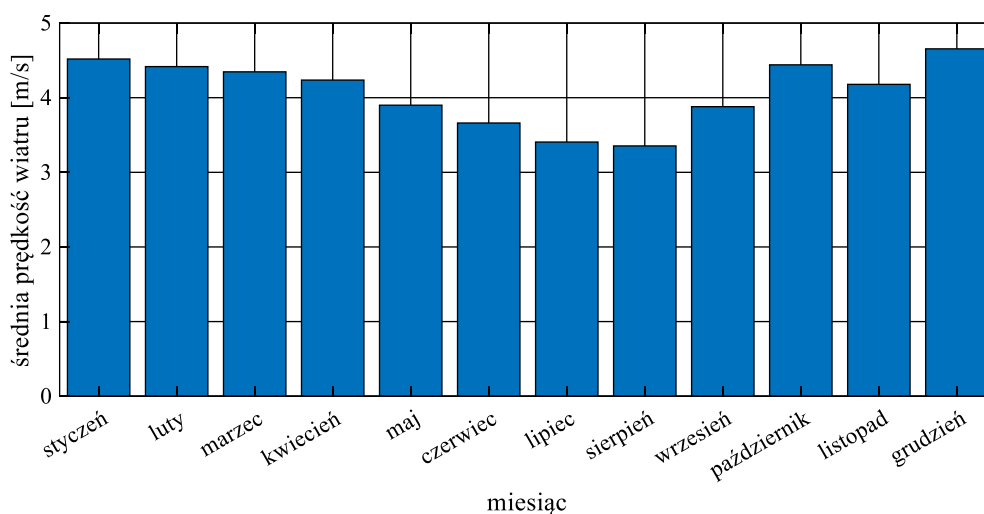
8.4 Profile obciążeniowe i generacyjne

Analiza pracy magazynów energii w rozpatrywanym systemie elektroenergetycznym z włączonymi źródłami odnawialnymi i niestabilnymi wymaga znajomości przebiegów mocy chwilowych generowanych i obciążających węzły systemu.

Obciążenia węzłowe charakteryzują się pewną powtarzalnością dobowego przebiegu oraz charakterystyczną zmiennością w okresie roku. Kształt krzywej obciążenia dla poszczególnych dób jest zależny od rodzaju odbiorców energii (np. dom jednorodzinny, firma fabryka, centrum handlowe), zastosowanej taryfy (jedno lub dwustrefowej) oraz aktualnej pory roku. Największe zapotrzebowanie na energię przypada na okres zimy, a najmniejsze na okres lata. W związku z powyższymi cechami do analizy pracy systemu możliwe jest wykorzystanie zamiast całego roku kalendarzowego, wzorcowej doby obciążenia w sezonie letnim oraz zimowym.

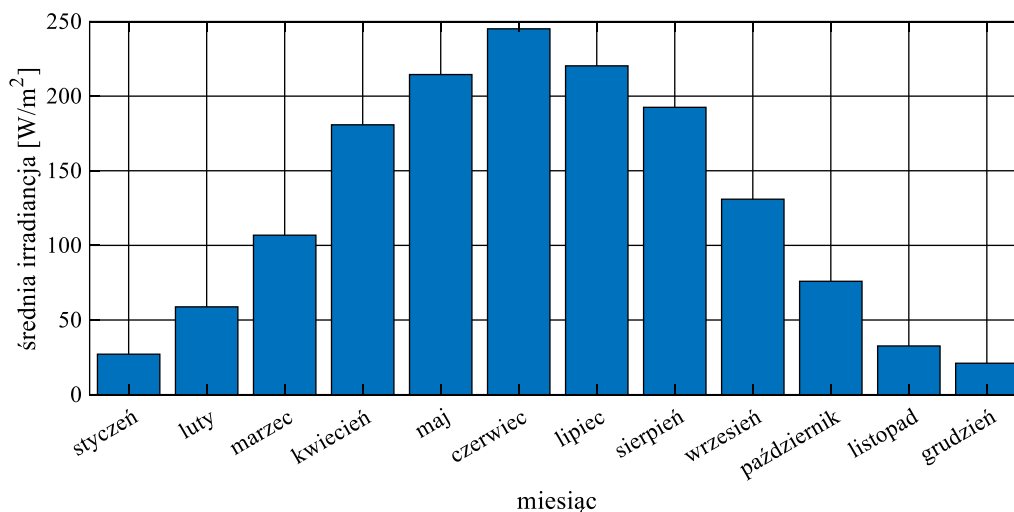
W przypadku turbin wiatrowych dobowy profil produkcji energii zależny jest od ich lokalizacji oraz zmiennych i nieprzewidywalnych w skali długoterminowej warunków atmosferycznych. Analiza warunków wietrznych (średnia w skali miesięcznej) mierzona na wysokości 10 m. n. p. g. (rysunek 8.3) wskazuje, że najwięcej energii w Poznaniu i okolicach

można uzyskać w okresie zimowym, a najmniejszą w okresie letnim. Jest to typowa tendencja miesięczna zmian potencjału wiatru (energii wiatru brutto) obserwowana w obszarze Europy środkowowschodniej [146].



Rysunek 8.3 Średnia miesięczna prędkość wiatru w Polsce na podstawie pomiarów prędkości wiatru na wysokości 10 m. n. p. g. z ostatnich 6 lat [147]

W przeciwieństwie do energetyki wiatrowej, dostępność energii słonecznej w okresach miesięcznych jest w dużej mierze powtarzalna i przewidywalna, ponieważ jest ściśle związana z lokalizacją geograficzną oraz umiejscowieniem modułów fotowoltaicznych względem słońca (kątem orientacji i inklinacji). Są to czynniki ściśle deterministyczne, natomiast źródłem nieprzewidywalności w produkcji energii jest przede wszystkim zachmurzenie, które ogranicza dostęp promieniowania słonecznego do modułów PV. Dodatkowymi czynnikami wpływającymi na uzysk energii z modułów PV są: temperatura otoczenia, przeszkody znajdujące się w pobliżu instalacji, zabrudzenia i uszkodzenia powierzchni modułów, opady śniegu lub niska jakość powietrza (smog). Analizując archiwalne pomiary irradiancji całkowitej na płaszczyźnie poziomej GHI (ang. *Global Horizontal Irradiance*) w Poznaniu największą ilość energii można wyprodukować w okresie letnim, a najmniejszą w okresie zimowym (rysunek 8.4).



Rysunek 8.4 Średnia miesięczna irradiancja na podstawie pomiarów z ostatnich 6 lat z okolic Poznania [147]

Na potrzeby realizowanych badań wyznaczono wzorcowe przebiegi obciążeń węzłowych (dla analizowanego systemu) oraz profili produkcyjnych OZE dla sezonów zgodnych z porami roku: wiosennego ($\mathcal{S}1$), letniego ($\mathcal{S}2$), jesiennego ($\mathcal{S}3$) oraz zimowego ($\mathcal{S}4$). Przyjętą metodologię tworzenia profili obciążenia oraz produkcyjnych przedstawiono w dalszej części rozdziału.

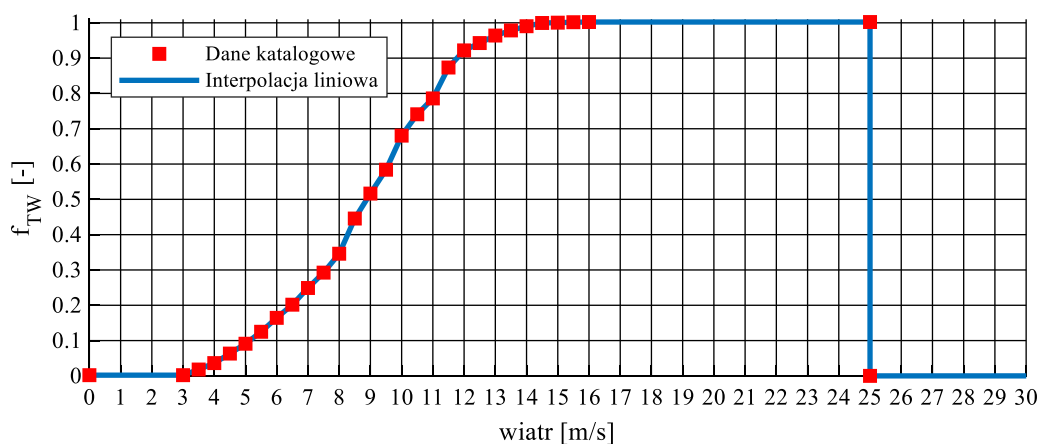
8.4.1 Profile produkcyjne dla OZE

Do wyznaczenia mocy chwilowej generowanej przez elektrownie solarne oraz wiatrowe wykorzystane zostały archiwalne dane meteorologiczne pobrane z komercyjnej strony Solcast [147]. Dane zostały nieodpłatnie pobrane w ramach darmowej licencji akademickiej, która pozwala na ich wykorzystanie do celów naukowych. Otrzymane pomiary wykonane zostały jako pomiar wartości średniej 5 minutowej w okresie 6 lat (2016-2021) i obejmują: temperaturę powietrza, prędkość wiatru (na wysokości 10 m. n. p. g.), GHI oraz ciśnienie atmosferyczne.

Dla celów badań jako wzorcowe źródło wiatrowe przyjęto turbinę Vestas V52 o mocy znamionowej 850 kW i wysokości wieży 80 m. Na rysunku 8.5 przedstawiono unormowaną krzywą mocy wskazanej turbiny $f_{TW}(v) = \frac{P(v)}{P_n}$, którą otrzymano poprzez interpolację liniową punktów krzywej mocy podanych w danych katalogowych. Wykorzystując $f_{TW}(v)$ można, dla znanego wektora pomiarów chwilowych prędkości wiatru \mathbf{v} , ustalić przebieg mocy elektrycznej \mathbf{P}_{TW} otrzymanej z instalacji wiatrowej według zależności:

$$\mathbf{P}_{TW} = f_{TW}(\mathbf{v}) \cdot P_n \quad (8.17)$$

gdzie: P_n – całkowita moc zainstalowana turbin wiatrowych podłączonych do węzła, \mathbf{P}_{TW} – wektor mocy generowanych przez instalację wiatrową, odpowiadających prędkościom wiatru przechowywanym w wektorze \mathbf{v} .



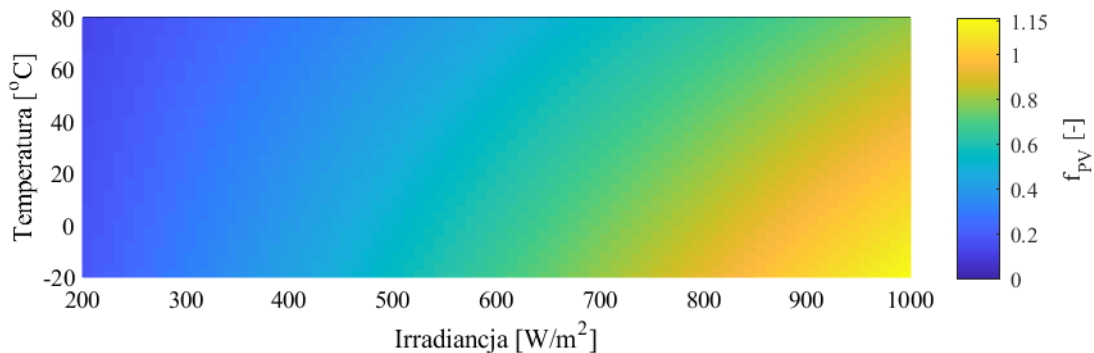
Rysunek 8.5 Unormowana krzywa mocy dla turbiny Vestas V52 [148]

Do określenia mocy wyjściowej instalacji fotowoltaicznej wykorzystano pomiary irradiancji G , temperatury otoczenia T_a oraz prędkości wiatru. Na ich podstawie, wykorzystując zależności (6.2) oraz (6.10), wyznaczono moc szczytową przypadającą na pojedynczy moduł wzorcowy. Jako moduł wzorcowy przyjęto moduł LG400N2W-A5 o mocy szczytowej (w warunkach STC) 400 W. W tabeli 8.1 zestawiono podstawowe parametry techniczne tego modułu.

Tabela 8.1 Parametry modułu fotowoltaicznego LG LG400N2W-A5 (warunki STC) [149]

Parametr	Wartość
P_{MPP}	400 W
Liczba ogniw	72
Prąd w punkcie MPP (I_{MPP})	9,81 A
Napięcie w punkcie MPP (U_{MPP})	40,8 V
Prąd zwarcia (I_{SC})	10,49 A
Napięcie obwodu otwartego (U_{OC})	49,4 V
Temperaturowy współczynnik prądu zwarcia	0,03 %/°C
Temperaturowy współczynnik napięciowy	-0,36 %/°C

Na rysunku 8.6 przedstawiono unormowaną charakterystykę mocy instalacji fotowoltaicznej w funkcji irradiancji oraz temperatury modułu $f_{PV}(G, T) = \frac{P(G, T)}{P_{MPP}}$. Temperatura modułu wyznaczana jest zgodnie z zależnością (6.2) dla odpowiadającej temperatury otoczenia zawartej w wektorze \mathbf{T}_a .



Rysunek 8.6 Unormowana moc instalacji fotowoltaicznej f_{PV} w funkcji irradiancji i temperatury otoczenia [opr. własne]

Dla znanego wektora \mathbf{G} pomiarów GHI oraz wektora odpowiadającej im temperatury otoczenia \mathbf{T}_a wyznaczony został wektor \mathbf{P}_{PV} mocy elektrycznej otrzymanej z instalacji fotowoltaicznej zgodnie z zależnością:

$$\mathbf{P}_{PV} = f_{PV}(\mathbf{G}, \mathbf{T}_a) \cdot P_{MPP} \quad (8.18)$$

Wyznaczone wektory \mathbf{P}_{TW} oraz \mathbf{P}_{PV} stanowią moc elektryczną uzyskaną w źródłach OZE zainstalowanych w analizowanej sieci dystrybucyjnej na przestrzeni 6 lat z rozdzielczością 5 minutową. Podobnie jak w przypadku profili obciążenia zostały one pogrupowane na dobowe profile produkcyjne $\mathbf{P}_d = \{P_{d,0}, P_{d,1}, \dots, P_{d,N-1}\}$ zawierające po 288 próbek (24h co 5 minut). Profile te zostały następnie przyporządkowane do jednego z czterech sezonów ($\mathcal{S}1$ - $\mathcal{S}4$).

Wzorcowe profile generacyjne dla każdego sezonu \mathcal{S} powinny odwzorowywać jednocześnie ilość wprowadzanej do systemu energii w ciągu doby jak i dynamikę zmienności wytwarzanej mocy. Aby sprostać temu zadaniu, możliwe jest wykorzystanie dyskretnej transformaty Fouriera (DFT) wyznaczanej dla dobowych przebiegów mocy. W ten sposób informacja o zmienności przebiegu będzie zachowana w kolejnych harmonicznym widma DFT. W rozprawie zaproponowano następującą procedurę doboru wzorcowych profili produkcyjnych na podstawie wszystkich dób $d \in \mathcal{S}$:

1. wyznaczenie dla każdej doby przypisanej do sezonu dyskretnej transformaty Fouriera:

$$P_{DFT d}(k) = \frac{1}{N} \left| \sum_{n=0}^{N-1} P_{d,n} \cdot e^{-\frac{2\pi j}{N}nk} \right| \quad (8.19)$$

gdzie: N – liczba próbek, n – numer próbki, $k = 0, 1, \dots, N$ – numer harmonicznej, $P_{DFT d,k}$ – amplituda harmonicznej dla doby d , $P_{d,n}$ – moc elektryczna wytwarzana przez instalację OZE (wiatrową lub fotowoltaiczną) w n -tej chwili pomiarowej dla doby d ;

2. wyznaczenie uśrednionego, ze wszystkich N_d dób sezonu \mathcal{S} , widma $\overline{P_{DFT}}$. Poszczególne harmoniczne tego widma można wyznaczyć z zależności:

$$\overline{P_{DFT}}(k) = \frac{\sum_d^{N_d} P_{DFT d}(k)}{N_d} \quad (8.20)$$

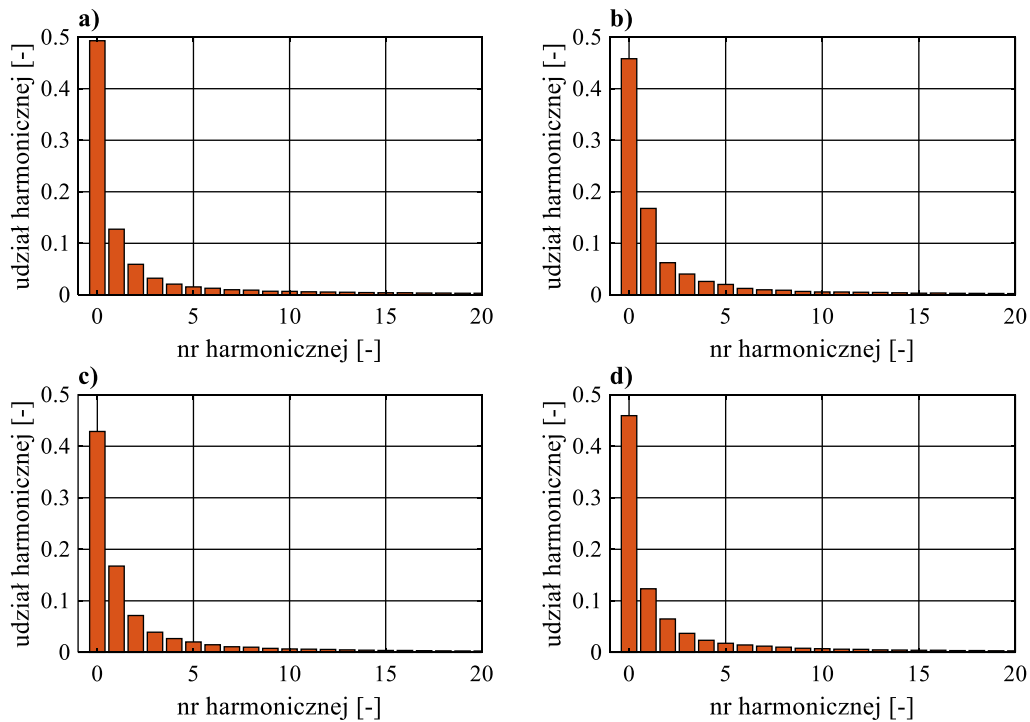
gdzie: $k = 0, 1, 2, \dots, N$ – nr harmonicznej; N_d – liczba dni pomiarowych w sezonie \mathcal{S} .

3. wyznaczenie dla każdej doby d uchybu średniokwadratowego (RMSE) względem uśrednionego widma $\overline{P_{DFT}}$:

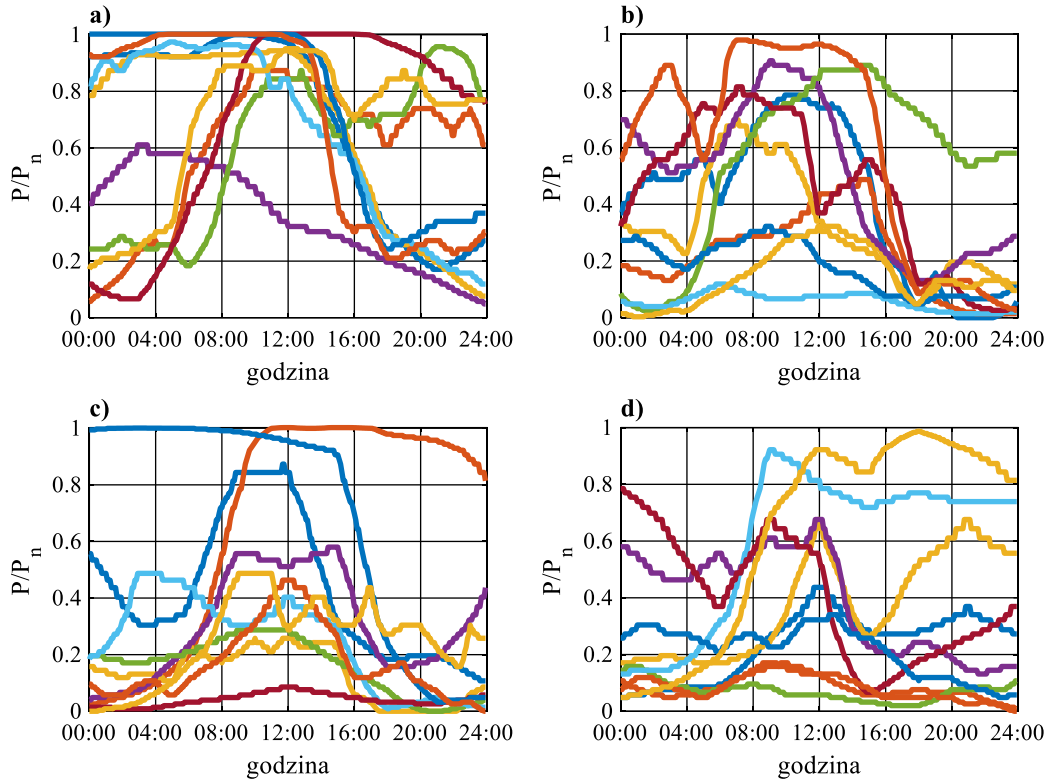
$$RMSE_d = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N [P_{DFT d}(k) - \overline{P_{DFT}}(k)]^2 \quad (8.21)$$

4. Przyjęcie za wzorcowy profil dobowy o najmniejszym uchybie RMSE. Dodatkowo, jeżeli w analizowanym przypadku źródła OZE tego samego rodzaju podłączone są w więcej niż jednym węźle, to wybieranych jest kilka dób wzorcowych o najmniejszych RMSE, które rozlokowane są w sposób losowy pomiędzy węzłami.

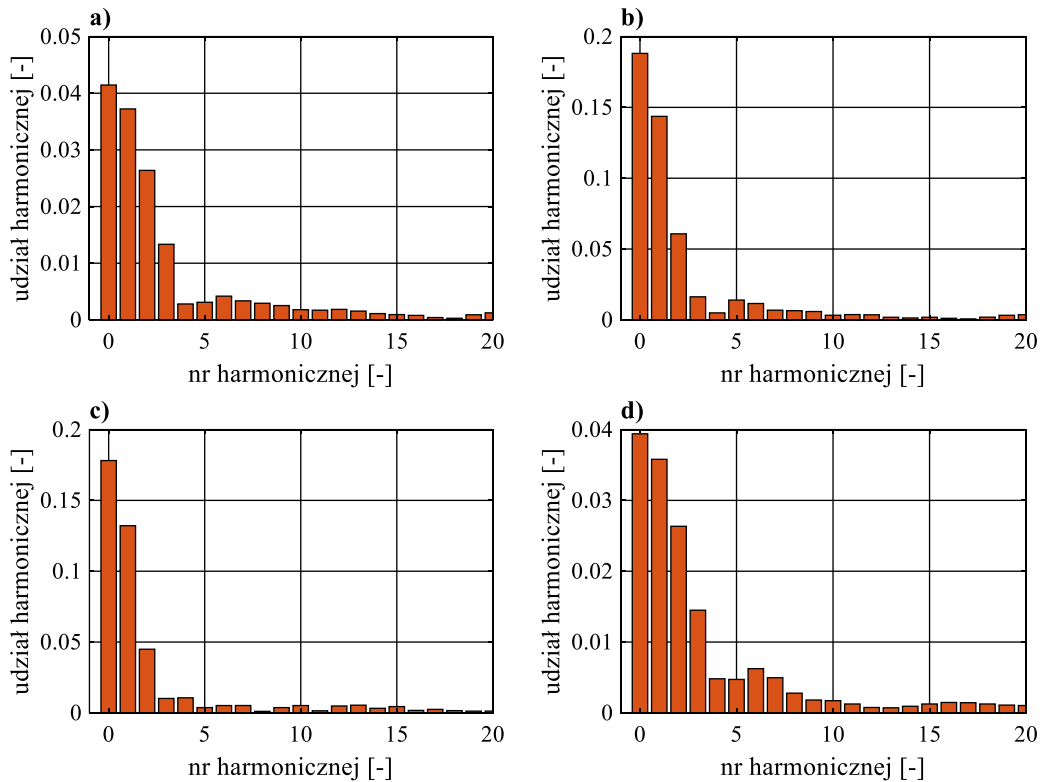
Na rysunku 8.7 i 8.9 przedstawiono uśrednione udziały harmonicznych odpowiednio dla turbin wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych. Na rysunku 8.8 oraz 8.10 przedstawiono po 10 profili dobowych minimalizujących błąd RMSE odpowiednio dla turbin wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych.



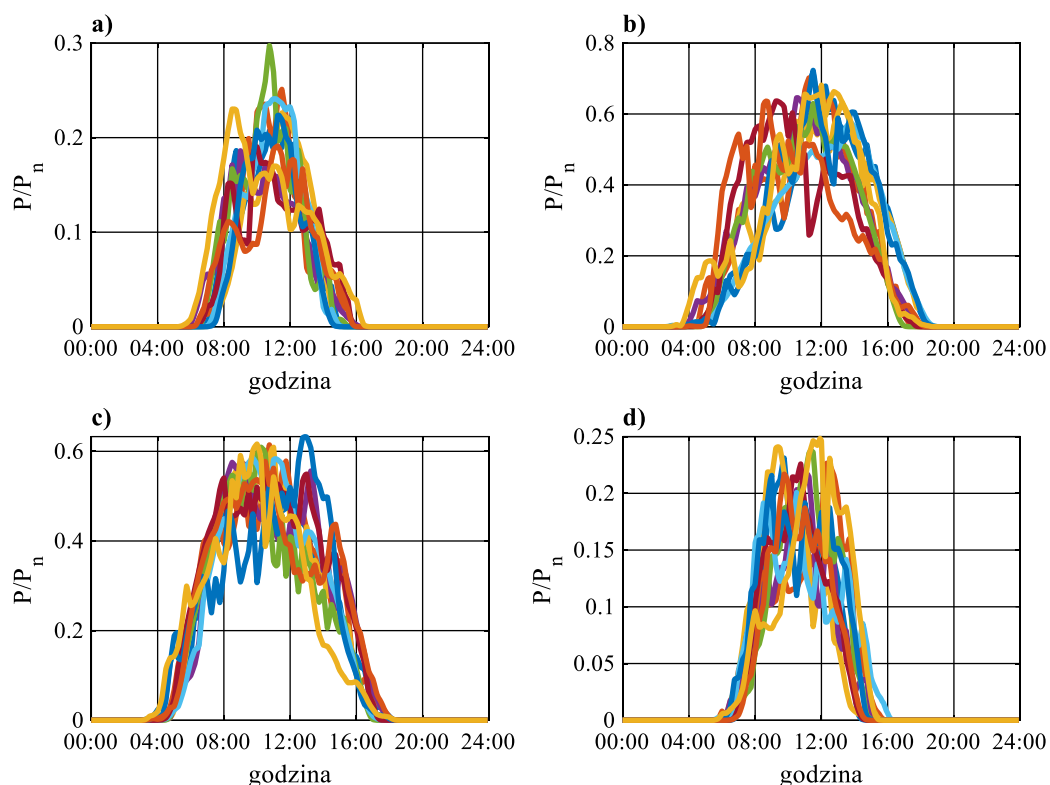
Rysunek 8.7 Uśrednione widmo $\overline{P_{DFT}}$ dobowych profili generowanej przez turbinę wiatrową mocy dla: a) zimy; b) wiosny; c) lata; d) jesieni. Czarnym kolorem oznaczono największą wartość poszczególnych harmonicznych wśród wszystkich dób danego sezonu [opr. własne]



Rysunek 8.8 Wyselekcjonowane zgodnie z przedstawioną procedurą wzorcowe profile produkcyjne turbin wiatrowych dla: a) zimy; b) wiosny; c) lata; d) jesieni [opr. własne]



Rysunek 8.9 Uśrednione widmo $\overline{P_{DFT}}$ dobowych profili generowanej przez instalację fotowoltaiczną mocy dla: a) zimy; b) wiosny; c) lata; d) jesieni. Czarnym kolorem oznaczono największą wartość poszczególnych harmonicznych wśród wszystkich dób danego sezonu [opr. własne]



Rysunek 8.10 Wyselekcjonowane zgodnie z przedstawioną procedurą wzorcowe profile produkcyjne modułów PV dla: a) zimy; b) wiosny; c) lata; d) jesieni [opr. własne]

8.4.2 Przebiegi obciążeń węzłowych

Dla każdego z N węzłów sieci dystrybucyjnej wygenerowano godzinowy profil obciążenia. W tym celu wykorzystano zbiór M profili obciążeniowych. Dane dotyczące profili obciążeniowych dla taryf z grupy B, C i G podawane są do wiadomości publicznej przez operatorów sieci dystrybucyjnych. W rozprawie wykorzystano profile przedstawione przez firmę ENEA za rok 2020 [150]. Na roczny profil obciążenia każdej z taryf składa się macierz współczynników wagowych:

$$\mathbf{w} = \{w_{d,h}: d = 1, 2, \dots, 365 \wedge h = 1, 2, \dots, 24\} \quad (8.22)$$

gdzie: d – dzień roku, h - godzina doby.

Każdy ze współczynników $w_{d,h}$ określa część rocznego zużycia energii zużytej w h -tej godzinie d -tego dnia roku. Stąd, zużycie energii $A_{d,h}$ w h -tej godzinie d -tego dnia można wyznaczyć z zależności:

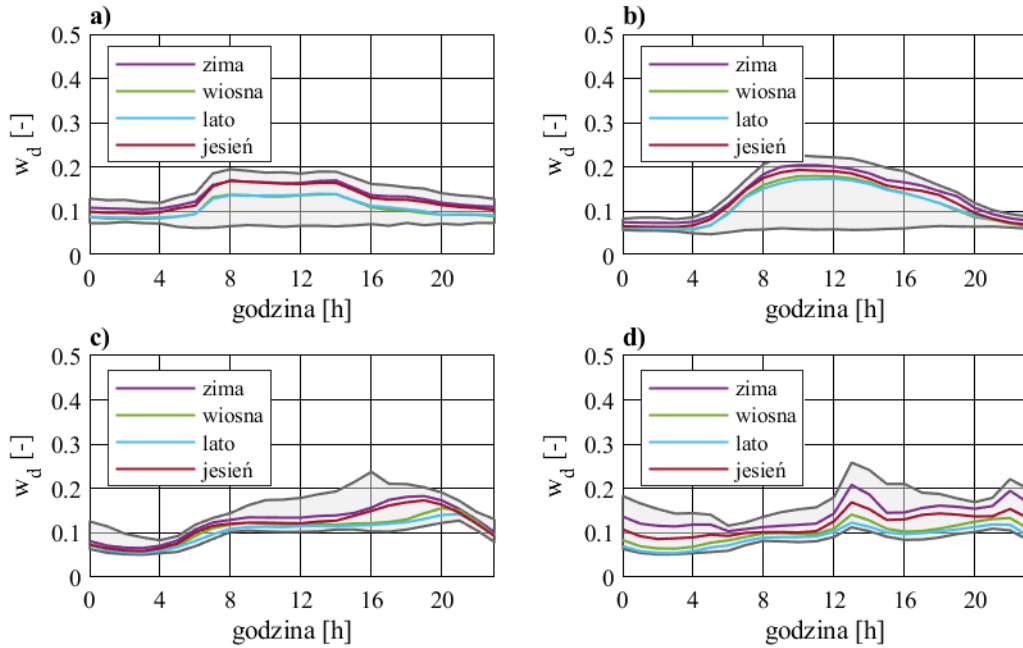
$$A_{d,h} = A \frac{w_{d,h}}{\sum_{i=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} w_{i,j}} \quad (8.23)$$

gdzie: A – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę.

Każdy z 365 dni został przyporządkowany do czterech sezonów, zgodnych z porami roku: zimowego ($\mathcal{S}1$), wiosennego ($\mathcal{S}2$), letniego ($\mathcal{S}3$) oraz jesiennego ($\mathcal{S}4$). Dla każdego sezonu \mathcal{S} wyznaczono wzorcowy dobowy profil obciążenia $\mathbf{w}_d^{(\mathcal{S})} = \{w_1, w_2, \dots, w_{24}\}$, którego poszczególne elementy stanowią medianę ze zbioru współczynników przyporządkowanych do godziny h :

$$w_h = \{w_{d,h} : \widetilde{d} \in \mathcal{S}\} \quad (8.24)$$

Na rysunku 8.11 przedstawiono wzorcowe profile dobowe podzielone na sezony dla czterech taryf: B11 (odbiorca komercyjny dołączony do sieci SN, taryfa jednostrefowa), C11 (odbiorca komercyjny dołączony do sieci nn, taryfa jednostrefowa), G11 (gospodarstwo domowe przyłączone do sieci nn, taryfa jednostrefowa) oraz G12 (gospodarstwo domowe przyłączone do sieci nn, taryfa dwustrefowa).



Rysunek 8.11 Przebieg wzorcowych profili dobowych obciążeń dla czterech taryf: a) B11; b) C11; c) G11; d) G12 (Szary obszar na każdym rysunku to przedział zmienności współczynników profilu rocznego) [opr. własne]

Przyjmując, że znane jest średnioroczne obciążenie węzła systemowego \bar{P} , korzystając z zależności (8.23) możliwe jest określenie przebiegu obciążenia zgodnie zależnością:

$$P(h) = \bar{P} \cdot 8760 \cdot \frac{w_h}{\sum_{i=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} w_{i,j}} \quad (8.25)$$

Ponieważ w dalszej części rozprawy analizowana będzie praca SEE w 5 minutowych odstępach czasu, uzyskane godzinowe profile obciążenia zostały interpolowane metodą najbliższego sąsiada [151]. Na podstawie interpolacji uzyskano 5 minutowe profile obciążenia.

8.5 Algorytmy zarządzania pracą magazynów energii

Realizacja zdefiniowanych w postaci kryteriów optymalizacji celów (rozdział 8.3) wymaga aby, magazyny energii pracowały według ściśle określonych algorytmów sterowania. Dotyczy to wartości mocy pozornej oddawanej lub przyjmowanej przez instalację magazynującą $\underline{S}_{mag} = (P_{mag} + jQ_{mag})$. W rozprawie przyjęto trzy algorytmy sterowania magazynami energii, przy czym każdy reprezentuje inną grupę strategii kontroli opisanych w rozdziale 5.2. Pierwsze dwa algorytmy (1 i 2) dotyczą sterowania lokalnego tj. realizowanego na podstawie parametrów węzła, w którym magazyn się znajduje. Algorytm trzeci (3), wymaga natomiast zcentralizowanego systemu zarządzania i wymiany informacji między węzłami systemu.

Algorytm 1: ograniczanie szczytowego zapotrzebowania na moc w węzłach

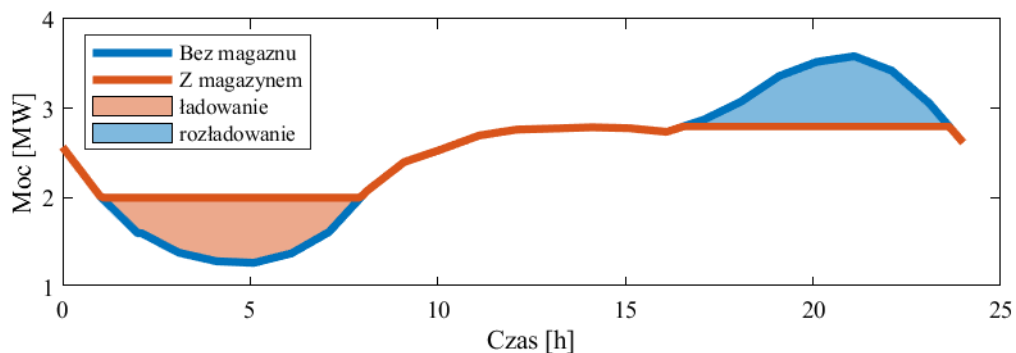
Zmniejszenie aktualnej straty energii elektrycznej wymaga od magazynu energii pokrycia części obciążenia węzła, do którego jest podłączony. W ten sposób ograniczony zostaje prąd płynący w liniach doprowadzających energię do tego punktu sieci. Należy przy tym pamiętać, że energia pobierana z magazynu (rozładowanie) na pokrycie aktualnego zapotrzebowania na moc węzłową musi zostać uzupełniona w innym okresie, tak by bilans energii odprowadzonej z magazynu i do niego doprowadzonej w pewnym cyklu operacyjnym był zerowy.

Na potrzeby badań przyjęto, że cykl operacyjny trwa jedną dobę a magazyny są sterowane zgodnie ze strategią ograniczania obciążeń szczytowych (Peak Shaving). Proces sterowania polega na dobraniu limitów górnego P_{max} oraz dolnego P_{min} przy których moc:

$$P_{mag} = \begin{cases} \frac{(P_D - P_{max})}{\eta_{out}} & \text{gdy } P_D > P_{max} \\ 0 & \text{gdy } P_D \in \langle P_{min}, P_{max} \rangle \\ \eta_{in}(P_D - P_{min}) & \text{gdy } P_D < P_{min} \end{cases}$$

gdzie: P_D – moc obciążenia węzła.

Na rysunku 8.12 przedstawiono przykładowy dobowy cykl pracy magazynu energii zgodnie z algorytmem 1, w którym energia dostarczona do magazynu jest równa energii oddanej.



Rysunek 8.12 Przykład ograniczania mocy szczytowej (ang. Peak Shaving) [opr. własne]

Algorytm 2: regulacja napięcia z wykorzystaniem kontroli Q-U

Algorytm 2 pozwala na regulację napięcia poprzez zmianę mocy biernej węzła, w którym znajduje się magazyn energii. Dokonywane w taki sposób zmiany prowadzą do zwiększenia lub zmniejszenia napięcia węzłowego poprzez regulację spadku napięcia w liniach doprowadzających energię do danego węzła. Moc bierna Q_{mag} oddana z instalacji magazynującej może być opisana zależnie od wartości skutecznej napięcia węzłowego U , jako:

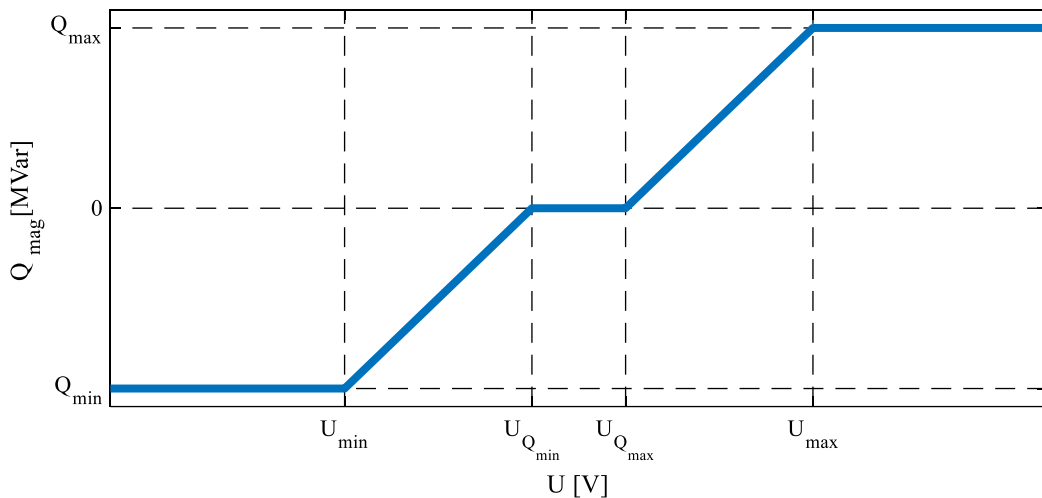
$$Q_{mag}(U) = \begin{cases} \alpha_{mag}(U - U_{Qmax}) & \text{gdy } U \in (U_{Qmax}, U_{max}) \\ 0 & \text{gdy } U \in \langle U_{Qmin}, U_{Qmax} \rangle \\ \alpha_{mag}(U_{Qmin} - U) & \text{gdy } U \in \langle U_{min}, U_{Qmin} \rangle \end{cases} \quad (8.26)$$

przy czym:

$$|Q_{mag}(U)| \leq Q_{max} \quad (8.27)$$

gdzie: $\langle U_{Qmin}, U_{Qmax} \rangle$ – przedział wartości skutecznej napięcia, w którym nie dokonuje się korekcji; $\langle U_{min}, U_{max} \rangle$ – przyjęty dopuszczalny przedział napięć, Q_{max} - maksymalna moc bierna jaką może wytworzyć instalacji magazynującej; α_{mag} – współczynnik czułości napięciowej U-Q, określany jako stosunek zmiany napięcia ΔU do wywołującej go zmiany mocy biernej ΔQ [152].

Na rysunku 8.13 przedstawiono przebieg Q_{mag} w funkcji napięcia węzłowego U . Ujemna wartość mocy biernej Q_{mag} oznacza, że magazyn kompensuje moc bierną w węźle. Charakter mocy wytwarzanej przez magazyn jest przeciwny do mocy obciążenia. W przypadku gdy Q_{mag} jest dodatnie moc bierna wytwarzana przez magazyn ma takim sam charakter jak moc bierna obciążenia węzłowego.



Rysunek 8.13 Przykładowy przebieg mocy biernej wytwarzanej przez magazynu [89, 91, 92]

Algorytm 3: wygładzanie przebiegu mocy w węzłach systemowych

Dynamiczne zmiany mocy w węźle (dostarczanej lub pobieranej) mogą wpływać niekorzystnie na częstotliwość systemową danego obszaru synchronicznego. Mogą one pojawiać się w wyniku skokowej zmiany obciążenia lub generacji (np. z niestabilnych źródeł energii). Istnieje zatem potrzeba łagodzenia dynamiki zmian mocy. Zadaniem algorytmu 3 jest ograniczanie zmienności mocy czynnej pobieranej przez węzeł, do którego przyłączono magazyn. Magazyn energii w tym przypadku pracuje jako „filtr mocy”, który odcina wyższe harmoniczne przebiegu mocy P . W rozprawie przyjęto algorytm średniej ruchomej opisany m. in. w [98]. Przyjmując, że moc czynna węzła jest mierzona w dyskretnych chwilach czasu (co Δt), pożądaną (wygładzoną) wartość moc P' węzła można wyznaczyć na podstawie N pomiarów wstecz:

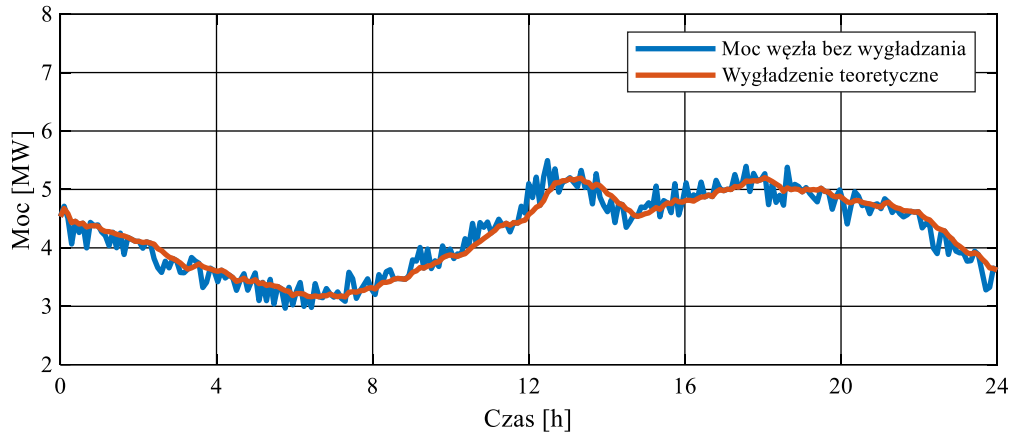
$$P'(n) = \frac{1}{N} \sum_{j=0}^{N-1} P(n-j) \quad (8.28)$$

gdzie: n – nr próbki pomiaru mocy.

Zadaniem magazynu energii jest kompensowanie różnicy pomiędzy pożądaną wartością mocy P' a faktyczną mocą P . Stąd moc oddawaną lub pobieraną przez magazyn od n -tej chwili w trakcie okresu próbkowania Δt można wyznaczyć z zależności:

$$P_{mag}(n) = P'(n) - P(n) \quad (8.29)$$

Na rysunku 8.14 przedstawiono przykładowy przebieg mocy węzłowej przed i po wygładzeniu z wykorzystaniem magazynu energii. Pomiary mocy wykonano w odstępach 5 minutowych. Przyjęto, że nowa moc P' jest wyznaczana na podstawie 12 pomiarów wstecz (w analizowanym przypadku ostatniej godziny).



Rysunek 8.14 Przykład wygładzania przebiegu mocy w węźle z wykorzystaniem magazynu energii. Wygładzona wartość mocy wyznaczono na podstawie 12 pomiarów wstecz [98]

8.6 Badania wstępne

8.6.1 Cel badań

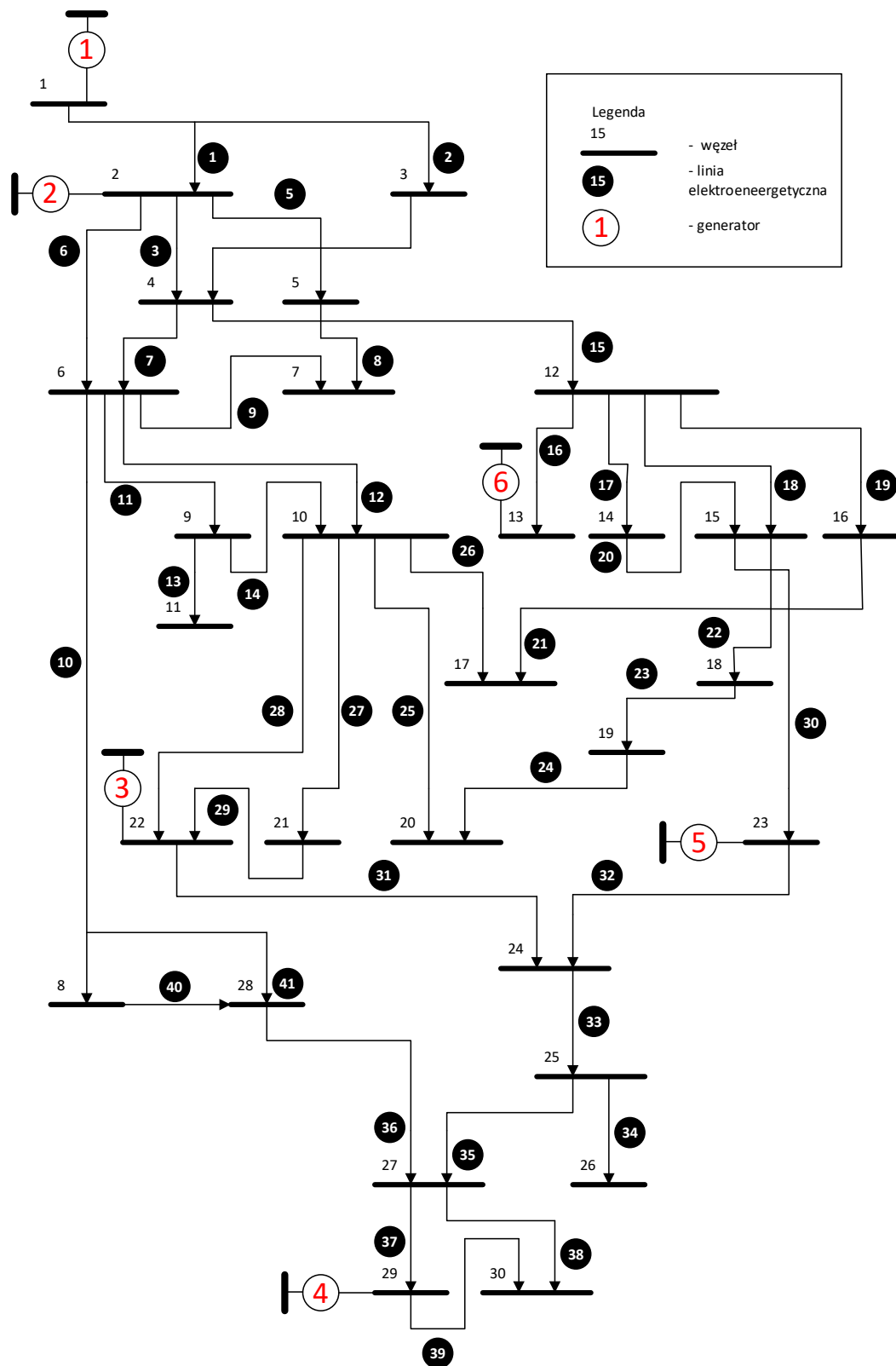
Uzyskanie poprawnych wyników, szczególnie w złożonych problemach optymalizacyjnych wymaga odpowiedniego doboru metody do charakterystyki analizowanego zadania oraz wprowadzenia (jeśli jest to możliwe) modyfikacji, które poprawią skuteczność metody podstawowej.

W celu wskazania efektywnej metody optymalizacji dla postawionego w rozprawie typu zadań, przeprowadzone zostały badania testowe na modelu odzwierciedlającym zbliżoną do badań końcowych złożoność (liczba węzłów, linii oraz generatorów), a jednocześnie charakteryzującym się mniejszą liczbą danych wejściowych i złożonością analizy. Na tym etapie pominięty został udział niestabilnych źródeł energii w pracy systemu. Głównymi zadaniami jakie postawiono przed testowanymi w tym rozdziale metodami optymalizacji są stabilne określenie zbioru optymalnych (niezdominowanych) wariantów rozmieszczeń magazynów i ustalenie ich pojemności w systemie testowym.

8.6.2 Charakterystyka obiektu testowego – IEEE 30

Do badań wstępnych wykorzystano standardowy model systemu elektroenergetycznego *IEEE 30* [68], którego schemat przedstawiono na rysunku 8.15. Na system składa się: 30 węzłów, 41 linii elektroenergetycznych oraz 6 generatorów. Węzeł nr 1 pełni rolę węzła bilansującego. Moc podłączonego do węzła nr 1 generatora G1 jest mocą bilansującą analizowany system elektroenergetyczny. Pozostałe generatory podłączone są do węzłów generacyjnych nr: 2, 13, 22, 23 oraz 29. W tabeli 8.2 przedstawiono standardowe parametry generatorów dla IEEE systemu 30. Reszta węzłów pełni rolę węzłów obciążeniowych (PQ). W tabeli 8.3 zestawiono nominalne obciążenia mocą czynną oraz bierną poszczególnych węzłów systemowych. Jednostki wytwórcze generują łącznie ponad 190 MW mocy czynnej i 100 MVar

mocy biernej. Natomiast łączna moc czynna pobierana przez odbiory systemowe wynosi 189,2 MW, a moc bierna 107,2 MVar.



Rysunek 8.15 Schemat sieci IEEE 30 [66]

Tabela 8.2 Parametry generatorów pracujących w systemie IEEE 30 [68]

Węzeł	Nr generatora	P [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{max} [MVar]
1	1	23,54	-20	150
2	2	60,97	-20	60
13	6	37	-15	44,7
22	3	21,59	-15	62,5
23	5	19,2	-10	40
27	4	26,91	-15	48,7

Tabela 8.3 Obciążenia występujące węzłach systemu IEEE 30 [66]

Węzeł	P [MW]	Q [Mvar]	Węzeł	P [MW]	Q [Mvar]	Węzeł	P [MW]	Q [Mvar]
2	21,7	12,7	14	6,2	1,6	21	17,5	11,2
3	2,4	1,2	15	8,2	2,5	23	3,2	1,6
4	7,6	1,6	16	3,5	1,8	24	8,7	6,7
7	22,8	10,9	17	9	5,8	26	3,5	2,3
8	30	30	18	3,2	0,9	29	2,4	0,9
10	5,8	2	19	9,5	3,4	30	10,6	1,9
12	11,2	7,5	20	2,2	0,7			

8.6.3 Wybór grupy metod optymalizacji wielokryterialnej do badań wstępnych

W celu ustalenia efektywnego i dającego powtarzalne wyniki algorytmu optymalizacji dla przyjętego do badań podstawowych systemu testowego *IEEE 30* wykonano optymalizację czterech dwukryterialnych problemów z wykorzystaniem wymienionych w rozdziale 7.6 algorytmów metaheurystycznych *NSGA-II*, *BRKGA* oraz *MOPSO*.

Uwzględniając cel pracy, ogólne założenia optymalizacji i przyjęte kryteria (rozdziały 8.2, 8.3 oraz 8.4) oraz wyniki porównania metod optymalizacji zawarte w autorskiej pracy [153], do wyznaczenia rozwiązań niezdominowanych dla analizowanego problemu autor rozprawy zaproponował zmodyfikowaną metodę *BRKGA* (nazywaną dalej *BRKGA-PM*). Zgodnie z opisem (rozdział 7.6) podstawowa metoda *BRKGA* przewidziana jest głównie do rozwiązywania problemów natury kombinatorycznej, co może być przydatne podczas odnajdowania rozwiązań w dyskretnej dziedzinie zmiennych decyzyjnych. Jednakże, domyślnie była ona projektowana dla ograniczonej przestrzeni rozwiązań (np. poszukiwania kolejności elementów, rozwiązywanie zagadnień opisanych zmiennymi binarnymi). Analizowane w rozprawie zagadnienie ma charakter zadania o dużej „ziarnistości” każdej ze zmiennych decyzyjnych, co przy dodatkowo dużej liczbie zmiennych powoduje, że prawdopodobieństwo wylosowanie w procesie mutacji nowych rozwiązań, które leżą blisko frontu Pareto, po pewnym czasie od rozpoczęcia obliczeń, drastycznie maleje. W efekcie nowo wylosowane osobniki zostają szybko odrzucone a algorytmu utyka z racji słabego naporu ewolucyjnego.

Analizując powyższe autor zaproponował modyfikację procesu mutacji według procedury opisanej w listing 9.1. Wykonanie mutacji potęgowej [123] na podstawie osobników nieelitarnych powoduje zapewnienie zmienności rozwiązań pobliskich rozwiązania elitarnego, w wyniku czego napór ewolucyjny jest podtrzymany przez cały czas trwania algorytmu.

Potwierdzenie wyboru proponowanej metody zostało dodatkowo uzasadnione w dalszej części rozdziału poprzez porównanie wyników otrzymanych z jej zastosowaniem z wynikami uzyskanymi innymi metodami: *NSGA-II*, *MPSO* oraz *BRKGA*.

```

MUTACJA_BRKGA( $P_{ne}, N_{mut}, P_{mut}$ )
// $N_{mut}$  - ilość osobników powstałych w wyniku mutacji
// $P_{ne}$  - wielkość populacji osobników nieelitarnych
// $P_{mut}$  - populacja zmutowana
for  $i \leftarrow 1$  to  $N_{mut}$ 
    losuj  $x$  z populacji  $P_{ne}$ ;
    for  $j \leftarrow 1$  to length[ $x$ ]
        losuj  $p$ ;
        // $nmut_{prob}$  - prawdopodobieństwo mutacji genu
        if  $p < nmut_{prob}$ 
            // mutacja potęgowa
            then losuj  $r$ ;
                 $s \leftarrow r^{power}$ ;
                 $t = (x[j] - lb[j]) / (ub[j] - x[j])$ ;
                if  $t < r$ 
                    then  $x[j] = x[j] - s(x[j] - lb[j])$ ;
                    else  $x[j] = x[j] + s(x[j] - lb[j])$ ;
        dodaj osobnika  $x$  do populacji  $P_{mut}$ 
return  $P_{mut}$ 

```

8.6.4 Porównanie metod optymalizacji

W celu porównania W frontów Pareto, oznaczonych jako $\{\mathbf{W}_1, \mathbf{W}_2, \dots, \mathbf{W}_W\}$ otrzymanych jako wynik W odrębnych uruchomień optymalizacji (tą samą metodą lub różnymi metodami), wszystkie rozwiązania do nich należące zostały zebrane w jednym zbiorze \mathbf{W} , takim że:

$$\mathbf{W} = \mathbf{W}_1 \cup \mathbf{W}_2 \cup \dots \cup \mathbf{W}_W \quad (8.30)$$

Następnie, na podstawie wartości kryteriów rozpisanych w przestrzeni funkcji celu \mathcal{F} dla wszystkich rozwiązań należących do \mathbf{W} poszukuje się zbioru \mathbf{W}' rozwiązań niezdominowanych (zgodnie z definicją opisaną w rozdziale 7). Dla każdego frontu wyznaczano zaproponowane w publikacji autorskiej [153] sprawność relatywną η_r :

$$\eta_r = \frac{|\mathbf{W}_w \cap \mathbf{W}'|}{|\mathbf{W}'|} \cdot 100\% \quad (8.31)$$

oraz sprawność własną η_s :

$$\eta_s = \frac{|\mathbf{W}_w \cap \mathbf{W}'|}{|\mathbf{W}_w|} \cdot 100\% \quad (8.32)$$

gdzie: w – numer porównywanego frontu.

Powyższe wskaźniki pozwalają określić najlepszy z W frontów. W konsekwencji możliwe jest określenie najlepszego z wielu uruchomień jednej metody optymalizacji wielokryterialnej lub (w przypadku porównania frontów otrzymanych różnymi metodami) najlepszej pod względem jakości wyników metody. W przypadku gdy $\eta_r = 100\%$ cały front odnaleziony w danym uruchomieniu optymalizacji nie jest gorszy od pozostałych porównywanych frontów. Im mniejsza sprawność relatywna tym mniejszy jest udział otrzymanego frontu w globalnym froncie Pareto (gorsza jest jego jakość).

W każdym przypadku testowym przyjęto, że technologią magazynującą energię są magazyny litowo-jonowe. Przyjęto, że maksymalna moc wyjściowa magazynu pozwala na ich

pełne rozładowanie od stanu pełnego naładowania w okresie jednej godziny. Jest to standardowa wartość dla baterii litowo-jonowych w trybie tzw. szybkiego ładowania/rozładowania [154]. Przyjęto także maksymalną głębokość rozładowania o wartości 80%. Wymienione wartości parametrów pozwalają na wydłużenie żywotności magazynów litowo-jonowych [154].

Każda z badanych metod została uruchomiona 5 krotnie, dzięki czemu sprawdzona została powtarzalność uzyskanych wyników. Do analizy porównawczej metod wybrano po jednym froncie o największej sprawności relatywnej względem pozostałych uruchomień tego samego algorytmu. W dalszej części podrozdziału przedstawiono matematyczne definicje trzech wybranych problemów testowych PT1, PT2 oraz PT3, przyjęte parametry optymalizacji oraz otrzymane wyniki. W tabeli 8.4 przedstawiono parametry optymalizacji zastosowane w trakcie badań wstępnych.

Tabela 8.4 Przyjęte założenia dla badań wstępnych [opr. własne]

Parametr	Symbol	Wartość
Numery węzłów branych pod uwagę jako potencjalne lokalizacje dla magazynów energii	\mathbf{B}'	{3 – 12, 14 – 21, 24, 25, 26, 28, 29, 30}
Pojemność pojedynczego modułu magazynu energii (rozdzielczość pojemności magazynu)	A_b	100 kWh
Okres próbkowania przebiegów mocy	Δt	5 minut
Maksymalna liczba modułów podłączonych do pojedynczego węzła	x_{\max}	Dla wszystkich węzłów: 1000
Maksymalna pojemność instalacji magazynującej podłączonej do pojedynczego węzła	-	100 MWh
Wielkość populacji metod NSGA-II, BRKGA oraz MOPSO	-	200 osobników
Maksymalna liczba analizowanych generacji (iteracji)	-	500 generacji

Problem testowy nr 1 (PT1)

Problem PT1 można zapisać w postaci:

$$\text{Minimalizuj } f_1(\mathbf{x}) = 365 \cdot \frac{K_1^{\mathcal{S}_1}(\mathbf{x}) + K_1^{\mathcal{S}_2}(\mathbf{x}) + K_1^{\mathcal{S}_3}(\mathbf{x}) + K_1^{\mathcal{S}_4}(\mathbf{x})}{4} \quad (8.33)$$

oraz

$$f_4(\mathbf{x}) = K_4(\mathbf{x})$$

gdzie: $K_1^{\mathcal{S}_1}(\mathbf{x})$, $K_1^{\mathcal{S}_2}(\mathbf{x})$, $K_1^{\mathcal{S}_3}(\mathbf{x})$, $K_1^{\mathcal{S}_4}(\mathbf{x})$ – kryterium K_1 wyznaczone zgodnie z (8.8) dla sezonów kolejno $\mathcal{S}_1, \mathcal{S}_2, \mathcal{S}_3, \mathcal{S}_4$. Przyjęto, że wszystkie magazyny pracują zgodnie z *Algorytmem 1* (w ramach strategii Peak Shaving).

Na rysunku 8.16 zamieszczono fronty uzyskane z najlepszego uruchomienia każdej z porównywanych metod optymalizacji wielokryterialnej. Szary obszar przedstawia przedział zmienności odnalezionych zastosowaną metodą poszczególnych frontów Pareto. W tabeli 8.5 przedstawiono porównanie sprawności względnej dla najlepszych uruchomień każdej z metod (niebieski kolor frontów na rysunku 8.16). Analizując przedstawione wartości η_s oraz η_r , można stwierdzić że najlepsze rezultaty uzyskano przy zastosowaniu metody *BRKGA-PM*. Kolejną największą sprawność ma metoda *BRKGA*, dalej *MPSO* a najniższą metoda *NSGA-II*. Dla metody *NSGA-II* tylko 9 z 70 odnalezionych rozwiązań było niezdominowanych.

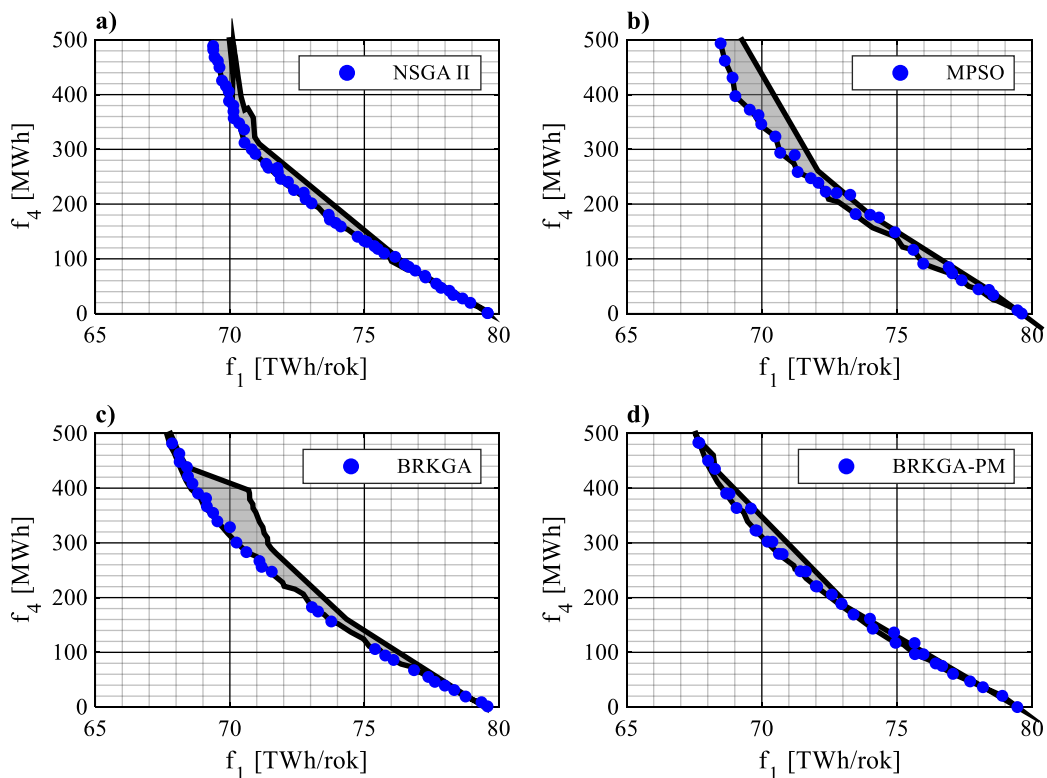
Największe różnice pomiędzy uzyskanymi w ramach jednej metody rezultatami widać w rejonie większych pojemności sumarycznych magazynów. Z analizy wielkości szarego obszaru można wnioskować, że największą powtarzalnością wyników (najmniejszym rozrzutem

otrzymanych frontów) cechuje się metoda *BRKGA-PM*. Metoda *BRKGA* oraz *MPSO* mają dość duży rozrzut dla dużych wartości pojemności magazynów. Natomiast metoda *NSGA-II* ma rozrzut rozwiązań mniejszy i rozłożony bardziej równomiernie wzdłuż frontu niż metody *MPSO* oraz *BRKGA*. Wynika to z tego, że najlepsze rozwiązania odnalezione przez *NSGA-II* są dużo słabsze niż pozostałych metod.

Tabela 8.5 Analiza efektywności relatywnej i własnej przy optymalizacji zadania PT1 dla metod *NSGA-II*, *MPSO*, *BRKGA* oraz *BRKGA-PM* (L_m – liczba otrzymanych rozwiązań niezdominowanych, N_m – liczba rozwiązań faktycznie niezdominowanych) [opr. własne]

Metoda	L_m	N_m	η_s [%]	η_r [%]
<i>NSGA-II</i>	70	9	12,9	13,4
<i>MPSO</i>	40	5	12,5	7,5
<i>BRKGA</i>	40	24	60,0	35,8
<i>BRKGA-PM</i>	40	29	72,5	43,3

Z najlepszego uruchomienia frontu Pareto uzyskanego metodą *BRKGA-PM* wybrano trzy punkty P1, P2, P3 o sumarycznych pojemnościach kolejno 95,3 MWh, 206,4 MWh, 299,5 MWh oraz punkt P0 odpowiadający sytuacji braku zainstalowanych w sieci magazynów. Na rysunku 8.17 przedstawiono przebieg strat mocy dla wzorcowej doby każdego z 4 sezonów przy przyjętym rozwiązaniu P0, P1, P2 lub P3.



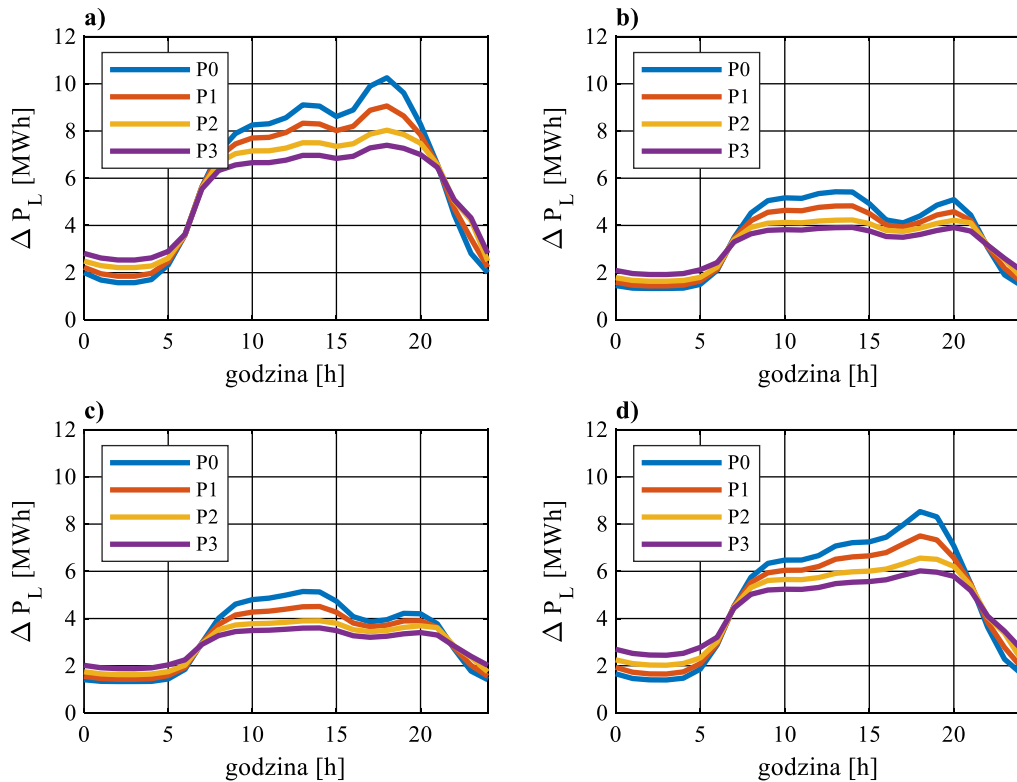
Rysunek 8.16 Fronty uzyskane dla problemu testowego PT1 z wykorzystaniem metod: a) *NSGA-II*; b) *MPSO*; c) *BRKGA*; d) *BRKGA-PM* (szarym kolorem zaznaczono obszary zmienności frontów dla wielu uruchomień) [opr. własne]

Na podstawie przedstawionych na rysunku 8.17 wyników można stwierdzić, że w każdej dobie wzorcowej straty mocy w godzinach szczytowego zapotrzebowania są znacznie większe dla systemu bez magazynu niż w systemie z magazynem energii. Magazyn o większej pojemności, pozwala dłużej i z większą mocą ograniczać przeciążenie węzłów systemowych.

Dzięki temu straty mocy zostają ograniczone. Jednocześnie w godzinach pozaszczytowych widoczne jest lekkie podwyższenie strat energii, wynikając z podwyższonego zapotrzebowania na moc (ładowanie magazynów).

Tabela 8.6 Rozmieszczenie magazynów dla rozwiązań odnalezionych metodą BRKGA-PM dla rozwiązań (punktów) P0,P1,P2,P3 [opr. własne]

Szyna	Pojemność magazynów [MWh]				Szyna	Pojemność magazynów [MWh]			
	P0	P1	P2	P3		P0	P1	P2	P3
3	0,0	0,0	0,0	0,0	17	0,0	0,0	25,9	27,0
4	0,0	0,1	0,1	0,2	18	0,0	0,0	2,6	7,4
5	0,0	0,0	0,0	0,0	19	0,0	24,1	24,4	28,3
6	0,0	0,0	0,3	0,1	20	0,0	2,1	0,0	5,1
7	0,0	0,0	0,2	0,1	21	0,0	25,7	31,2	47,3
8	0,0	0,0	38,9	84,3	24	0,0	22,2	32,1	27,0
9	0,0	0,1	0,0	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,0	0,0	3,6	6,7
11	0,0	0,0	0,0	0,1	28	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,1	11,1	30	0,0	20,8	26,1	30,0
15	0,0	0,2	20,9	24,8	f_1 [TWh/rok]	453,3	414	396,5	384,3
16	0,0	0,0	0,0	0,0	f_4 [MWh]	0,0	95,3	206,4	299,5



Rysunek 8.17 Przebieg sumarycznych strat mocy w systemie IEEE 30 przy czterech różnych wariantach instalacji magazynującej P0, P1, P2, P3 dla sezonu: a) \mathcal{S}_1 (zima); b) \mathcal{S}_2 (wiosna); c) \mathcal{S}_3 (lato); d) \mathcal{S}_4 (jesień) [opr. własne]

Problem testowy nr 2 (PT2):

Problem PT2 można zapisać w postaci:

$$\text{Minimalizuj } f_2(\mathbf{x}) = 365 \cdot \frac{K_2^{\mathcal{S}_1}(\mathbf{x}) + K_2^{\mathcal{S}_2}(\mathbf{x}) + K_2^{\mathcal{S}_3}(\mathbf{x}) + K_2^{\mathcal{S}_4}(\mathbf{x})}{4} \quad (8.34)$$

oraz

$$f_4(\mathbf{x}) = K_4(\mathbf{x})$$

gdzie: $K_2^{\delta_1}(\mathbf{x})$, $K_2^{\delta_2}(\mathbf{x})$, $K_2^{\delta_3}(\mathbf{x})$, $K_2^{\delta_4}(\mathbf{x})$ – kryterium K_2 wyznaczone zgodnie z (8.10) dla sezonów kolejno $\mathcal{S}_1, \mathcal{S}_2, \mathcal{S}_3, \mathcal{S}_4$.

Do wykonania obliczeń przyjęto następujące założenia:

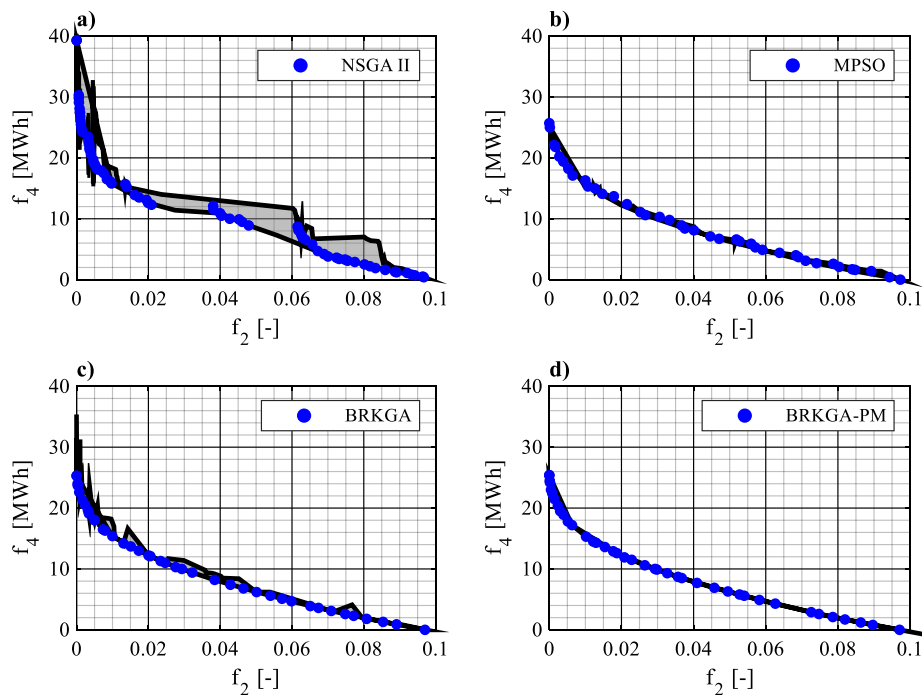
- wszystkie magazyny pracują zgodnie z *Algorytmem 2* (w ramach podtrzymania napięcia poprzez sterowanie mocą bierną węzła),
- dozwolony przedział zmienności napięć węzłowych o wartościach $\pm 5\%$ napięcia znamionowego (jest to połowa przedziału odchyłu napięcia zdefiniowanego w standardowej specyfikacji funkcjonalnej PSE [141]),
- przedział, w którym rozpoczyna się regulacja mocy biernej rozpoczyna się od $\pm 3\%$ napięcia znamionowego ($U_{Qmin} = 0,97$ oraz $U_{Qmax} = 1,03$ dla zależności (8.26)).

W tabeli 8.7 przedstawione zostało porównanie sprawności relatywnej i własnej dla najlepszych prób porównywanych metod optymalizacji. Na podstawie wyznaczonych wartości η_w oraz η_r można stwierdzić, że metoda *BRKGA-PM* charakteryzuje się najwyższą skutecznością wśród porównywanych metod. Metoda *NSGA-II* nie odnalazła żadnego punktu należącego do rzeczywistego frontu Pareto.

Tabela 8.7 Analiza efektywności relatywnej i własnej przy optymalizacji testowego zadania PT2 dla metod *NSGA-II*, *MPSO*, *BRKGA* oraz *BRKGA-PM* (L_m – liczba otrzymanych rozwiązań niezdominowanych, N_m – liczba rozwiązań faktycznie niezdominowanych) [opr. własne]

Metoda	L_m	N_m	η_w [%]	η_r [%]
<i>NSGA-II</i>	70	0	0,0	0,0
<i>MPSO</i>	40	22	55,0	32,4
<i>BRKGA</i>	40	12	30,0	17,6
<i>BRKGA-PM</i>	40	34	85,0	50,0

Na rysunku 8.18 przedstawione zostały fronty uzyskane z najlepszego uruchomienia każdej z porównywanych metod optymalizacji wielokryterialnej.



Rysunek 8.18 Fronty uzyskane dla problemu testowego PT2 z wykorzystaniem metod: a) *NSGA-II*; b) *MPSO*; c) *BRKGA*; d) *BRKGA-PM*. (szarym obszarem oznaczono przedział zmienność frontów dla wielu uruchomień każdej z metod) [opr. własne]

Szary obszar przedstawia przedział zmienności odnalezionych frontów Pareto dla przeprowadzonych prób optymalizacji. Analiza rozrzutu rezultatów dla wielokrotnego uruchomienia każdej z rozpatrywanych metod wskazuje, że metoda *BRKGA-PM* za każdym razem odnajduje rozwiązania należące do globalnego frontu Pareto.

Z najlepszego uruchomienia uzyskanego metodą *BRKGA-PM* wybrano trzy punktu P1, P2, P3 o sumarycznych pojemnościach kolejno 5,8 MWh, 15,3 MWh oraz 25,4 MWh oraz punkt P0 odpowiadający sytuacji braku zainstalowanych w sieci magazynów. W tabeli 8.8 przedstawiono rozmieszczenie magazynów energii dla każdego w węzłów w punktach P1,P2 oraz P3. Analiza wyników wskazuje, że cała instalacja magazynująca została zgromadzona w węźle nr 8, który charakteryzował się największym spadkiem napięcia (poniżej przyjętego poziomu). Na rysunku 8.19 przedstawiono przebieg napięcia dla węzła nr 8. Wzrost pojemności (dostępnej mocy wyjściowej magazynów) pozwala na podniesienie napięcia powyżej zakresu dozwolony (95%). W przypadku punktu P3 napięcie w węźle dla całego przebiegu mieści się w dozwolonym przedziale.

Tabela 8.8 Rozmieszczenie magazynów dla rozwiązań odnalezionych metoda *BRKGA-PM* dla rozwiązań (punktów) P0,P1,P2,P3 [opr. własne]

Szyna	Pojemność magazynów [MWh]				Szyna	Pojemność magazynów [MWh]			
	P0	P1	P2	P3		P0	P1	P2	P3
3	0,0	0,0	0,0	0,0	17	0,0	0,0	0,0	0,1
4	0,0	0,0	0,0	0,0	18	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,5	21	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	5,8	15,3	24,8	24	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	28	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	f_2 [-]	0,664	0,362	0,081	0,002
16	0,0	0,0	0,0	0,0	f_4 [MWh]	0,0	5,8	15,3	25,4

Wraz ze wzrostem pojemności magazynu, zwiększa się maksymalna moc wyjściowa instalacji magazynującej. Dzięki temu możliwa jest skompensowanie większej ilości mocy biernej. W przypadku punktu P3 dla sezonu \mathcal{S}_3 widoczne jest, że magazyn doprowadza napięcie węzłowe do poziomu 0,97 j.w. Dalsza korekcja napięcia nie jest konieczna.

Problem testowy nr 3 (PT3):

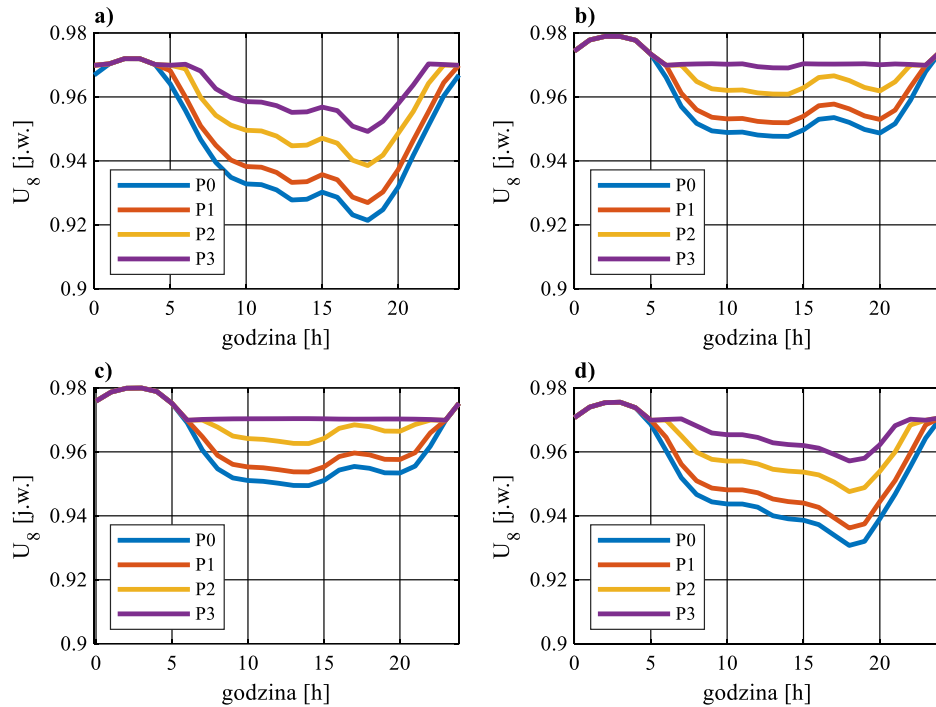
Problem PT3 można zapisać w postaci:

$$\text{Minimalizuj } f_3(\mathbf{x}) = 365 \cdot \frac{K_3^{\mathcal{S}_1}(\mathbf{x}) + K_3^{\mathcal{S}_2}(\mathbf{x}) + K_3^{\mathcal{S}_3}(\mathbf{x}) + K_3^{\mathcal{S}_4}(\mathbf{x})}{4} \quad (8.35)$$

oraz $f_4(\mathbf{x}) = K_4(\mathbf{x})$

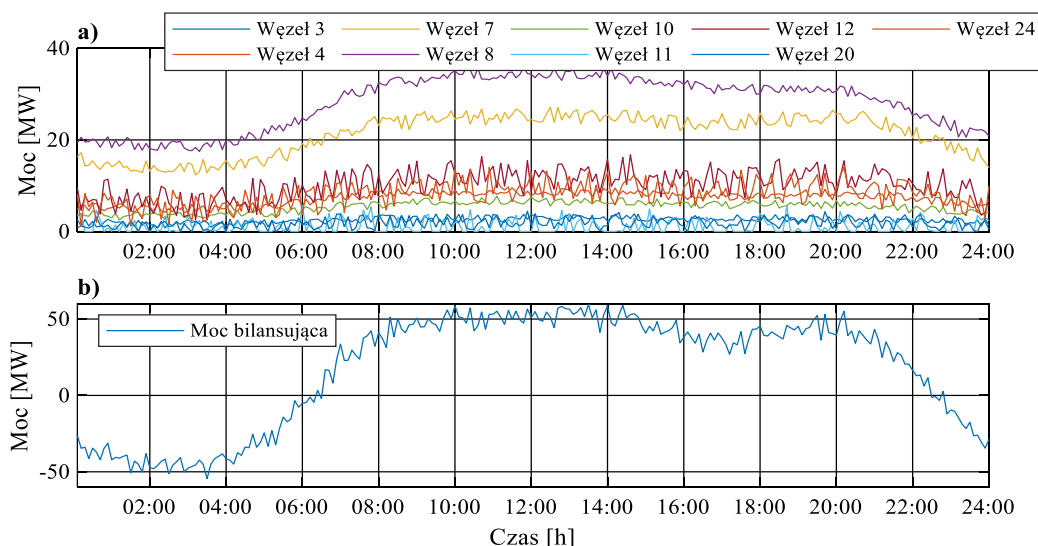
gdzie: $K_3^{\mathcal{S}_1}(\mathbf{x})$, $K_3^{\mathcal{S}_2}(\mathbf{x})$, $K_3^{\mathcal{S}_3}(\mathbf{x})$, $K_3^{\mathcal{S}_4}(\mathbf{x})$ – kryterium K_3 wyznaczone zgodnie z (8.15) dla sezonów kolejno \mathcal{S}_1 , \mathcal{S}_2 , \mathcal{S}_3 , \mathcal{S}_4 .

Przyjęto, że wszystkie magazyny pracują jako układy wygładzające przebieg mocy (zgodnie z *algorytmem 3*). Bufor wykorzystywany podczas pracy magazynu przyjęto o długości 12 próbek, co oznacza okres 1 godziny.



Rysunek 8.19 Przebieg napięcia dla węzła nr 8 systemu IEEE 30 przy czterech różnych wariantach instalacji magazynującej P0, P1, P2, P3 dla sezonu: a) \mathcal{S}_1 (zima); b) \mathcal{S}_2 (wiosna); c) \mathcal{S}_3 (lato); d) \mathcal{S}_4 (jesień) [opr. własne]

W celu ułatwienia analizy wpływu działania *algorytmu 3* na moc potrzebną w ramach regulacji częstotliwości (kryterium f_3) oraz na przebiegi mocy w wybranych węzłach systemu elektroenergetycznego, na ustalone we wcześniejszych problemach testowych przebiegi mocy czynnej, nałożono losowy szumu zgodny z rozkładem $\mathcal{N}(0, \sigma)$. Dzięki temu w sposób sztuczny zwiększono wahania bilansu mocy czynnej oraz uzyskano możliwość sprawdzenia korelacji pomiędzy lokalizacją magazynów a wariancją szumu σ . W tabeli 8.9 zestawiono wartości wariancji σ szumu dla poszczególnych węzłów systemu. Na rysunku 8.20a przebiegi mocy dla wybranych węzłów doby wzorcowej dla sezonu \mathcal{S}_1 . Na rysunku 8.20b przedstawiono moc bilansującą cały system *IEEE 30*.



Rysunek 8.20 Przebieg mocy czynnej dla wzorcowej doby w sezonie \mathcal{S}_1 : a) dla wybranych węzłów systemu IEEE30, b) dla węzła bilansującego [opr. własne]

Tabela 8.9 Wariancja szumu σ dodanego do poszczególnych węzłów

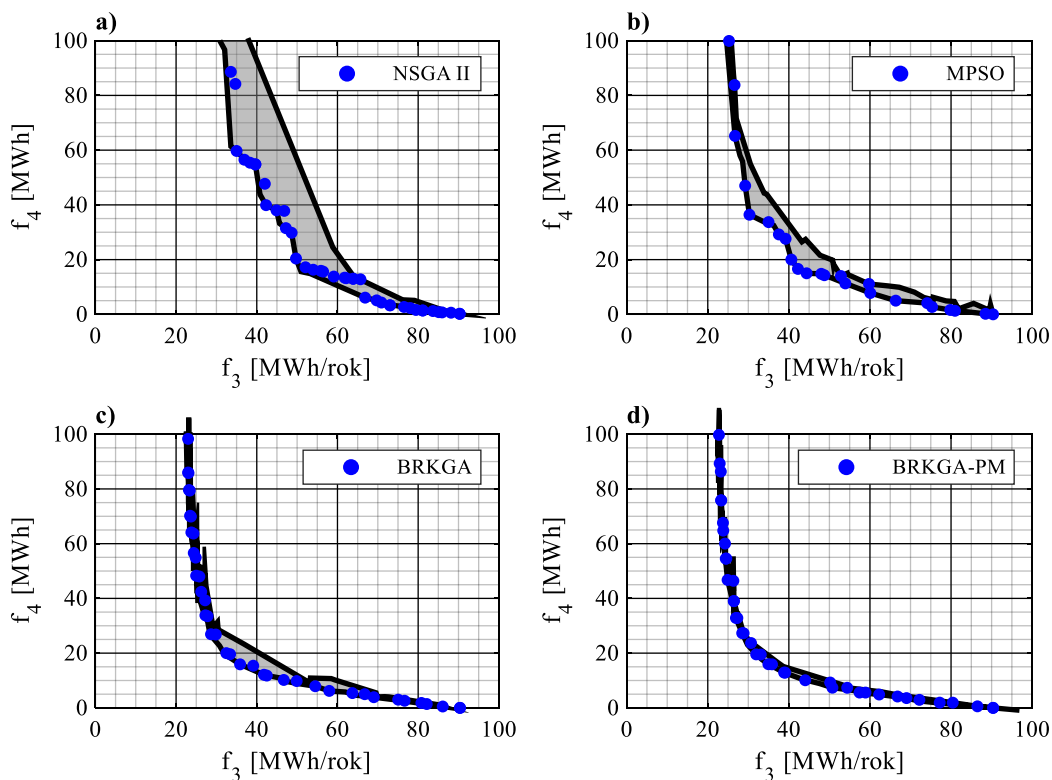
Szyna	σ [MW]	Szyna	σ [MW]	Szyna	σ [MW]	Szyna	σ [MW]	Szyna	σ [MW]
1	0	7	4	13	0	19	1	25	1
2	0	8	4	14	1	20	1	26	1
3	2	9	1	15	1	21	1	27	0
4	2	10	2	16	1	22	0	28	1
5	1	11	10	17	1	23	0	29	1
6	1	12	10	18	1	24	10	30	1

W tabeli 8.10 przedstawiono wyznaczone wartości η_w oraz η_r dla metod *NSGA-II*, *MPSO*, *BRKGA* oraz *BRKGA-PM*. Najlepszą sprawność η_r uzyskano dla metody *BRKGA-PM* oraz *BRKGA*. Podobnie jak we wcześniejszych problemach testowych najgorsze rozwiązania uzyskano dla metody *NSGA-II*.

Tabela 8.10 Analiza efektywności relatywnej i własnej przy optymalizacji PT3 dla metod *NSGA-II*, *MPSO*, *BRKGA* oraz *BRKGA-PM* (L_m – liczba otrzymanych rozwiązań niezdominowanych, N_m – liczba rozwiązań faktycznie niezdominowanych) [opr. własne]

Metoda	L_m	N_m	η_w [%]	η_r [%]
<i>NSGA-II</i>	70	7	10,0	8,5
<i>MPSO</i>	40	14	35,0	17,1
<i>BRKGA</i>	40	24	60,0	29,3
<i>BRKGA-PM</i>	40	37	92,5	45,1

Na rysunku 8.21 przedstawione zostały rozwiązania (fronty) otrzymane z wykorzystaniem badanych metod optymalizacyjnych. Metoda *BRKGA-PM* uzyskała wyniki o najmniejszym rozrzucie. Niewiele większy rozrzut obserwowany jest dla metody *BRKGA*. Natomiast po raz kolejny najgorzej w tym zakresie wypadła metoda *NSGA-II*.



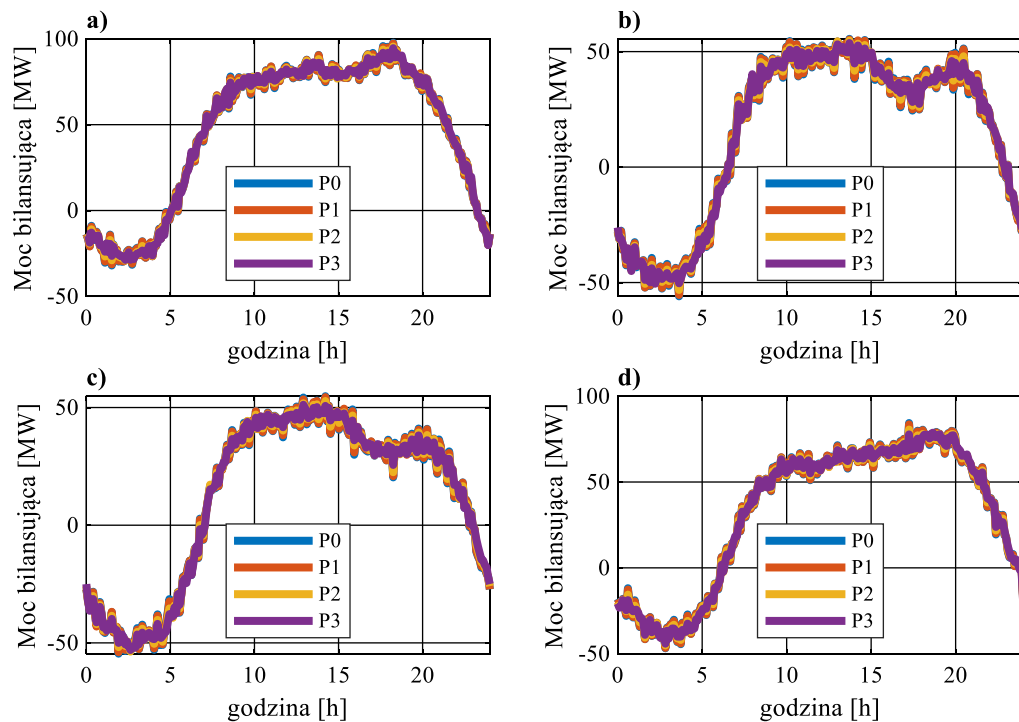
Rysunek 8.21 Fronty uzyskane dla problemu testowego PT3 z wykorzystaniem metod: a) *NSGA-II*; b) *MPSO*; c) *BRKGA*; d) *BRKGA-PM*. (Szarym obszarem oznaczono przedział zmienności frontów dla wielu uruchomień każdej z metod) [opr. własne]

Z najlepszego uruchomienia uzyskanego metodą BRKGA-PM wybrano trzy punkty (rozwiązania) P1, P2, P3 o sumarycznych pojemnościach kolejno 1 MWh, 5,3 MWh oraz 9,4 MWh. W tabeli 8.8 przedstawiono rozmieszczenie magazynów energii dla każdego z węzłów systemu IEEE30 dla wybranych punktów P1, P2, P3 oraz punkt P0 odpowiadający sytuacji braku zainstalowanych w sieci magazynów. Dodatkowo obok rozmieszczenia zestawiono wariancje szumu σ przedstawione wcześniej w tabeli 8.9. Największe magazyny zainstalowano w węzłach 11, 12 oraz 24, dla których wariancja szumu jest największa. Kolejne co do wielkości magazyny rozmieszczono w węzłach 7 oraz 8, gdzie wariancja jest o połowę mniejsza. Należy zwrócić uwagę, że stosunkowo duże wartości pojemności rozłożone zostały w węzłach sąsiadujących z węzłem 24.

Tabela 8.11 Rozmieszczenie magazynów dla rozwiązań odnalezionych metodą BRKGA-PM dla rozwiązań P0, P1, P2, P3 [opr. własne]

Szyna	Pojemność magazynów [MWh]					Szyna	Pojemność magazynów [MWh]				
	P0	P1	P2	P3	σ		P0	P1	P2	P3	σ
3	0,0	0,0	0,1	0,3	2,0	17	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0
4	0,0	0,0	0,1	0,2	2,0	18	0,0	0,0	0,1	0,2	1,0
5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,0	19	0,0	0,1	0,2	0,4	1,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	20	0,0	0,1	0,3	0,5	1,0
7	0,0	0,2	0,3	0,5	4,0	21	0,0	0,0	0,2	0,3	1,0
8	0,0	0,1	0,4	0,5	4,0	24	0,0	0,1	1,1	2,0	10,0
9	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0	25	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0
10	0,0	0,1	0,2	0,4	2,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
11	0,0	0,1	0,5	1,1	10,0	28	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
12	0,0	0,2	1,0	2,0	10,0	29	0,0	0,0	0,1	0,2	1,0
14	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0	30	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0
15	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0	f_3 [TWh/rok]	495,2	470,6	357,3	272,0	-
16	0,0	0,0	0,1	0,2	1,0	f_4 [MWh]	0,0	0,0	0,1	0,2	-

Na rysunku 8.22 przedstawiono przebiegi mocy czynnej w węzle bilansującym dla wspomnianych czterech rozwiązań P0, P1, P2 oraz P3.



Rysunek 8.22 Przebieg mocy bilansującej w czterech różnych wariantach instalacji magazynującej P0, P1, P2, P3 dla sezonu: a) \mathcal{S}_1 (zima); b) \mathcal{S}_2 (wiosna); c) \mathcal{S}_3 (lato); d) \mathcal{S}_4 (jesień) [opr. własne]

8.7 Podsumowanie badań wstępnych i uzasadnienie wyboru metody optymalizacji do badań podstawowych

W każdym z analizowanych problemów testowych badano wpływ jednego z algorytmów sterowania magazynami energii na wartości zdefiniowanych kryteriów optymalizacyjnych. Analizując przebiegi mocy i napięć węzłowych oraz wartości kryteriów można stwierdzić, że poszczególne algorytmy sterowania spełniły przyjęte zadanie.

W przypadku problemu PT1 zainstalowanie magazynów pracujących w ramach Algorytmu 1 pozwoliło na znaczne ograniczenie strat przesyłowych w liniach elektroenergetycznych, a w konsekwencji zwiększyło sprawność odbioru energii w systemie elektroenergetycznym. Energia potrzebna na doładowanie magazynu w godzinach pozaszczytowych nie wpływa w sposób znaczący na straty mocy.

W przypadku regulacji napięcia i ograniczenia wahań mocy (problemy PT2 oraz PT3) otrzymane wyniki sugerują, że magazyny powinny być lokalizowane bezpośrednio w węzłach będących źródłem zakłóceń. W przypadku problemu PT2 były to węzły o największym spadku napięcia. Dla problemu PT3 były to węzły o największej zmienności (wariancji szumu σ) mocy węzłowej. Analiza przebiegu napięć węzłowych przeprowadzona dla węzła nr 8 (o największym spadku napięcia dla systemu bez magazynów) wskazała, że włączenie magazynu energii regulującego sterującego mocą bierną węzła (w ramach Voltage Support) spowodowała przywrócenie napięcia do przyjętego jako dopuszczalny poziomu.

Z wyników otrzymanych podczas optymalizacji problemu PT3, jasno wynika, że wygładzanie mocy w pojedynczych węzłach pozwala na ograniczenie wahań napięcia w węzle systemowym, dzięki czemu łatwiejsza staje się regulacja częstotliwości systemowej, a także kontrola międzysystemowej wymiany energii.

Analizując wyniki rozwiązań dwukryterialnych problemów testowych oraz sprawności η_w i η_r można wnioskować, że w każdym przypadku metoda BRKGA-PM jest metodą najlepszą, zarówno pod względem jakości otrzymanych rozwiązań, jak i powtarzalności wyników. W związku z powyższym przyjęto, że w dalszej części badań (badania właściwe) zastosowana zostanie metoda BRKGA-PM.

9 Charakterystyka obiektu optymalizacji

Jako obiekt badań właściwych przyjęto w rozprawie sieć dystrybucyjną (110 kV) na terenie i w okolicach miasta Poznania (Poznański System Elektroenergetyczny – POSE). Informacje dotyczące struktury systemu zaczerpnięto z biuletynów informacji publicznej miasta Poznania oraz pobliskich powiatów. Lokalizację linii elektroenergetycznych oraz stacji elektroenergetycznych pobrano z otwartej mapy *Open Street Map* [155] z wykorzystaniem autorskich skryptów opracowanych w języku Python. W ten sposób możliwe było określenie długości linii elektroenergetycznych. Wszystkie dane zebrano w specjalnie opracowanej aplikacji bazodanowej.

9.1 Schemat Poznańskiego Systemu Elektroenergetycznego (POSE)

W skład analizowanej sieci POSE wchodzi 20 stacji (węzłów) rozmieszczonych na terenie Poznania oraz 16 stacji znajdujących się na obrzeżach miasta lub w pobliskich miejscowościach: Czerwonak, Luboń, Iłowiec, Pobiedziska, Mosina, Tarnowo Podgórne, Sady, Gądky, Bolechowo, Swarzędz oraz Plewiska. W tabeli 9.1 przedstawiono spis głównych punktów zasilających (GPZ) analizowanej sieci wraz z podstawowymi informacjami technicznymi na ich temat.

Tabela 9.1 Spis stacji elektroenergetycznych analizowanej sieci wraz z wartościami napięć skutecznych oraz sumaryczną mocą wyjściową (po stronie 15 kV) transformatorów [156, 157]

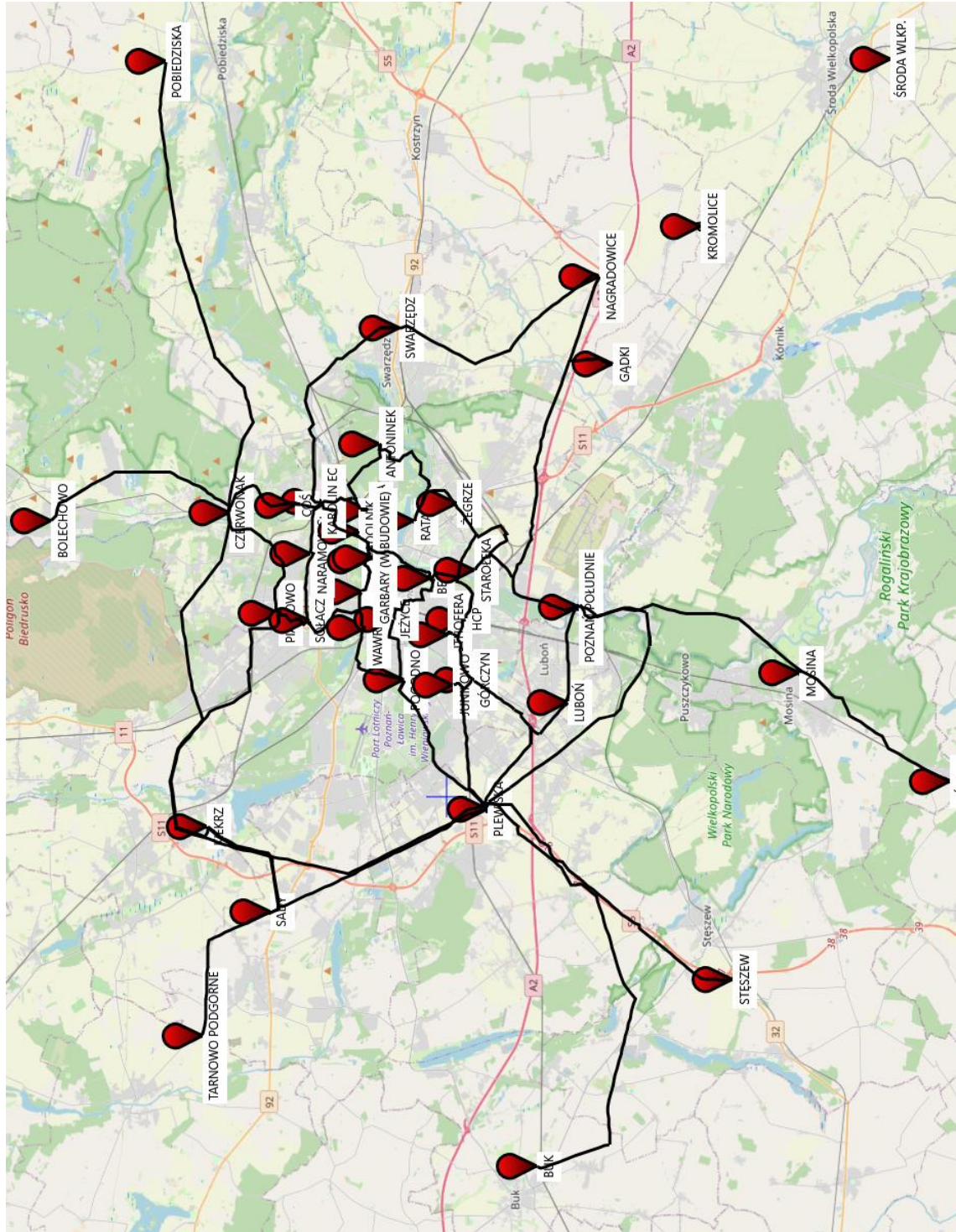
Nr GPZ	Nazwa Stacji	Poziomy napięcie	Moc trafo. (po stronie 15 kV)	Nr GPZ	Nazwa Stacji	Poziomy napięcie	Moc trafo. (po stronie 15 kV)
		[kV]	[MVA]			[kV]	[MVA]
1	Jeżyce	110/15	80	19	Wawrzyńca	110/15	50
2	Plewiska	400/220/110/15	32	20	Garbary	110/15/6	80
3	Bema	110/15	50	21	Krauthoferra	110/15	41,5
4	Rataje	110/15	50	22	Luboń	110/15	32
5	Cytadela	110/15	50	23	Sady	110/15	80
6	Antoninek	110/15	20	24	Tarnowo Podgórne	110/15	80
7	Kiekrz	110/15	50	25	Nadolnik	110/15/6	32
8	Gądky	110/15	80	26	Karolin EC	110/15	50
9	Piątkowo	110/15	50	27	COŚ	110/15	32
10	Sołacz	110/15	41,5	28	Swarzędz	110/15	80
11	Naramowice	110/15	32	29	Starołęka	110/15/6	50
12	Bolechowo	110/15	32	30	Górczyn	110/15/6	30
13	Iłowiec	110/15	32	31	Mosina	110/15	32
14	Pogodno	110/15	50	32	Junikowo	110/15	50
15	Główna	110/15	30	33	Żegrze	110/15	80
16	HCP	110/15	32	34	Pobiedziska	110/15	32
17	Nagradowice	110/15	32	35	Stęszew	110/15	32
18	Poznań Południe	220/110/15	50	36	Czerwonak	220/110/15	32

Wskazane powyżej węzły połączone są 51 liniami elektroenergetycznymi (kablowymi oraz napowietrznymi), w tym 49 lini 110 kV oraz 2 liniami 220 kV. W tabeli 9.2 przedstawiono podstawowe parametry poszczególnych linii. Na rysunku 9.1 przedstawiona została mapa okolic Poznania z oznaczonym rozmieszczeniem stacji elektroenergetycznych oraz przebiegu linii elektroenergetycznych.

Tabela 9.2 Spis linii elektroenergetycznych 110 kV i 220 kV wchodzących w skład systemu dystrybucyjnego Poznania i okolic [156, 157]

Nr	Stacja OD	Stacja DO	Napięcie [kV]	Typ	Przekrój [mm ²]	Długość [km]
1	Plewiska	Poznań Południe	220	AFL-8	350	15,9
2	Plewiska	Czerwonak	220	AFL-8	525	30,4
3	Plewiska	Pogodno	110	AFL-6	185	7,3
4	Plewiska	Górczyn	110	AFL-6	120	7,7
5	Plewiska	Junikowo	110	AFL-6	240	6,1
6	Plewiska	Stęszew	110	AFL-6/GTASCR ³	240/240	14,5
7	Plewiska	Pogodno	110	AFL-6/ XRUHKXS ³	185/1000	7,3
8	Plewiska	Luboń	110	AFL-6	240	5,4
9	Bema	HCP	110	AFL-6	185	3,7
10	Bema	Nadolnik	110	AFL-6/XRUHKXS ³	240/1000	4,6
11	Bema	Żegrze	110	AFL-6/ XRUHKXS ³	485/1000	5,2
12	Bema	Jeżyce	110	XRUHKXS	1000	3,6
13	Cytadela	Wawrzyńca	110	AFL-6	240	1,8
14	Kiekrz	Sady	110	AFL-6	240	6
15	Kiekrz	Plewiska	110	AFL-6	240	16
16	Gądk	Nagradowice	110	AFL-6	240	6,1
17	Piątkowo	Sołacz	110	AFL-6	240	1,8
18	Piątkowo	Kiekrz	110	AFL-6	240	14,3
19	Sołacz	Naramowice	110	AFL-6	240	3,3
20	Pogodno	Jeżyce	110	AFL-6	240	3,2
21	Główna	Rataje	110	AFL-6	240	9,4
22	Hcp	Krauthofera	110	AFL-6	185	1,5
23	Poznań Południe	Starołęka	110	AFL-6	120	6,2
24	Poznań Południe	Górczyn	110	AFL-6	120	10,3
25	Poznań Południe	Mosina	110	AFL-6	120	11,4
26	Poznań Południe	Gądk	110	AFL-6	120	16,2
27	Poznań Południe	Luboń	110	GTASCR	150	4,4
28	Wawrzyńca	Sołacz	110	AFL-6	240	4
29	Wawrzyńca	Pogodno	110	AFL-6	185	4,1
30	Garbary	Cytadela	110	AFL-6	240	1,6
31	Garbary	Karolin EC	110	AFL-6	185	4,1
32	Garbary	Nadolnik	110	AFL-6	185	1,6
33	Krauthofera	Górczyn	110	AFL-6	240	2,9
34	Sady	Tarnowo Podgórne	110	AFL-6	240	7,4
35	Karolin EC	Naramowice	110	AFL-6	240	2,5
36	Karolin EC	Antoninek	110	AFL-6	240	4,8
37	Karolin EC	COŚ	110	AFL-6	240	1,4
38	Karolin EC	Główna	110	AFL-6	240	2,5
39	Karolin EC	Nadolnik	110	AFL-6	185	2,8
40	Swarzędz	Nagradowice	110	AFL-6	240	11
41	Swarzędz	Karolin EC	110	AFL-6	240	10,9
42	Górczyn	Junikowo	110	AFL-6	240	1,2
43	Mosina	Hówiec	110	AFL-6	120	8,8
44	Żegrze	Starołęka	110	AFL-6/XRUHKXS ³	240/1000	5,9
45	Żegrze	Antoninek	110	AFL-6/XRUHKXS ³	240/1000	6,1
46	Żegrze	Rataje	110	AFL-6/XRUHKXS ³	240/1000	3,1
47	Czerwonak	Piątkowo	110	AFL-6	240	6,5
48	Czerwonak	Bolechowo	110	AFL-6	240	9,6
49	Czerwonak	COŚ	110	AFL-6	240	4,1
50	Czerwonak	Pobiedziska	110	AFL-6	240	21,5
51	Czerwonak	Karolin EC	110	AFL-6	185	5,4

³ Połączenie składające się z odcinka linii napowietrznej oraz kabla elektroenergetycznego



Rysunek 9.1 Rozmieszczenie stacji elektroenergetycznych (czerwone pinezki) oraz lini elektroenergetycznych dla analizowanej sieci dystrybucyjnej 110 kV Poznania i okolic POSE [157]

9.2 Konwencjonalne źródła energii elektrycznej w POSE

Istotnym elementem wpływającym na rozptył mocy w analizowanej sieci są konwencjonalne źródła energii. Na terenie miasta Poznania i okolic znajdują się następujące konwencjonalne źródła energii elektrycznej [156]:

- Elektrociepłownia Karolin (EC Karolin) – posiadająca 270 MW zainstalowanej mocy elektrycznej. Moc wytwarzana jest w trzech blokach, przy czym dwa bloki produkują moc elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. Natomiast produkcja energii w trzecim bloku (mocy 120 MW) zależy od trybu pracy (ciepłowniczej lub kondensacyjnej). Trzeci blok może zatem dostarczać do sieci w sposób ciągły moc elektryczną o wartości 120 MW,
- Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (ITPOK) – posiadająca moc elektryczną 18 MW produkowaną w kogeneracji z mocą cieplną (63 MW),
- Centralna Oczyszczalnia Ścieków (COŚ) – posiadająca trzy agregaty prądotwórcze (dwa pracujące w sposób ciągły i jeden rezerwowy) zasilane biogazem uzyskiwanym z procesu oczyszczania ścieków. Każdy agregat ma moc elektryczną 1050 kW,
- Lewobrzeżna Oczyszczalnia Ścieków (LOŚ) – posiadająca trzy agregaty prądotwórcze o łącznej mocy elektrycznej 558 kW,
- Zakład Zagospodarowania Odpadów (ZZO) – posiadający trzy agregaty zasilane biogazem o łącznej mocy elektrycznej o wartości 1,2 MW.

W tabeli 9.3 przedstawiono zestawienie mocy źródeł wytwórczych zainstalowanych w obszarze analizowanej sieci POSE. Za główny punkt zasilania należy przyjąć węzeł nr 26 (EC Karolin), który pokrywa większą część zapotrzebowania na energię elektryczną POSE [156]. Ważnym, z punktu widzenia zasilania Poznania, węzłem jest także stacja elektroenergetyczna w Plewiskach, która połączona jest z systemem przesyłowym, zarządzanym przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Jednocześnie z węzła Plewiska wychodzą linie 220 kV pozwalające na zasilanie miasta zarówno od północy (linia Plewiska – Czerwonak) jak i południa (linia Plewiska – Poznań Południe).

Tabela 9.3 Zestawienie konwencjonalnych źródeł wytwórczych znajdujących się w sieci dystrybucyjnej Poznania i okolic POSE [156]

Nazwa	Moc elektryczna [MW]	Kogeneracja	Nr GPZ
EC Karolin	270	tak	26
ITPOK	18	tak	26
COŚ	3,15	nie	27
LOŚ	1,74	nie	-
ZZO	1,2	tak	-

Zarówno LOŚ jak i ZZO nie są podłączone bezpośrednio do sieci 110 kV, a ich moce są stosunkowo małe względem zapotrzebowania na energię (w szczycie zimowym całkowita moc zapotrzebowania POSE wynosi ponad 500 MW [156]). Dlatego nadwyżkę mocy produkowanej przez te źródła (po uwzględnieniu potrzeb własnych) można uznać za częściową kompensację mocy w pobliskim węźle odbiorczym (GPZ COŚ).

W związku z powyższymi ustaleniami, do analizy rozptyłu mocy w POSE przyjęto następujące założenia:

- GPZ nr 2 pełni rolę węzła bilansującego (wyjścia do systemu przesyłowego),

- GPZ nr 26 (EC Karolin) pełni rolę węzła wytwórczego (czyli jest typu PV),
- pozostałe węzły systemu są traktowane jako węzły odbiorcze (typu PQ), przy czym, dla węzłów, w których występują źródła energii o małej mocy ($< 1\text{MW}$) obciążenie węzła jest równe różnicy pomiędzy mocą odebraną a generowaną w węźle.

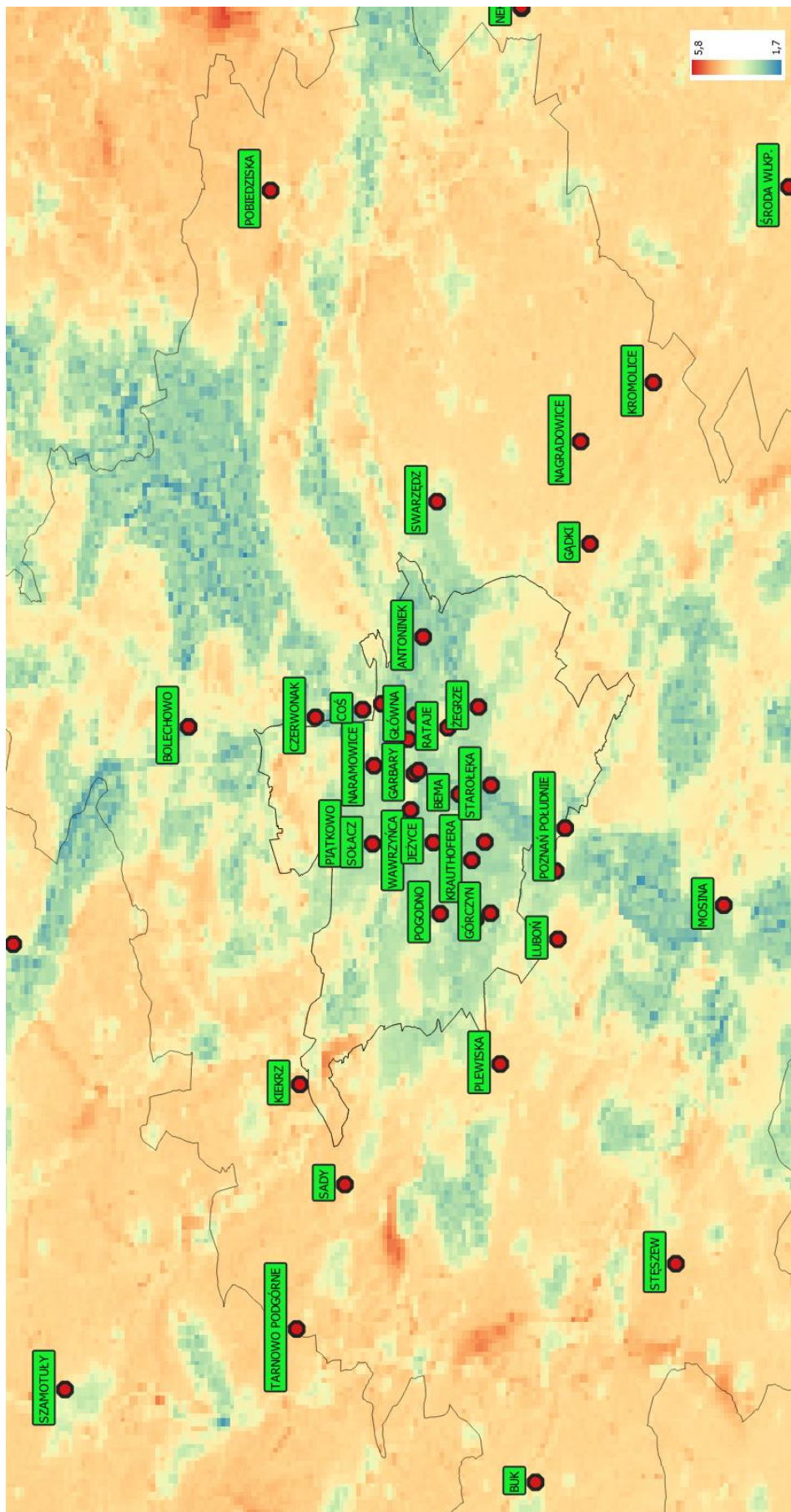
9.3 Źródła wiatrowe i solarne włączone do POSE

Dynamiczny rozwój OZE wymaga uwzględnienia ich wpływu na rozptywy mocy w POSE. Szczególnie, istotne z perspektywy tematu rozprawy i kryteriów optymalizacyjnych (rozdział 8.3) są źródła niespokojne, których przebiegi mocy zawierają dynamiczne zmiany wpływające w istotny sposób na jakość energii i pracę POSE. Z powyższych względów w analizowanej sieci POSE uwzględniono rozmieszczenie źródeł wiatrowych (TW) i solarnych (PV) według zamieszczonego poniżej opisu.

Na rysunku 9.2 przedstawiono atlas wiatru dla powiatu poznańskiego (na wysokości 10 m. n. p. g.). W centralnej części miasta Poznania średnioroczna prędkość wiatru jest ponad dwukrotnie mniejsza od prędkości wiatru na jego obrzeżu oraz na terenach sąsiadujących. Dlatego w badaniach przyjęto założenie, że potencjalne źródła wiatrowe, o istotnej dla analizy systemu mocy, włączone do systemu mogą być tylko w następujących węzłach elektroenergetycznych: Sady, Poznań Południe, Tarnowo Podgórne oraz Pobiedziska. Wybrane dla źródeł TW lokalizacje zostały skorelowane z obecnym zagospodarowaniem terenu oraz poziomem urbanizacji.

W przypadku wyboru węzłów SN dla elektrowni solarnych (o mocy większej lub równej 500 kW [40, 158]) pod uwagę brano tylko te, w okolicach których znajdują się duże otwarte przestrzenie. Na tej podstawie przyjęto, że elektrownie solarne mogą być podłączone w następujących węzłach: Kiekrz, Gądkki, Iłówiec, Poznań Południe, Tarnowo Podgórne, Mosina oraz Czerwonak.

Sumaryczne moce znamionowe źródeł wiatrowych oraz solarnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej uzależnione są od przyjętego wariantu analizy pracy systemu i wynoszą odpowiednio 25 MW oraz 200 MW. Ich rozmieszczenie w poszczególnych węzłach systemu obliczane jest w sposób proporcjonalny do podawanych przez operatora sieci dystrybucyjnej dostępnych mocy przyłączeniowych w sieciach powyżej 1 kV [159].



Rysunek 9.2 Atlas wiatru dla miasta Poznani i Powiatu Poznańskiego (średnioroczna prędkość wiatru na wysokości 10 m. n. p. g.) z oznaczonym rozmieszczeniem GPZ [opr. własne]

10 Optymalizacja rozmieszczenia magazynów energii w Poznańskim Systemie Elektroenergetycznym

Zgodnie z informacjami zawartymi w rozdziale 8 badania właściwe przeprowadzono dla Poznańskiego Systemu Elektroenergetycznego (POSE) scharakteryzowanego szczegółowo w rozdziale 9. Badania obejmują cztery eksperymenty, w których przedstawione w rozdziale 8 funkcje celu: f_1 (zależność 8.33), f_2 (zależność 8.34), f_3 (zależność 8.35) oraz f_4 (zależność 8.33), posłużyły do oceny pracy POSE.

W ramach eksperymentu 1, wykonana została analiza wpływu podłączenia do systemu elektroenergetycznego źródeł wiatrowych oraz solarnych przy braku magazynów energii umieszczonych w POSE. Eksperyment 2 dotyczy magazynów energii współpracujących z systemem w ramach strategii Peak Shaving, w eksperymencie 3 przyjęto, że magazyny energii pracują w strategii Voltage Support, natomiast w eksperymencie 4 przyjęto, że magazyny energii pracują zgodnie ze strategią Power Smoothing. Szczegółowe wyniki dla eksperymentów od 1 do 4 zamieszczono w rozdziałach od 10.1 do 10.4.

W ramach realizowanych eksperymentów wykonano wielokryterialną optymalizację rozmieszczenia magazynów energii w POSE dla różnych mocy instalacji źródeł odnawialnych włączonej do systemu z uwzględnieniem różnego stosunku mocy pomiędzy sekcjami fotowoltaiki (zwanymi dalej źródłami PV) i turbin wiatrowych (zwanymi dalej źródłami TW). Celem usystematyzowania badań przyjęto następujące udziały źródeł PV w mocy całkowitej OZE: 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%.

Uwzględniając zasady rozmieszczania źródeł OZE w analizowanym systemie (rozdział 9.3) ustalono, że całkowita moc pozorna transformatorów w stacjach, do których przyłączane będą OZE wynosi 260 MVA. Przyjęto zatem, że maksymalna moc włączonych do POSE źródeł odnawialnych wynosi 200 MW, co przy zadanej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [143] minimalnym $\cos \varphi = 0,9$ daje maksymalną moc pozorną wprowadzaną do sieci ponad 210 MVA. W ten sposób, przy pełnej przyjętej mocy niestabilne źródła wytwórcze mogą obciążać transformatory w ok. 81%.

W każdym z eksperymentów jako problem optymalizacyjny przyjęto minimalizację kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 przy zadanym ograniczeniu równościowym dla kryterium całkowitej pojemności (f_4) w postaci:

$$\begin{aligned} \min(f_1(x), f_2(x), f_3(x)) \\ \text{gdy } f_4(x) = \text{const} \end{aligned} \quad (10.1)$$

Zmieniając zadaną wartość f_4 w zakresie od 10 MWh do 200 MWh co 10 MWh, wyznaczano lokalizację magazynów energii (wygląd frontów Pareto) oraz ich pojemności energetyczne. Dla każdego eksperymentu, z uzyskanych wyników, wybrano cztery charakterystyczne rozwiązania oznaczone literami A, B, C oraz D.

Punkt A zgodnie z metodą kryterium globalnego, charakteryzuje się najmniejszą odległością od punktu idealnego wyznaczaną z zależności (7.13) z przyjętą metryką Euklidesową (parametr $p = 2$).

Punkty B-D to rozwiązania dające najlepsze wartości dla kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 , dla wszystkich rozwiązań należących do uzyskanego frontu Pareto. Rozmieszczenia magazynów energii przypadające na rozwiązania charakterystyczne (A, B, C, D) zestawiono w tabelach,

aby wskazać jaki wpływ mają poszczególne kryteria optymalizacji na najlepszy wyniki pozostałych kryteriów.

10.1 Eksperyment 1: badanie wpływu OZE na system elektroenergetyczny bez magazynów energii

W badaniach przyjęto, że całkowita moc instalacji OZE (suma mocy znamionowych włączonych TW oraz mocy szczytowych instalacji PV) jest równa kolejno: 10, 30, 50, 100, 150, 200, oraz 250 MW. Dla każdego przypadku przyjęto, że udział PV w całkowitej mocy OZE zmienia się od 0 do 100% z krokiem 25%, pozostała część mocy związana jest z sekcją TW.

W tabelach od 10.1 do 10.3 przedstawiono wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 przy różnych sumarycznych mocach źródeł solarnych oraz wiatrowych podłączonych do POSE. Dołączenie OZE zrealizowano zgodnie z procedurą opisaną w punkcie 8.4.1.

Na rysunku 10.1 przedstawiono wpływ instalacji OZE na wartość kryteriów otrzymanych w wyniku optymalizacji badanego systemu przy różnym stosunku mocy PV do TW.

Tabela 10.1 Wpływ całkowitej mocy oraz struktury OZE włączonych do POSE na wartości kryterium f_1 [opr. własne]

Udział PV	Całkowita moc instalacji OZE [MW]							
	0	10	30	50	100	150	200	250
%	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]
0		81,7	75,9	71,5	65,5	65,9	71,8	82,5
25		82,2	77	72,7	65,4	62,7	63,9	68,6
50	85,1	82,7	78,2	74,3	66,8	62,2	60,3	60,8
75		83,2	79,6	76,3	69,6	64,8	61,7	60,3
100		83,7	81,1	78,8	74	70,7	68,8	68,1

Tabela 10.2 Wpływ całkowitej mocy oraz struktury OZE włączonych do POSE na wartości kryterium f_2 [opr. własne]

Udział PV	Całkowita moc instalacji OZE [MW]							
	0	10	30	50	100	150	200	250
%	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]
0		1,6	0,7	0,3	0,1	0,1	1,3	2,9
25		1,6	0,9	0,5	0,2	0	0,1	1,1
50	2,1	1,7	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0
75		1,8	1,3	0,9	0,5	0,4	0,3	0,2
100		1,9	1,5	1,3	1	0,9	0,8	0,7

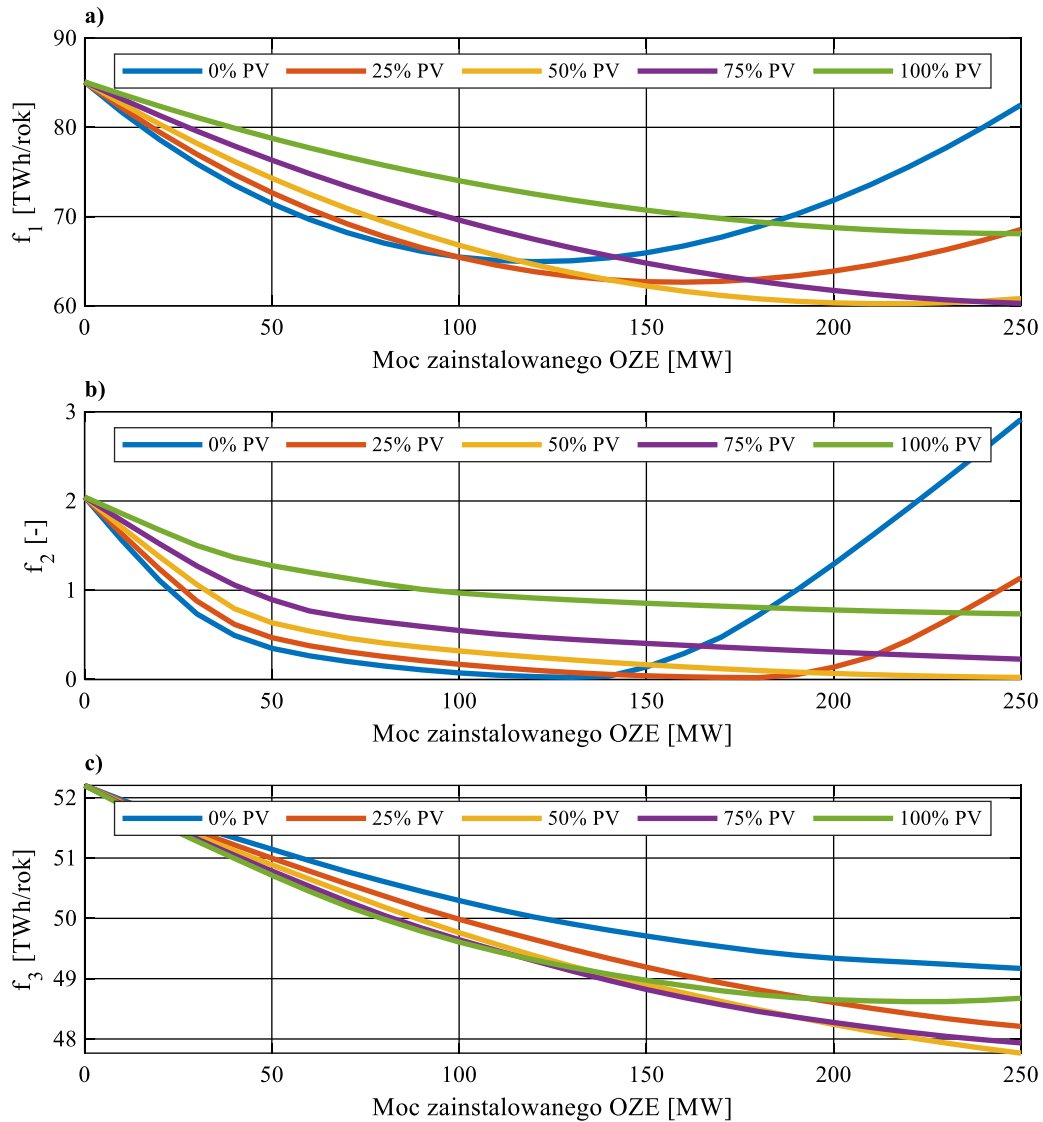
Tabela 10.3 Wpływ całkowitej mocy oraz struktury OZE włączonych do POSE na wartości kryterium f_3 [opr. własne]

Udział PV	Całkowita moc instalacji OZE [MW]							
	0	10	30	50	100	150	200	250
%	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]	[TWh/rok]
0		52	51,5	51,1	50,3	49,7	49,3	49,2
25		51,9	51,4	51	50	49,2	48,6	48,2
50	52,2	51,9	51,4	50,9	49,8	48,9	48,2	47,8
75		51,9	51,3	50,8	49,6	48,8	48,3	47,9
100		51,9	51,3	50,7	49,6	49	48,7	48,7

Analizując wyniki optymalizacji uzyskane w ramach eksperymentu 1 można zauważyć tendencję wpływu instalacji OZE na badane wskaźniki uzyskane w czasie optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w systemie POSE. W każdym przypadku włączanie OZE do systemu powoduje zmniejszenie kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 w porównaniu z przypadkiem systemu bez OZE. Tendencja ta utrzymuje się do pewnej sumarycznej mocy krytycznej. Wartość ta zależna jest w dużym stopniu od struktury OZE.

Z analizy struktury instalacji OZE wynika, że do wspomnianej krytycznej wartości mocy, dla instalacji składającej się wyłącznie lub w większości z turbin wiatrowych parametry pracy systemu ulegają znacznej poprawie. Wraz ze wzrostem udziału PV tendencja ta słabnie.

Najbardziej stabilną poprawę przyjętych kryteriów uzyskuje się w przypadku mieszanej struktury OZE. Dla przypadku 50% i 75% udziału PV krytyczna wartość mocy OZE w analizowanym przedziale nie występuje.



Rysunek 10.1 Wpływ mocy i struktury OZE na wartości kryteriów: a) f_1 , b) f_2 , c) f_3 . Poszczególnymi kolorami oznaczono procentowy udział mocy źródeł PV w instalacji OZE [opr. własne]

W przypadku kryterium f_1 krytyczna moc przyłączonych do POSE źródeł odnawialnych wynosi od ok. 100 MW (w przypadku samych źródeł wiatrowych) do ok. 160 MW (w przypadku 25% udziału źródeł solarnych). Dla kryterium f_2 krytyczna wartość mocy wynosi ok. 130 MW (dla samych źródeł wiatrowych). Wzrost udziału źródeł PV do 25% powoduje przesunięcie przegięcia charakterystyki do mocy łącznej ok. 180 MW. W pozostałych przypadkach moc krytyczna wykracza poza przedział analizy. W przypadku kryterium f_3 jedynym przypadkiem, gdy krytyczna wartość mocy znalazła się w analizowanym przedziale jest przypadek samej instalacji solarnej (100% PV). Pogorszenie parametrów nastąpiło przy mocy 200 MW.

W przypadkach, gdy wypadkowa moc systemu jest niebilansowana, tzn. większe jest zapotrzebowanie na energię niż produkcja ze źródeł znajdujących się w POSE (głównie EC Karolin), przyłączanie kolejnych źródeł odnawialnych powoduje rozproszenie generacji, a tym samym zmniejszenie strat przesyłowych w liniach analizowanego systemu dystrybucyjnego.

Powyżej krytycznej wartości mocy OZE, pojawia się w pewnych przedziałach godzinowych duża nadprodukcja energii. Jej nadmiar musi zostać, przez węzeł bilansujący, odprowadzony do systemu przesyłowego. Zwiększają się więc straty przesyłowe (kryterium f_1), a napięcie w poszczególnych węzłach systemu zaczyna się podnosić. Dalsze przyłączanie OZE może prowadzić do występowania napięć przekraczających możliwości regulacyjne transformatorów w stacjach SN. Stąd pomiędzy wartością krytyczną mocy OZE dla kryterium f_1 i f_2 występuje przesunięcie zawierające się w przedziale od ok. 20 MW do ok. 30 MW.

Ustalono dodatkowo, że zmienność produkcji energii OZE powoduje zwiększenie wahań całkowitej mocy systemowej. W efekcie pojawiają się wahania częstotliwości, które wymagają większych zapasów rezerwy wtórnej (kryterium f_3). Porównując różne struktury OZE, można stwierdzić, że instalacja solarna w dużo większym stopniu ma wpływ na wahania mocy systemowej niż instalacje wiatrowe.

10.2 Eksperyment 2: Optymalizacja parametrów i struktury magazynów energii pracujących w strategii Peak Shaving

W ramach eksperymentu 2 magazyny energii pracowały w strategii Peak Shaving (rozdział 5.2). Wykonano szereg optymalizacji wielokryterialnych z przyjętymi kryteriami f_1 , f_2 oraz f_3 , przy założeniu że sumaryczna pojemność wszystkich magazynów (f_4) włączonych w strukturę POSE jest ograniczeniem równościowym. Jego wartość zmieniano w zakresie od 10 MWh do 200 MWh co 10 MWh. Każdy wariant obliczeń wykonano dla POSE bez włączonych OZE oraz z włączonymi źródłami odnawialnymi o mocy od 25 do 200 MW. W badaniach przyjęto, że udział PV w OZE zmieniał się w zakresie od 0% do 100% co 25%. Ze względu na obszerność badań wyniki zostaną podane tylko dla przypadków skrajnych: 100% udziału TW, 100% udziału PV oraz przypadku hybrydowego z równym podziałem mocy – 50% PV i 50% TW.

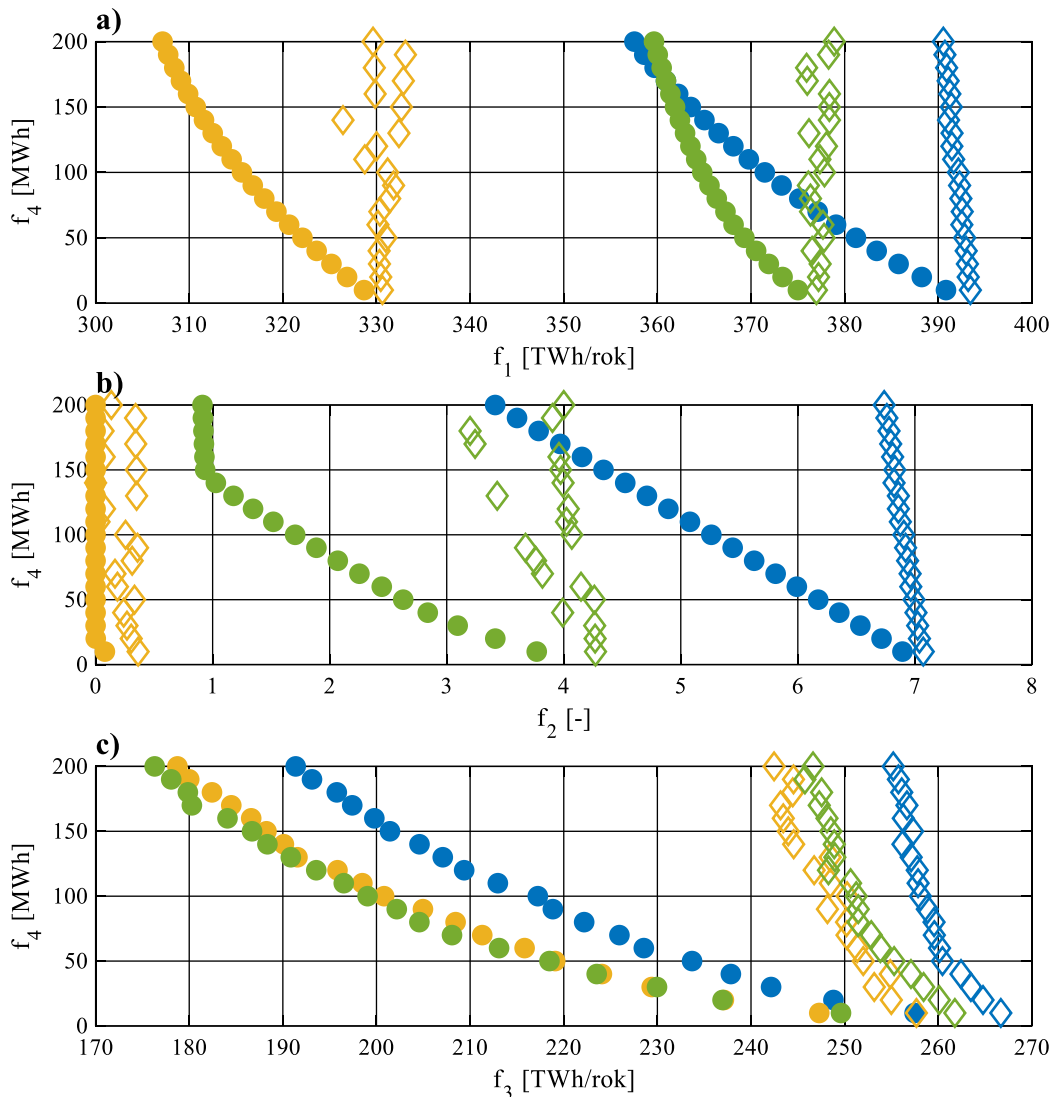
10.2.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji

W celu sprawdzenia zakresu zmienności poszczególnych kryteriów optymalizacyjnych f_1 , f_2 oraz f_3 w funkcji pojemności magazynu, w przypadku przyłączenia do POSE źródeł odnawialnych o łącznej wartości 200 MW, z otrzymanych rozwiązań niezdominowanych wyznaczano rozwiązanie zapewniające najlepszą i najgorszą wartość każdego z kryteriów optymalizacji. Na rysunku 10.2 przedstawiono przebiegi całkowitej zmienności wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 przy różnych pojemnościach instalacji magazynującej (kryterium f_4). Kolory przebiegu oznaczają warianty podziału mocy pomiędzy źródła wiatrowe PV i TW.

Wraz ze wzrostem całkowitej pojemności magazynów można zauważyć powiększanie się różnicy pomiędzy najgorszym a najlepszym (z punktu widzenia danego kryterium) rozwiązaniem.

W przypadku kryterium f_1 , dla braku źródła PV, najgorsze rozwiązania mogą powodować pogorszenie tego kryterium względem sytuacji, gdy w systemie nie pracują

magazyny. Tendencja ta nie została odnotowana w przypadku dołączonych do POSE samych źródeł wiatrowych.



Rysunek 10.2 Przedziały zmienności kryteriów optymalizacji przy różnym podziale zainstalowanej mocy OZE (200 MW) pomiędzy sekcję wiatrową i solarną: a) kryterium f_1 ; b) kryterium f_2 oraz c) kryterium f_3 (kolorem niebieskim oznaczono 100% udziału źródeł wiatrowych, zielonym 100% udziału źródeł PV a żółtym równy podział mocy - 50% na 50%. Kropka oznacza najmniejszą a romb największą wartość kryterium przy zadanej pojemności) [opr. własne]

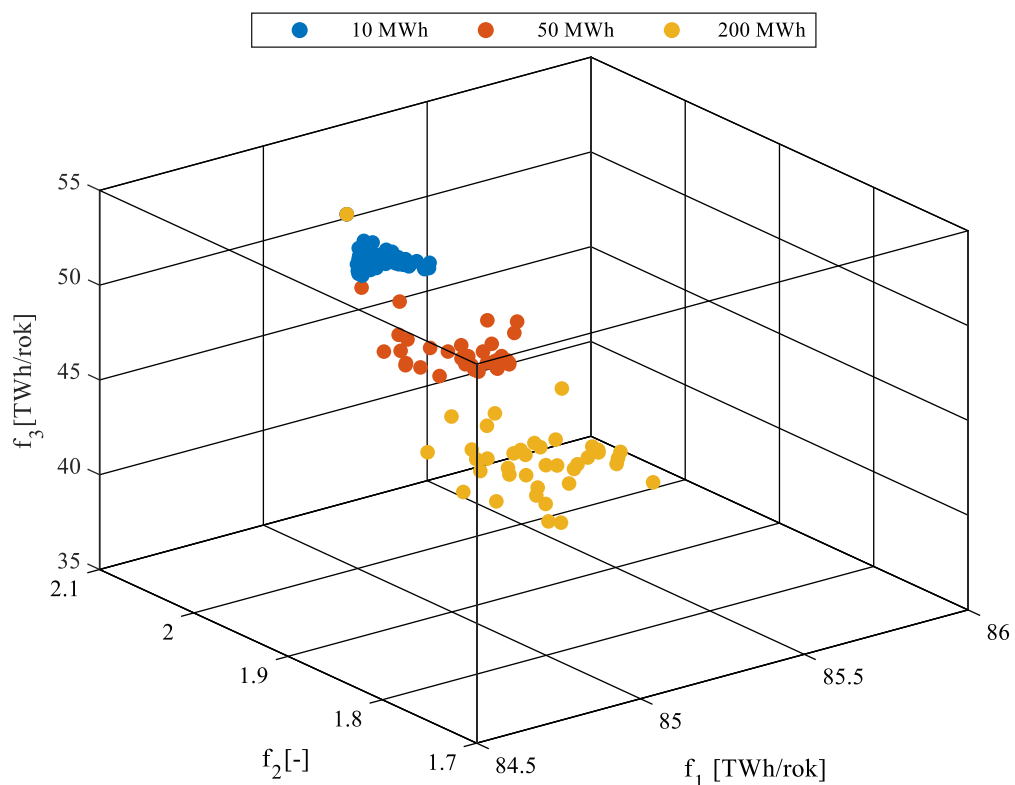
Pogorszenie kryterium f_2 , w przypadku rozwiązań najgorszych, względem przypadku bez magazynów możliwe jest jedynie w sytuacji występowania źródeł PV w zainstalowanych OZE.

Analiza zmienności kryterium f_3 wykazała, że najlepsze wartości nie są mocno uzależnione od struktury OZE. Podobnie jednak jak w przypadku pozostałych kryteriów, zwiększony udział źródeł wiatrowych może prowadzić do uzyskania gorszej wartości kryterium f_3 niż w przypadku systemu bez magazynów.

Najlepsze wartości kryteriów f_1 oraz f_2 uzyskano, bez względu na występowanie magazynów energii, dla systemu z równym podziałem mocy OZE pomiędzy źródła wiatrowe i PV.

10.2.2 Optymalizacja rozmieszczenia i wielkości magazynów energii w POSE (brak włączonych OZE)

Na rysunku 10.3 przedstawiono zbiór rozwiązań niezdominowanych optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii dla POSE przy braku podłączonych dodatkowych źródeł odnawialnych. Kolory na wykresie odwzorowują różne wartości ograniczenia równościowego f_4 (całkowitej pojemności instalacji magazynującej). Ze względu na obszerność wszystkich uzyskanych wyników w dalszej części rozdziału przedstawiono wybrane wyniki dla sumarycznej pojemności magazynów 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh.



Rysunek 10.3 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji rozmieszczenia i pojemności instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności 10, 100 oraz 200 MWh (system POSE bez włączonych OZE) [opr. własne]

W tabelach 10.4, 10.6 i 10.8 zamieszczono zestawienie rozmieszczenia i pojemności magazynów (dla rozwiązań A-D) oraz średnioroczną moc obciążenia (\bar{P}) dla poszczególnych węzłów systemu POSE dla przypadku instalacji magazynującej o pojemności całkowitej odpowiednio: 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.5, 10.7 i 10.9 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Wartości wyznaczone w procentach określają wzrost lub obniżenie wartości kryterium w odniesieniu do wartości uzyskanych dla POSE bez magazynu energii. Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.4 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 10 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	1,2	0,0	0,0	0,0	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,4	0,0	0,5	24,0
3	0,7	0,0	0,0	0,7	15,0	21	0,0	0,2	0,0	0,4	12,5
4	0,8	0,0	0,0	0,7	15,0	22	0,1	0,0	0,2	0,0	9,6
5	0,4	0,0	0,4	0,0	15,0	23	0,0	0,6	0,0	0,3	9,6
6	0,0	0,1	0,0	0,1	6,0	24	1,2	0,3	8,1	0,4	24,0
7	0,8	0,3	0,0	0,4	15,0	25	0,1	0,0	0,0	0,0	9,6
8	0,0	0,1	0,0	0,0	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
9	0,0	0,0	0,0	1,3	15,0	27	0,0	0,0	0,0	0,4	9,6
10	0,0	0,2	0,0	0,2	12,5	28	0,9	0,6	0,0	0,6	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,1	9,6	29	0,3	0,7	0,0	1,2	15,0
12	0,0	0,4	0,5	0,4	9,6	30	0,0	0,0	0,3	0,0	9,6
13	0,1	0,0	0,0	0,2	4,8	31	0,3	0,0	0,4	0,1	9,6
14	0,4	0,0	0,0	0,2	15,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
15	0,6	0,1	0,0	0,3	9,0	33	0,0	0,5	0,0	0,5	24,0
16	0,1	0,5	0,0	0,2	9,6	34	0,0	0,0	0,0	0,2	4,8
17	0,4	2,6	0,0	0,1	9,6	35	0,0	0,4	0,0	0,0	4,8
18	0,0	1,9	0,0	0,5	15,0	36	1,2	0,0	0,0	0,0	9,6

Tabela 10.5 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 10 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.12 (+0.03%)	85.11 (+0.02%)	85.16 (+0.07%)	85.12 (+0.03%)	85,1
f_2 [-]	2.03 (-0.62%)	2.04 (-0.39%)	1.98 (-3.23%)	2.04 (-0.36%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	49.69 (-4.82%)	49.96 (-4.30%)	50.86 (-2.58%)	49.02 (-6.11%)	52,2

Tabela 10.6 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 100 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	12,3	0,0	0,0	16,8	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,3	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,0	0,0	3,6	24,0
3	7,2	0,0	0,0	8,2	15,0	21	0,4	0,2	0,2	0,2	12,5
4	8,3	0,0	0,0	6,6	15,0	22	1,0	2,4	2,4	0,2	9,6
5	4,2	4,2	4,2	1,7	15,0	23	0,1	0,0	0,0	0,0	9,6
6	0,0	0,0	0,0	0,7	6,0	24	11,9	81,2	81,2	3,3	24,0
7	8,1	0,0	0,0	1,0	15,0	25	1,3	0,1	0,1	0,1	9,6
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,1	15,0
9	0,0	0,0	0,0	10,0	15,0	27	0,2	0,0	0,0	2,8	9,6
10	0,3	0,0	0,0	1,4	12,5	28	8,8	0,0	0,0	3,8	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	29	2,8	0,0	0,0	4,1	15,0
12	0,0	5,4	5,4	6,2	9,6	30	0,0	2,7	2,7	6,4	9,6
13	1,1	0,0	0,0	1,9	4,8	31	3,3	3,8	3,8	3,4	9,6
14	0,0	0,0	0,0	0,5	15,0	32	0,0	0,0	0,0	0,5	15,0
15	6,1	0,0	0,0	1,7	9,0	33	0,0	0,0	0,0	4,2	24,0
16	0,9	0,0	0,0	2,7	9,6	34	0,0	0,0	0,0	1,5	4,8
17	4,2	0,0	0,0	0,4	9,6	35	5,2	0,0	0,0	0,0	4,8
18	0,0	0,0	0,0	3,8	15,0	36	11,8	0,0	0,0	2,2	9,6

Tabela 10.7 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 100 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.47 (+0.43%)	84.80 (-0.35%)	84.80 (-0.35%)	85.44 (+0.40%)	85,1
f_2 [-]	1.95 (-4.43%)	1.81 (-11.65%)	1.81 (-11.65%)	2.01 (-1.84%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	42.29 (-18.99%)	49.97 (-4.28%)	49.97 (-4.28%)	39.70 (-23.96%)	52,2

Tabela 10.8 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 200 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	38,4	0,0	0,0	33,6	24,0	19	8,5	0,0	0,0	0,5	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,0	0,0	7,1	24,0
3	6,8	0,0	0,0	16,4	15,0	21	0,0	0,0	0,5	0,3	12,5
4	5,6	0,0	0,0	13,3	15,0	22	0,0	0,0	4,8	0,3	9,6
5	0,0	30,0	8,4	3,3	15,0	23	8,5	0,0	0,0	0,0	9,6
6	0,3	0,0	0,0	1,3	6,0	24	31,9	127,2	162,3	6,7	24,0
7	0,8	0,0	0,0	2,1	15,0	25	0,0	0,0	0,2	0,2	9,6
8	0,7	0,0	0,0	0,1	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,2	15,0
9	0,0	0,0	0,0	20,1	15,0	27	0,0	0,0	0,0	5,5	9,6
10	0,0	0,0	0,0	2,8	12,5	28	0,0	0,0	0,0	7,5	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	29	0,0	0,0	0,0	8,2	15,0
12	0,0	22,6	10,8	12,4	9,6	30	0,0	9,9	5,5	12,8	9,6
13	0,0	0,0	0,0	3,8	4,8	31	0,0	10,3	7,5	6,7	9,6
14	0,1	0,0	0,0	0,9	15,0	32	0,1	0,0	0,0	1,0	15,0
15	0,0	0,0	0,0	3,3	9,0	33	0,0	0,0	0,0	8,4	24,0
16	0,0	0,0	0,0	5,4	9,6	34	0,0	0,0	0,0	3,0	4,8
17	0,2	0,0	0,0	0,8	9,6	35	0,5	0,0	0,0	0,0	4,8
18	0,0	0,0	0,0	7,6	15,0	36	97,3	0,0	0,0	4,4	9,6

Tabela 10.9 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 200 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.29 (+0.23%)	84.67 (-0.51%)	84.72 (-0.44%)	85.55 (+0.53%)	85,1
f_2 [-]	1.88 (-7.89%)	1.78 (-12.75%)	1.77 (-13.60%)	1.98 (-3.41%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	45.81 (-12.25%)	49.53 (-5.13%)	49.16 (-5.82%)	35.41 (-32.17%)	52,2

Analiza wyników eksperymentu 2 (POSE bez OZE)

Na rysunkach 10.4 – 10.6 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji) dla każdego z trzech rozwiązań B-D oraz całkowitej pojemności instalacji magazynującej równa odpowiednio: 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh.

Analizując zestawione w tabeli 10.5 wyniki można zauważyć, że instalacja magazynująca o pojemności 10 MWh w przypadku systemu bez OZE powoduje minimalny wzrost przesyłowych strat mocy (kryterium f_1) w sieci POSE (wzrost o 10 MWh/rok). Kryterium f_2 zmalało w najlepszym przypadku (rozwiązanie C) o ok. 3%, a kryterium f_3 o ok. 6%.

Najlepsze rozwiązania dla sumarycznych strat mocy f_1 (rozwiązanie B) można uzyskać, poprzez podłączenie największego magazynu do węzła nr 17 (GPZ Nagradowice). Pozostałe magazyny zostały rozmieszczone we węzłach znajdujących się na zewnętrznym pierścieniu systemu POSE, takich jak: nr 28 (GPZ Swarzędz), nr 18 (GPZ Poznań Południe), nr 24 (GPZ Tarnowo Podgórne), nr 29 (GPZ Starołęka). Tylko 5 węzłów ma wyznaczone magazyny o pojemności większej niż 5% udziału w sumarycznej pojemności instalacji magazynującej.

W rozwiązaniu C, zapewniającym najmniejsze wartości przekroczeń poziomów napięć (f_2), największy magazyn o pojemności 8,1 MWh algorytm optymalizacji umieścił w węźle nr 24 (GPZ Tarnowo Podgórne). Magazyny o mniejszych pojemnościach (nieprzekraczających jednostkowo 0,5 MWh) umieszczone są węzłach: nr 5 (Cytadela), nr 12 (GPZ Bolechowo), nr 22 (GPZ Luboń), nr 30 (GPZ Górczyn) oraz nr 31 (GPZ Mosina).

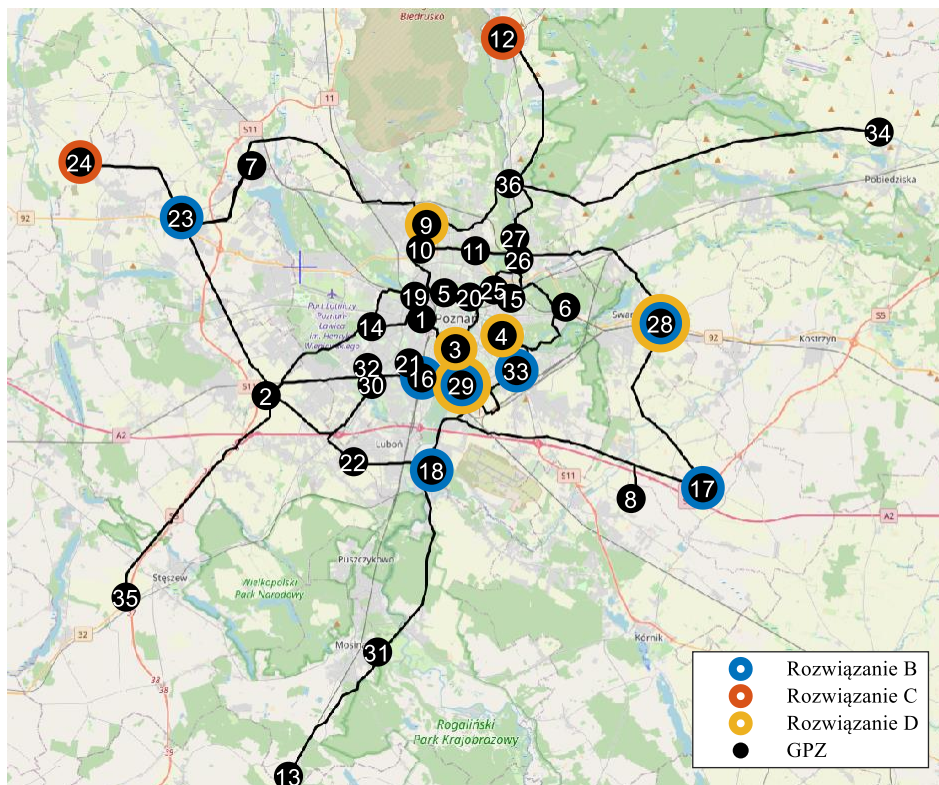
W przypadku kryterium f_3 , najlepszą wartość uzyskano w wyniku względnie równego rozmieszczenia dostępnej pojemności instalacji magazynującej energię pomiędzy węzły POSE. Największe wartości pojemności zamontowano w przypadku węzła nr 9 (GPZ Piątkowo) oraz nr 29 (GPZ Starołęka).

W przypadku, gdy łączna pojemność instalacji magazynującej energię wynosiła 100 MWh rozwiązanie B (najmniejsze uzyskane straty mocy) pozwala ograniczyć straty energii o ok. 0,30 TWh/rok. Kryterium f_2 ograniczono, w przypadku rozwiązania C, o ok. 12% a kryterium f_3 o ok. 24% w stosunku do przypadku bez magazynów.

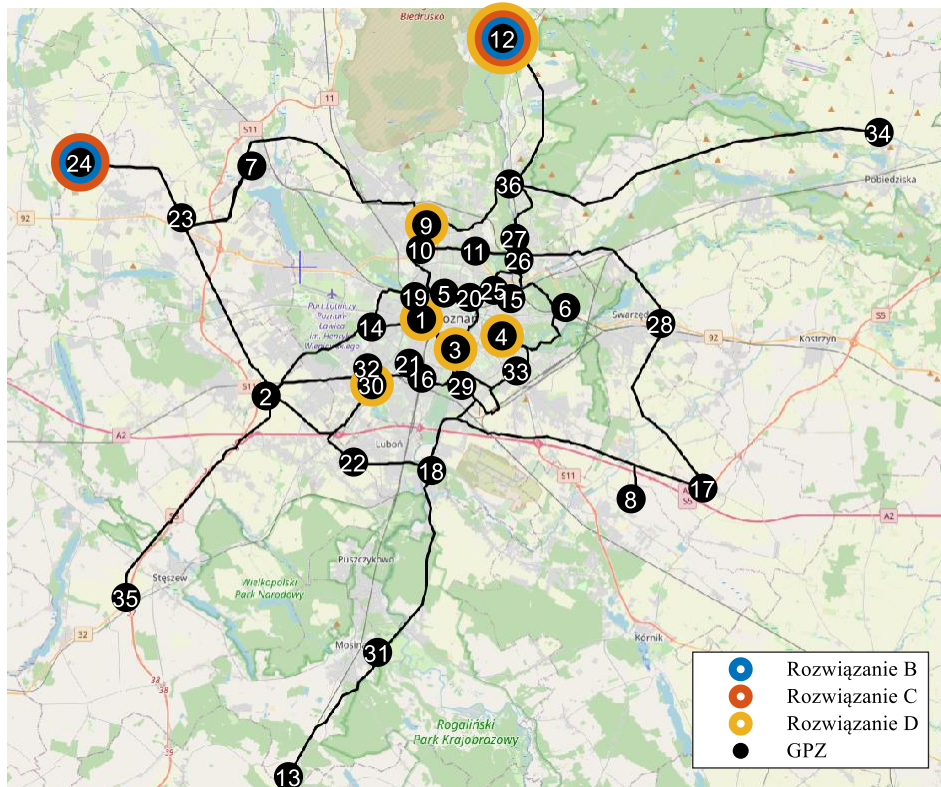
Rozwiązanie B zapewniające w analizowanym przypadku najlepszą wartość dla kryterium f_1 , jest także rozwiązaniem z najmniejszą wartością kryterium f_2 (rozwiązania B i C są identyczne). Magazyn o największej pojemności rozmieszczono w węźle nr 24 (GPZ Tarnowo Podgórne), natomiast pozostałe magazyny rozmieszczono w węzłach nr: 12, 5, 31, 30, 22.

Rozwiązanie D charakteryzuje się dużym rozproszeniem magazynów pomiędzy wszystkie węzły, przy czym cztery magazyny o największych pojemnościach rozmieszczono w węzłach charakteryzujących się dużą wartością mocy średniej \bar{P} .

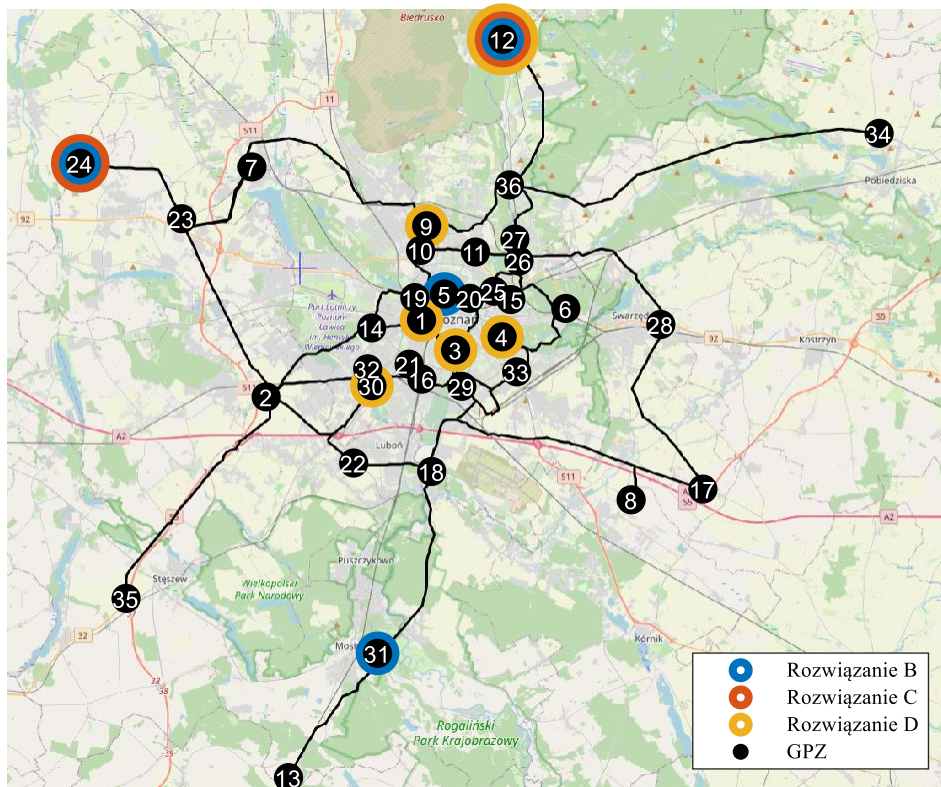
Przyłączenie do POSE magazynów o łącznej pojemności 200 MWh prowadzi do dalszej poprawy kryteriów w porównaniu z poprzednimi przypadkami (10 MWh i 100 MWh). Dla rozwiązania B (najmniejsza wartość kryterium f_1) największy magazyn rozmieszczono ponownie w węźle nr 24. Jego pojemność wynosi ponad 60% łącznej pojemności proponowanych magazynów. Kolejne co do pojemności magazyny umieszczono w węzłach nr: 5, 12, 31 oraz 30.



Rysunek 10.4 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 10 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]



Rysunek 10.5 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań A-D dla całkowitej pojemności magazynów 100 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]



Rysunek 10.6 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań A-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh - przypadek bez OZE [opr. własne]

Należy zwrócić uwagę, że tylko jeden magazyn został umieszczony w centralnej części miasta, gdzie linie łączące poszczególne węzły są krótkie i zastosowana jest pierścieniowa struktura połączeń. Pozostałe lokalizacje znajdują się na obrzeżach miasta lub na jego zewnętrznym pierścieniu (np. GPZ Mosina).

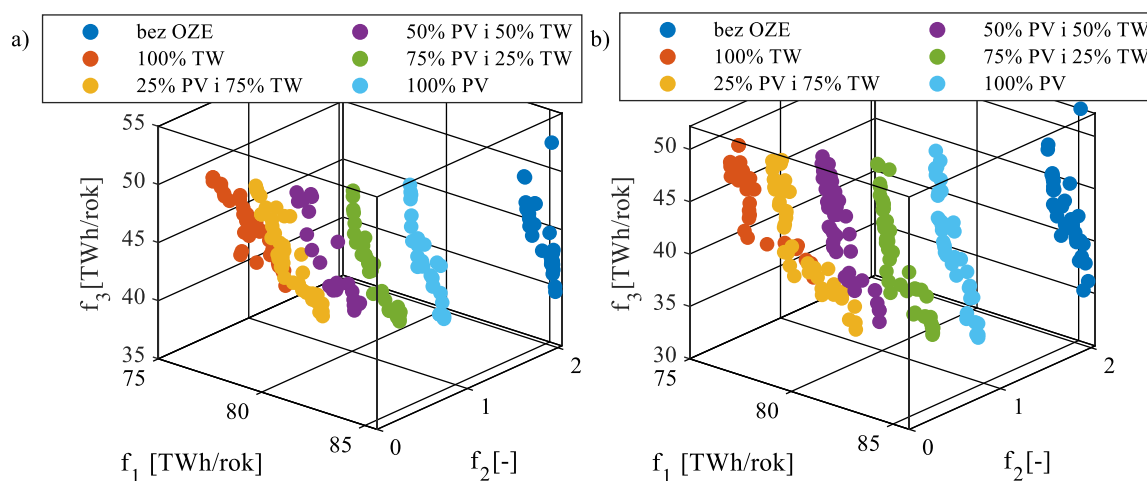
Jeszcze większą część całkowitej pojemności instalacji magazynującej rozlokowano w węźle nr 24 dla rozwiązania C – 162 MWh. Magazyny ponad 10 MWh pojemności (udział w całkowitej pojemności większy niż 5%) rozmieszczono w węźle nr 12, natomiast w węzłach nr: 5, 31, 30, 22 magazyny o mniejszych pojemnościach.

10.2.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW

Na rysunku 10.7 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych w przypadku POSE z dołączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW. Różnymi kolorami oznaczono wyniki optymalizacji dla systemu o udziałach instalacji PV kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki wyznaczone dla systemu bez źródeł odnawialnych. Na rysunku 10.7a całkowita pojemność instalacji wynosi 100 MWh, a na rysunku 10.7b całkowita pojemność instalacji wynosi 200 MWh.

System ze źródłami OZE oraz włączonymi magazynami charakteryzuje się lepszymi parametrami niż system zawierający tylko źródła konwencjonalne i magazyny energii. Można więc stwierdzić, że stosowanie źródeł niestabilnych wraz z odpowiednio rozmieszczonymi magazynami energii pracującymi w strategii Peak Shaving pozwala w efektywniejszy sposób wykorzystać rozproszoną energię produkowaną w OZE.

Analizując wpływ podziału mocy OZE pomiędzy źródła typu wiatrowego i PV, można zauważyć, że zwiększany udział PV powoduje pogorszenie parametrów systemu pod kątem analizowanych kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 . W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę systemu POSE przy mocy OZE 25 MW i udziale źródeł PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%. W każdym przypadku jako ograniczenie równościowe w zadaniu optymalizacji przyjęto całkowitą pojemność instalacji równą 100 MWh (nazywaną dalej wariantem I) oraz 200 MWh (nazywaną dalej wariantem II).



Rysunek 10.7 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności: a) 100 MWh b) 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Włączone OZE o strukturze 0%PV i 100% TW

W tabelach 10.10 i 10.12 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.11 oraz 10.13 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.10 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	14,3	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,1	0,0	0,0	4,0	24,0	0,0	0,0
3	9,0	0,0	0,0	3,4	15,0	0,0	0,0	21	0,9	0,0	0,0	0,1	12,5	0,0	0,0
4	12,3	0,0	0,0	2,8	15,0	0,0	0,0	22	1,3	0,0	0,3	2,5	9,6	0,0	0,0
5	5,7	0,0	0,0	2,4	15,0	0,0	0,0	23	0,1	0,4	3,1	0,3	9,6	0,0	4,5
6	0,1	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	16,8	99,6	96,3	4,3	24,0	0,0	11,2
7	10,5	0,0	0,0	0,8	15,0	0,0	0,0	25	8,4	0,0	0,0	1,9	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,1	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	2,4	15,0	0,0	0,0	27	0,6	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	7,6	12,5	0,0	0,0	28	0,1	0,0	0,1	5,3	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	3,7	0,0	0,1	7,8	15,0	0,0	0,0
12	2,5	0,0	0,0	2,0	9,6	0,0	0,0	30	0,7	0,0	0,0	0,5	9,6	0,0	0,0
13	1,1	0,0	0,0	1,3	4,8	0,0	0,0	31	9,3	0,0	0,0	3,0	9,6	0,0	0,0
14	7,9	0,0	0,0	0,9	15,0	0,0	0,0	32	2,3	0,0	0,0	0,5	15,0	0,0	0,0
15	2,8	0,0	0,0	0,9	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	4,3	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	2,2
17	2,8	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,6	0,0	0,0	2,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	23,2	15,0	0,0	7,0	36	0,0	0,0	0,0	1,6	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.11 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	77.11 (-0.15%)	76.15 (-1.39%)	76.20 (-1.33%)	77.40 (+0.22%)	77,2
f_2 [-]	0.74 (-17.93%)	0.34 (-62.51%)	0.33 (-63.25%)	0.86 (-5.31%)	0,9
f_3 [TWh/rok]	43.80 (-15.16%)	50.07 (-3.02%)	50.09 (-2.98%)	39.65 (-23.20%)	51,6

Tabela 10.12 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	34,8	0,0	0,0	28,6	24,0	0,0	0,0	19	0,1	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	8,7	0,0	0,0	8,0	24,0	0,0	0,0
3	27,4	0,0	0,0	6,7	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,1	12,5	0,0	0,0
4	25,3	0,0	0,0	5,6	15,0	0,0	0,0	22	2,9	0,0	0,1	4,9	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	4,7	15,0	0,0	0,0	23	12,4	73,2	25,9	0,6	9,6	0,0	4,5
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	50,8	111,7	120,5	8,6	24,0	0,0	11,2
7	7,3	0,0	53,4	1,5	15,0	0,0	0,0	25	2,9	0,0	0,0	3,9	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,1	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	4,9	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	1,3	0,0	0,0	15,1	12,5	0,0	0,0	28	7,9	0,0	0,0	10,5	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	11,4	0,3	0,0	15,6	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	3,9	9,6	0,0	0,0	30	0,0	2,3	0,0	0,9	9,6	0,0	0,0
13	0,8	0,0	0,0	2,7	4,8	0,0	0,0	31	0,0	0,0	0,0	6,1	9,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	1,8	15,0	0,0	0,0	32	2,6	0,0	0,0	1,0	15,0	0,0	0,0

Tabela 10.12 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
15	1,1	0,0	0,0	1,7	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	8,6	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	2,2
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	1,9	5,4	0,1	4,1	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	46,5	15,0	0,0	7,0	36	0,0	7,1	0,0	3,3	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.13 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	76.64 (-0.76%)	76.08 (-1.48%)	76.09 (-1.47%)	77.46 (+0.31%)	77,2
f_2 [-]	0.48 (-46.55%)	0.21 (-77.06%)	0.20 (-77.70%)	0.81 (-10.43%)	0,9
f_3 [TWh/rok]	40.07 (-22.37%)	48.23 (-6.57%)	48.68 (-5.70%)	36.14 (-29.99%)	51,6

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabelach 10.14 i 10.16 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.15 oraz 10.17 dla tych samych rozwiązań (A-D), przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.14 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 25 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	2,7	0,1	0,1	2,4	24,0	0,0	0,0	19	1,4	0,7	0,7	1,2	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	4,7	0,0	0,0	4,3	24,0	0,0	0,0
3	1,4	0,0	0,0	1,2	15,0	0,0	0,0	21	1,5	0,1	0,1	1,4	12,5	0,0	0,0
4	0,4	0,0	0,0	1,9	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	3,1	9,6	0,0	0,0
5	5,1	0,0	0,0	4,6	15,0	0,0	0,0	23	1,8	20,5	20,5	1,7	9,6	0,0	2,2
6	0,8	0,0	0,0	0,8	6,0	0,0	0,0	24	8,0	75,8	75,8	7,3	24,0	3,8	5,6
7	2,8	1,6	1,6	2,6	15,0	2,4	0,0	25	4,7	0,0	0,0	4,3	9,6	0,0	0,0
8	0,6	0,0	0,0	2,7	4,8	0,8	0,0	26	4,0	0,0	0,0	3,6	15,0	0,0	0,0
9	1,8	0,0	0,0	1,6	15,0	0,0	0,0	27	0,7	0,5	0,5	0,9	9,6	0,0	0,0
10	3,1	0,0	0,0	2,8	12,5	0,0	0,0	28	0,8	0,0	0,0	2,3	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	1,0	9,6	0,0	0,0	29	1,9	0,0	0,0	1,7	15,0	0,0	0,0
12	6,1	0,0	0,0	5,5	9,6	0,0	0,0	30	5,9	0,0	0,0	5,3	9,6	0,0	0,0
13	1,5	0,0	0,0	1,4	4,8	0,8	0,0	31	3,8	0,1	0,1	3,5	9,6	1,5	0,0
14	8,3	0,0	0,0	7,5	15,0	0,0	0,0	32	2,2	0,3	0,3	2,0	15,0	0,0	0,0
15	1,6	0,0	0,0	1,4	9,0	0,0	0,0	33	5,0	0,1	0,1	4,6	24,0	0,0	0,0
16	5,5	0,0	0,0	4,9	9,6	0,0	0,0	34	0,1	0,0	0,0	0,1	4,8	0,8	1,1
17	3,8	0,0	0,0	3,4	9,6	0,0	0,0	35	4,7	0,2	0,2	4,3	4,8	0,0	0,0
18	0,7	0,0	0,0	0,6	15,0	2,4	3,5	36	2,2	0,0	0,0	2,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.15 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	79.50 (+0.30%)	78.62 (-0.82%)	78.62 (-0.82%)	79.51 (+0.31%)	79,3
f_2 [-]	1.13 (-7.02%)	0.70 (-42.17%)	0.70 (-42.17%)	1.14 (-6.48%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	38.69 (-24.88%)	48.92 (-5.01%)	48.92 (-5.01%)	37.75 (-26.70%)	51,5

Tabela 10.16 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 25 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	5,2	0,0	0,2	4,8	24,0	0,0	0,0	19	13,4	0,0	1,3	2,5	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	5,3	0,0	0,0	8,5	24,0	0,0	0,0
3	8,7	13,8	0,0	2,5	15,0	0,0	0,0	21	2,9	0,0	0,2	2,7	12,5	0,0	0,0
4	4,1	0,6	0,0	3,8	15,0	0,0	0,0	22	6,6	0,0	0,0	6,1	9,6	0,0	0,0
5	1,2	17,5	0,0	9,2	15,0	0,0	0,0	23	3,6	0,0	41,0	3,3	9,6	0,0	2,2
6	1,3	0,0	0,0	1,5	6,0	0,0	0,0	24	15,4	118,0	151,7	14,5	24,0	3,8	5,6
7	5,5	0,0	3,1	5,1	15,0	2,4	0,0	25	9,2	0,0	0,0	8,6	9,6	0,0	0,0
8	5,8	0,0	0,0	5,4	4,8	0,8	0,0	26	7,7	0,0	0,0	7,2	15,0	0,0	0,0
9	3,5	0,1	0,0	3,3	15,0	0,0	0,0	27	2,0	0,0	1,0	1,9	9,6	0,0	0,0
10	6,0	0,0	0,0	5,6	12,5	0,0	0,0	28	8,3	0,0	0,0	4,6	24,0	0,0	0,0
11	3,7	0,1	0,0	2,1	9,6	0,0	0,0	29	2,7	0,0	0,0	3,5	15,0	0,0	0,0
12	11,9	26,6	0,0	11,0	9,6	0,0	0,0	30	2,5	0,0	0,0	10,7	9,6	0,0	0,0
13	2,9	0,0	0,0	2,7	4,8	0,8	0,0	31	4,1	12,5	0,2	6,9	9,6	1,5	0,0
14	1,1	0,0	0,0	15,1	15,0	0,0	0,0	32	4,2	1,0	0,5	3,9	15,0	0,0	0,0
15	2,4	0,4	0,0	2,9	9,0	0,0	0,0	33	9,8	0,0	0,3	9,1	24,0	0,0	0,0
16	10,6	0,0	0,0	9,9	9,6	0,0	0,0	34	7,8	0,1	0,0	0,2	4,8	0,8	1,1
17	7,2	0,3	0,0	6,8	9,6	0,0	0,0	35	9,1	8,6	0,3	8,5	4,8	0,0	0,0
18	1,3	0,3	0,0	1,3	15,0	2,4	3,5	36	2,5	0,0	0,0	4,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.17 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	79.60 (+0.42%)	78.50 (-0.96%)	78.57 (-0.88%)	79.57 (+0.38%)	79,3
f_2 [-]	1.06 (-12.85%)	0.75 (-38.71%)	0.66 (-46.06%)	1.07 (-12.22%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	33.35 (-35.24%)	47.87 (-7.05%)	48.30 (-6.22%)	32.21 (-37.46%)	51,5

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabelach 10.18 i 10.20 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i doboru pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.19 oraz 10.21 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.18 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	2,6	0,0	1,6	4,4	24,0	0,0	0,0	19	4,4	0,1	1,5	3,3	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	3,5	24,0	0,0	0,0
3	0,8	0,0	0,0	3,0	15,0	0,0	0,0	21	2,1	0,0	0,0	3,9	12,5	0,0	0,0
4	2,0	0,0	0,0	7,3	15,0	0,0	0,0	22	1,0	0,0	0,0	1,0	9,6	0,0	0,0
5	7,2	0,0	0,0	4,0	15,0	0,0	0,0	23	3,1	0,0	0,0	1,0	9,6	0,0	0,0
6	0,2	0,0	4,8	3,0	6,0	0,0	0,0	24	38,4	61,7	78,6	2,8	24,0	7,7	0,0
7	6,6	38,2	0,0	4,4	15,0	4,8	0,0	25	0,8	0,0	0,2	1,5	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,5	4,8	1,5	0,0	26	0,0	0,0	0,0	3,4	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	2,4	15,0	0,0	0,0	27	0,6	0,0	3,2	1,6	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	1,7	12,5	0,0	0,0	28	7,1	0,0	0,0	4,1	24,0	0,0	0,0
11	1,4	0,0	0,0	2,5	9,6	0,0	0,0	29	8,5	0,0	0,0	3,5	15,0	0,0	0,0
12	0,8	0,0	1,7	1,3	9,6	0,0	0,0	30	2,4	0,0	0,0	1,8	9,6	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	1,2	4,8	1,5	0,0	31	0,0	0,0	5,2	3,2	9,6	3,1	0,0
14	0,0	0,0	0,0	2,1	15,0	0,0	0,0	32	1,2	0,1	0,0	3,4	15,0	0,0	0,0

Tabela 10.18 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
15	0,2	0,0	0,0	4,1	9,0	0,0	0,0	33	0,2	0,0	0,0	2,4	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	1,6	9,6	0,0	0,0	34	4,5	0,0	0,8	2,9	4,8	1,5	0,0
17	1,1	0,0	1,8	2,1	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,5	3,4	4,8	0,0	0,0
18	2,5	0,0	0,0	2,9	15,0	4,8	0,0	36	0,0	0,0	0,0	4,8	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.19 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	81.76 (+0.03%)	81.34 (-0.48%)	81.41 (-0.40%)	82.07 (+0.41%)	81,7
f_2 [-]	1.37 (-13.51%)	1.33 (-15.89%)	1.33 (-16.36%)	1.54 (-2.71%)	1,6
f_3 [TWh/rok]	42.45 (-17.44%)	48.92 (-4.87%)	48.36 (-5.95%)	37.07 (-27.92%)	51,4

Tabela 10.20 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,4	0,0	3,2	9,5	24,0	0,0	0,0	19	1,2	0,1	3,1	2,9	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	15,7	0,0	0,0	7,7	24,0	0,0	0,0
3	5,5	0,0	0,0	7,7	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	1,6	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	10,5	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	2,1	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	8,6	15,0	0,0	0,0	23	0,0	0,0	0,0	4,8	9,6	0,0	0,0
6	0,0	0,0	9,6	7,8	6,0	0,0	0,0	24	31,1	123,4	157,2	6,1	24,0	7,7	0,0
7	0,0	76,3	0,0	9,5	15,0	4,8	0,0	25	0,0	0,0	0,4	3,2	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	1,0	4,8	1,5	0,0	26	0,0	0,0	0,0	8,6	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	5,3	15,0	0,0	0,0	27	5,4	0,0	6,4	3,4	9,6	0,0	0,0
10	22,4	0,0	0,0	3,7	12,5	0,0	0,0	28	19,7	0,0	0,0	8,9	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	5,4	9,6	0,0	0,0	29	11,5	0,0	0,0	7,7	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	3,4	2,8	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	4,0	9,6	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	2,6	4,8	1,5	0,0	31	7,2	0,0	10,5	8,5	9,6	3,1	0,0
14	69,1	0,0	0,0	1,9	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,1	0,0	4,2	15,0	0,0	0,0
15	10,3	0,0	0,0	8,8	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	4,8	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	3,5	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	1,7	1,9	4,8	1,5	0,0
17	0,0	0,0	3,6	4,5	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	1,1	7,8	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	8,4	15,0	4,8	0,0	36	0,2	0,0	0,0	10,4	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.21 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	81.80 (+0.08%)	81.30 (-0.53%)	81.34 (-0.48%)	82.41 (+0.83%)	81,7
f_2 [-]	1.39 (-12.17%)	1.30 (-18.00%)	1.29 (-18.91%)	1.52 (-4.37%)	1,6
f_3 [TWh/rok]	40.97 (-20.32%)	48.72 (-5.26%)	47.12 (-8.36%)	30.73 (-40.24%)	51,4

Analiza wyników eksperymentu 2 (instalacje OZE 25 MW)

Na rysunkach od 10.8 do 10.10 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na każdym z nich przedstawiono trzy rozwiązania B-D, przy różnym rozdziale mocy źródeł odnawialnych pomiędzy źródła TW oraz PV.

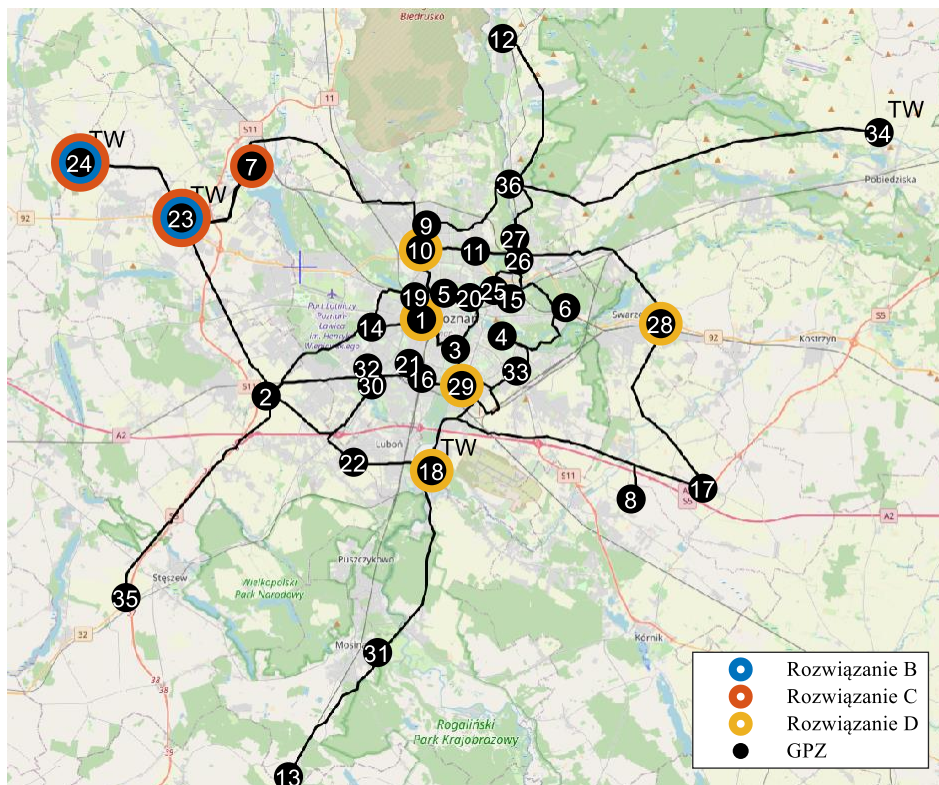
W przypadku rozwiązań B i C, bez względu na przyjętą strukturę OZE, zdecydowanie największe magazyny zostały ulokowane w węźle nr 24. W przypadku rozwiązania B dla systemu z samymi turbinami wiatrowymi we wariantie I, do węzła nr 24 przyłączono praktycznie całą założoną pojemność magazynu (99,6 MWh). W wariantie II, największe

magazyny również rozmieszczono w węzłach nr 24 i nr 23. W przypadku wzrostu udziału instalacji PV w całkowitej mocy OZE, nadal największy magazyn jest rozmieszczany w węźle nr 24, jednakże, traci na znaczeniu węzeł nr 23. W przypadku równego rozdziału mocy pomiędzy źródła PV i wiatrowe, poza węzłem nr 24, magazyny z ponad 5% udziałem w całkowitej pojemności instalacji są rozmieszczane w węzłach: nr 12, 5, 3, 31, 35 oraz 7. W przypadku występowania wyłącznie źródeł TW (w obu wariantach) największą pojemność posiada magazyn przyłączony do węzła nr 24 a pozostałą do węzła nr 7.

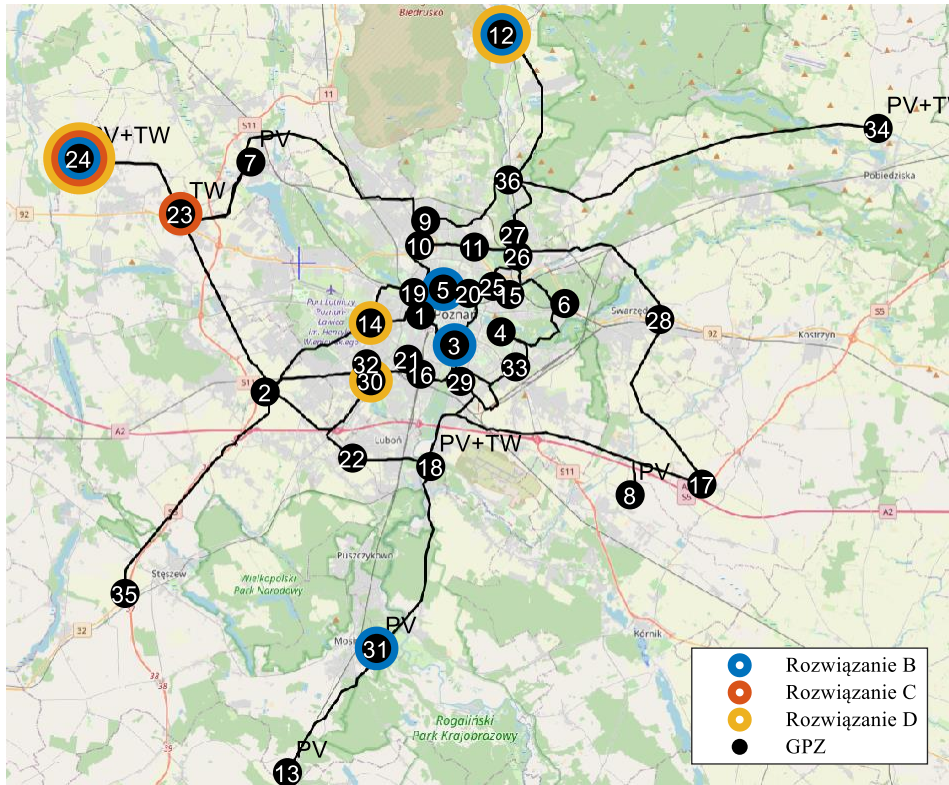
W rozwiązaniu C, podobnie jak dla rozwiązania B, przy każdym wariantcie pojemności oraz podziału mocy źródeł OZE pomiędzy źródła wiatrowe i PV, zdecydowanie największy magazyn został rozmieszczony w węźle nr 24. W przypadku pracujących w systemie wyłącznie źródeł wiatrowych, pozostałe pojemności (nie uwzględniając magazynów o pojemności mniejszej niż 5% pojemności całkowitej) rozmieszczono w węźle nr 23 oraz 7. Oba te węzły znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie węzła nr 24. Świadczy to o największym narażeniu wskazanego węzła i rejonu POSE na przekroczenia poziomów napięć.

Rozwiązanie D, dające najmniejszą wartość kryterium f_3 , w każdej przeprowadzonej optymalizacji, charakteryzuje się dużym rozproszeniem magazynów energii.

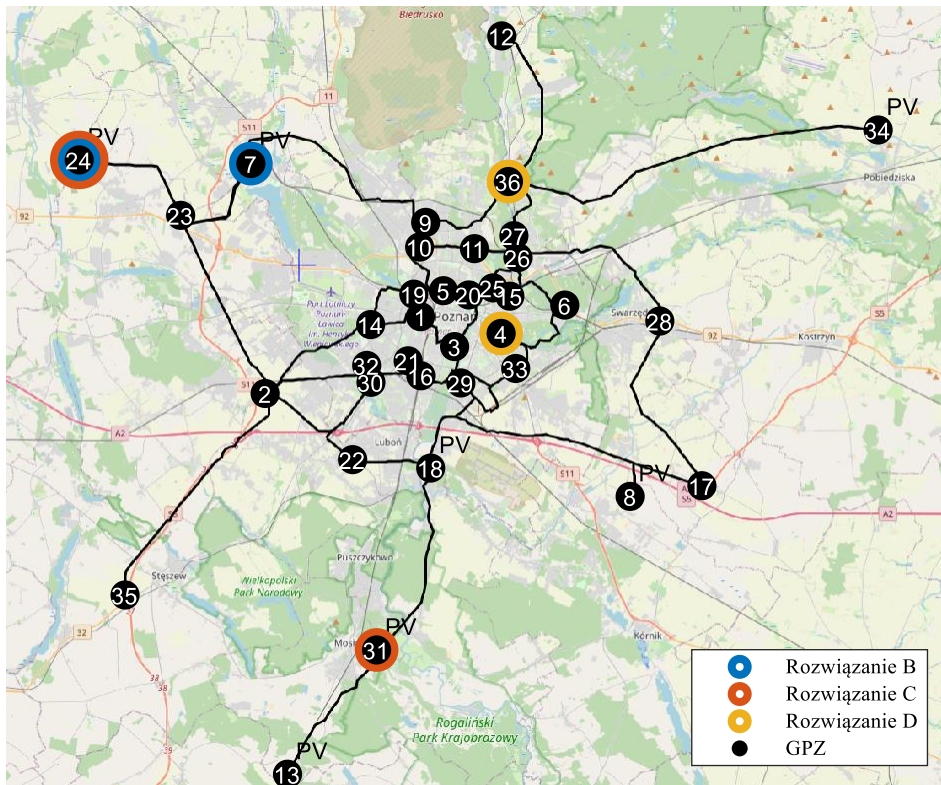
W rozwiązaniach B i C możliwe jest określenie węzłów rozmieszczenia magazynów istotnych ze względu na kryterium optymalizacji, a ich liczba wahała się od 2 do 8 węzłów. W przypadku rozwiązania C istotne wielkości magazynów rozmieszczano w minimum 20 węzłach. W sytuacji włączenia w POSE wyłącznie źródeł PV, w każdym węźle umieszczone są magazyny o istotnej pojemności, przy czym największe magazyny umieszczano w węzłach o większych mocach obciążenia (80 MVA oraz 50 MVA).



Rysunek 10.8 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własnej]



Rysunek 10.9 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 50% źródeł TW i 50% źródeł PV) [opr. własne]



Rysunek 10.10 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 100% źródeł PV) [opr. własne]

Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów otrzymanych w procesie optymalizacji wielokryterialnej, dla obu wariantów pojemności całkowitej magazynów, wyznaczono współczynniki korelacji Spearmana [160] ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartościami kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Ich wartości mogą mieścić się w przedziale od -1 do 1. Ujemna wartość współczynnika korelacji oznacza, że wraz ze wzrostem pojemności magazynu wartość kryterium powinna maleć. Analogicznie, dodatnie wartości współczynnika oznaczają, że wzrost pojemności magazynu w węźle może powodować wzrost kryterium. Wartości bliskie zeru oznaczają, że dołączenie magazynu w węźle nie wpływa, w znaczący sposób, na wartość kryterium. Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału instalacji PV w źródłach OZE (0%, 50% oraz 100%), zestawiono w kolejnych tabelach od 10.22 do 10.24. Przyjmując próg istotności o wartości 95% w wymienionych tabelach pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.

Z analizy wartości współczynnika korelacji Spearmana ρ_1 (dla kryterium f_1) wynika, że najmniejszą wartość wyznaczono dla węzła nr 24, co świadczy o dużym wpływie właśnie tej pojemności magazynu na zmniejszenie f_1 . Dla systemu z podłączonymi wyłącznie źródłami wiatrowymi największą wartość korelacji ujemnej posiadają węzły nr 24, 23 oraz 34. We wskazanych węzłach włączone są dodatkowe źródła wiatrowe. Dla tych samych węzłów najmniejsza korelacja występuje również w przypadku równego podziału mocy pomiędzy oba rodzaje źródeł niestabilnych (wiatrowe i PV). W przypadku systemu z samymi źródłami PV na znaczeniu traci węzeł nr 23, do którego nie dołączono żadnego źródła solarne, a większą korelację (ujemną) wyznaczono dla węzłów, w których zainstalowano instalację PV, np.: 31, 32, 13, 7 oraz 8.

Współczynniki korelacji z kryterium ρ_2 wskazują, że największy wpływ na zmniejszenie przekroczeń poziomów napięć w systemie POSE ma pojemność instalowana w węźle nr 24.

Wartości współczynnika korelacji ρ_3 są zbliżone w wielu węzłach systemu. Jest to zgodne z otrzymanymi rozmieszczeniami w ramach rozwiązania D, gdzie widoczny jest duży nacisk na równomierność rozłożenia magazynów w obrębie systemu POSE.

Tabela 10.22 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	-0,017	0,000	-0,108	0,047	-0,002	-0,002	0,086	-0,090	-0,139	-0,118	0,086	-0,130
ρ_2	0,120	0,000	-0,178	-0,079	0,105	-0,029	-0,086	-0,130	0,095	0,134	-0,045	-0,013
ρ_3	-0,297	0,000	-0,140	-0,058	-0,225	-0,069	0,008	0,028	-0,438	-0,334	-0,046	-0,143
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	-0,107	0,053	0,054	-0,015	-0,140	-0,030	0,147	-0,125	0,158	0,066	-0,177	-0,428
ρ_2	-0,178	0,160	-0,047	0,043	-0,319	0,032	-0,132	0,169	-0,056	0,066	-0,240	-0,595
ρ_3	-0,074	-0,240	-0,114	-0,084	0,070	-0,218	0,082	-0,418	0,005	-0,201	-0,092	0,093
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,045	-0,061	0,006	-0,015	0,042	-0,044	-0,063	-0,022	-0,044	-0,130	-0,011	0,095
ρ_2	-0,095	0,077	-0,028	0,141	0,003	0,124	0,015	-0,023	0,249	-0,028	0,011	0,250
ρ_3	-0,056	-0,272	-0,054	-0,328	-0,176	-0,278	-0,194	-0,157	-0,485	-0,130	-0,204	-0,247

Tabela 10.23 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,387	0,000	0,205	0,262	0,157	0,244	0,228	0,297	0,301	0,183	0,053	0,154
ρ_2	0,023	0,000	-0,101	-0,050	-0,100	-0,054	-0,136	0,024	0,044	-0,075	-0,154	0,000
ρ_3	-0,617	0,000	-0,557	-0,575	-0,484	-0,578	-0,582	-0,427	-0,423	-0,501	-0,386	-0,263
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,298	0,413	0,183	0,374	0,078	0,433	0,264	0,257	0,265	0,314	-0,178	-0,749
ρ_2	-0,007	0,087	-0,021	0,121	-0,111	0,111	-0,069	-0,052	-0,002	0,086	-0,421	-0,924
ρ_3	-0,472	-0,577	-0,363	-0,410	-0,313	-0,555	-0,448	-0,658	-0,350	-0,405	-0,163	-0,210
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,231	0,396	0,277	0,389	0,418	0,120	0,229	0,332	0,303	0,453	0,147	0,227
ρ_2	-0,077	0,116	0,027	0,063	0,118	-0,066	-0,018	0,002	-0,041	0,159	0,164	0,006
ρ_3	-0,474	-0,444	-0,472	-0,546	-0,569	-0,373	-0,335	-0,512	-0,572	-0,480	0,080	-0,420

Tabela 10.24 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

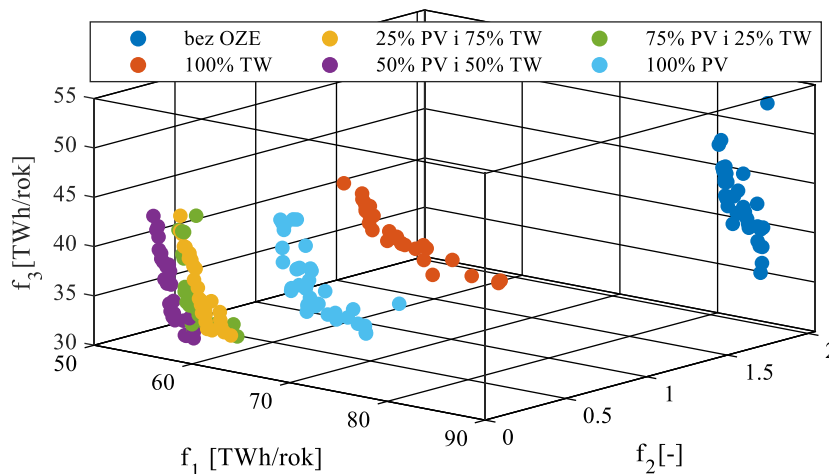
Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,333	0,000	0,413	0,422	0,375	0,158	0,266	0,296	0,351	0,236	0,466	0,109
ρ_2	-0,110	0,000	-0,124	-0,085	-0,201	-0,145	-0,202	-0,168	-0,021	-0,167	-0,092	-0,016
ρ_3	-0,513	0,000	-0,544	-0,632	-0,643	-0,338	-0,470	-0,482	-0,422	-0,489	-0,514	-0,094
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,373	0,214	0,305	0,505	0,294	0,396	0,201	0,219	0,364	0,440	0,492	-0,512
ρ_2	-0,053	-0,283	-0,129	-0,106	0,022	-0,219	-0,247	-0,316	-0,092	-0,055	0,118	-0,955
ρ_3	-0,406	-0,513	-0,468	-0,655	-0,325	-0,682	-0,459	-0,666	-0,490	-0,551	-0,225	-0,278
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,440	0,469	0,372	0,410	0,477	0,229	0,215	0,283	0,516	0,313	0,302	0,328
ρ_2	-0,099	0,009	-0,018	0,046	-0,101	0,084	-0,075	-0,218	-0,137	-0,126	0,004	-0,074
ρ_3	-0,559	-0,447	-0,422	-0,492	-0,648	-0,202	-0,370	-0,512	-0,724	-0,432	-0,306	-0,402

10.2.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW

Na rysunku 10.11 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych, dla POSE z dołączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW. Kolorami na wykresie oznaczono wyniki optymalizacji dla różnych udziałów instalacji PV w mocy całkowitej włączonych źródeł OZE, kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki ustalone dla POSE bez włączonych OZE. W analizie przyjęto, że całkowita pojemność instalacji magazynującej wynosi 200 MWh.

Porównując wpływ podziału mocy OZE pomiędzy źródła PV i wiatrowe na rezultaty optymalizacji, można zauważyć, że najniższe wartości kryteriów optymalizacji uzyskano dla hybrydowych struktur OZE, a największe w przypadku jednorodnej struktury OZE (samyh źródeł PV lub TW).

W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę POSE przy mocy OZE 200 MW i udziale PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%. W każdym przypadku jako ograniczenie równościowe w procesie optymalizacji przyjęto całkowitą pojemność instalacji magazynującej energię równą 200 MWh.



Rysunek 10.11 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Włączone OZE o strukturze 0% PV i 100% TW

W tabeli 10.25 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.26 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.25 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	5,0	0,0	0,0	3,4	24,0	0,0	0,0	19	5,0	0,0	0,0	8,6	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	3,6	0,0	0,0	5,6	24,0	0,0	0,0
3	0,2	0,0	0,0	3,0	15,0	0,0	0,0	21	0,7	0,0	0,0	2,9	12,5	0,0	0,0
4	18,9	0,0	0,0	11,5	15,0	0,0	0,0	22	5,8	0,0	0,0	4,9	9,6	0,0	0,0
5	16,0	0,0	0,0	9,6	15,0	0,0	0,0	23	7,9	33,7	33,7	3,0	9,6	0,0	36,0
6	12,6	0,0	0,0	10,7	6,0	0,0	0,0	24	57,1	161,3	161,3	14,2	24,0	0,0	89,9
7	2,6	0,0	0,0	4,9	15,0	0,0	0,0	25	9,2	0,0	0,0	4,6	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	4,3	4,8	0,0	0,0	26	4,6	0,0	0,0	0,4	15,0	0,0	0,0
9	4,5	0,0	0,0	4,1	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,3	9,6	0,0	0,0
10	5,8	0,0	0,0	0,5	12,5	0,0	0,0	28	0,3	0,0	0,0	10,4	24,0	0,0	0,0
11	0,2	0,0	0,0	12,6	9,6	0,0	0,0	29	1,2	0,0	0,0	4,3	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	7,4	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	4,3	9,6	0,0	0,0
13	0,0	0,3	0,3	9,9	4,8	0,0	0,0	31	3,2	0,0	0,0	1,2	9,6	0,0	0,0
14	17,0	0,0	0,0	7,2	15,0	0,0	0,0	32	8,6	0,1	0,1	5,2	15,0	0,0	0,0
15	0,4	0,0	0,0	1,3	9,0	0,0	0,0	33	3,6	0,0	0,0	3,0	24,0	0,0	0,0
16	4,0	0,0	0,0	4,4	9,6	0,0	0,0	34	0,1	2,9	2,9	6,5	4,8	0,0	18,0
17	0,5	0,0	0,0	6,4	9,6	0,0	0,0	35	1,0	1,7	1,7	1,4	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	11,5	15,0	0,0	56,2	36	0,0	0,0	0,0	6,3	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.26 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	69.05 (-3.87%)	65.25 (-9.16%)	65.25 (-9.16%)	71.12 (-1.00%)	71,8
f_2 [-]	1.07 (-17.65%)	0.62 (-51.83%)	0.62 (-51.83%)	1.23 (-5.24%)	1,3
f_3 [TWh/rok]	37.58 (-23.84%)	46.57 (-5.60%)	46.57 (-5.60%)	34.93 (-29.21%)	49,3

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabeli 10.27 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh w POSE zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.28 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.27 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 200 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	5,2	0,0	0,7	4,8	24,0	0,0	0,0	19	8,0	0,0	0,5	7,4	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	6,5	5,8	17,5	6,0	24,0	0,0	0,0
3	9,2	0,0	16,8	10,2	15,0	0,0	0,0	21	1,0	0,0	0,0	1,7	12,5	0,0	0,0
4	7,7	0,0	2,3	7,0	15,0	0,0	0,0	22	12,7	0,0	0,0	11,7	9,6	0,0	0,0
5	3,2	0,0	0,8	5,7	15,0	0,0	0,0	23	0,1	4,0	0,0	0,1	9,6	0,0	18,0
6	0,3	0,0	0,1	6,7	6,0	0,0	0,0	24	13,5	174,6	129,4	12,5	24,0	30,8	44,9
7	5,0	0,0	0,0	11,7	15,0	19,2	0,0	25	15,6	0,0	0,0	0,1	9,6	0,0	0,0
8	6,0	0,4	0,0	5,6	4,8	6,2	0,0	26	8,2	0,7	4,8	6,4	15,0	0,0	0,0
9	4,7	0,1	2,5	4,4	15,0	0,0	0,0	27	1,1	0,0	0,1	4,8	9,6	0,0	0,0
10	5,3	0,0	0,0	8,3	12,5	0,0	0,0	28	16,8	0,0	2,6	15,5	24,0	0,0	0,0
11	0,4	0,6	0,9	1,2	9,6	0,0	0,0	29	3,2	0,0	2,2	2,9	15,0	0,0	0,0
12	2,3	0,0	0,2	2,1	9,6	0,0	0,0	30	15,8	0,0	0,0	12,4	9,6	0,0	0,0
13	0,2	0,0	5,7	0,2	4,8	6,2	0,0	31	0,9	0,5	0,0	1,0	9,6	12,3	0,0
14	3,8	0,0	2,5	3,5	15,0	0,0	0,0	32	5,6	0,0	0,0	5,1	15,0	0,0	0,0
15	1,2	0,0	0,6	1,2	9,0	0,0	0,0	33	8,0	8,5	0,2	8,9	24,0	0,0	0,0
16	5,1	0,0	6,8	4,7	9,6	0,0	0,0	34	3,6	4,6	0,0	3,1	4,8	6,2	9,0
17	6,2	0,0	2,0	5,7	9,6	0,0	0,0	35	2,5	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	10,3	0,0	0,0	14,0	15,0	19,2	28,1	36	0,5	0,0	0,5	3,2	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.28 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	60.16 (-0.29%)	56.06 (-7.09%)	56.86 (-5.75%)	60.16 (-0.29%)	60,3
f_2 [-]	0.00 (-97.96%)	0.00 (-100.00%)	0.00 (-100.00%)	0.00 (-98.06%)	0,1
f_3 [TWh/rok]	33.23 (-31.12%)	44.25 (-8.27%)	40.06 (-16.97%)	32.62 (-32.38%)	48,2

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabeli 10.29 przedstawiono rozwiązania A-D uzyskane po optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie

mniej niż 5%. W tabeli 10.30 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.29 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł PV o mocy 200 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	8,1	3,9	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,2	2,3	4,4	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,2	5,6	24,0	0,0	0,0
3	0,1	0,0	0,0	3,4	15,0	0,0	0,0	21	6,1	1,0	0,0	6,8	12,5	0,0	0,0
4	16,4	1,2	0,5	9,4	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,2	0,0	7,7	9,6	0,0	0,0
5	4,7	0,0	0,0	7,7	15,0	0,0	0,0	23	5,8	0,1	5,0	5,7	9,6	0,0	0,0
6	0,9	2,6	0,9	1,0	6,0	0,0	0,0	24	75,8	80,8	150,5	20,6	24,0	61,5	0,0
7	0,0	0,4	0,0	11,5	15,0	38,5	0,0	25	4,3	0,0	0,0	4,8	9,6	0,0	0,0
8	1,0	0,1	0,0	5,6	4,8	12,3	0,0	26	7,2	0,0	4,0	6,5	15,0	0,0	0,0
9	8,6	0,0	0,0	5,6	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,4	6,4	9,6	0,0	0,0
10	16,6	0,0	0,2	3,9	12,5	0,0	0,0	28	0,1	0,0	5,5	3,2	24,0	0,0	0,0
11	0,3	0,0	0,1	0,3	9,6	0,0	0,0	29	6,5	0,0	0,3	8,5	15,0	0,0	0,0
12	5,0	0,3	2,2	0,0	9,6	0,0	0,0	30	5,8	0,0	14,8	14,3	9,6	0,0	0,0
13	0,0	64,8	0,1	0,0	4,8	12,3	0,0	31	18,9	29,2	0,0	0,8	9,6	24,6	0,0
14	3,4	0,0	0,0	6,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	2,2	15,0	0,0	0,0
15	1,7	2,1	0,1	2,2	9,0	0,0	0,0	33	4,7	0,1	0,0	5,3	24,0	0,0	0,0
16	0,1	0,0	0,0	1,6	9,6	0,0	0,0	34	0,0	12,1	0,1	14,3	4,8	12,3	0,0
17	0,0	2,0	0,0	4,2	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	3,0	4,8	0,0	0,0
18	4,4	2,8	4,6	7,9	15,0	38,5	0,0	36	1,1	0,0	0,1	5,8	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.30 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla źródeł PV o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	66.85 (-2.78%)	65.63 (-4.55%)	66.50 (-3.30%)	68.41 (-0.51%)	68,8
f_2 [-]	0.31 (-60.15%)	0.29 (-63.34%)	0.17 (-78.61%)	0.57 (-27.01%)	0,8
f_3 [TWh/rok]	38.41 (-21.06%)	44.47 (-8.60%)	42.27 (-13.13%)	32.18 (-33.86%)	48,7

Analiza wyników eksperymentu 2 (źródła OZE o mocy 200 MW)

Na rysunkach od 10.12 do 10.14 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na rysunkach zaznaczono trzy rozwiązania (B-D), przy różnym rozdziale mocy OZE między źródła wiatrowe oraz PV.

Zwiększenie do 200 MW mocy podłączonych do POSE źródeł niestabilnych powoduje umieszczenie większej części magazynów energii w węzłach, do których podłączone są źródła odnawialne. Dla przypadku włączenia tylko źródeł TW, w rozwiązaniu B największe magazyny rozmieszczane są w węźle 24 oraz 23. Magazyny umiejscowiono także w węźle nr 34 gdzie włączono turbiny wiatrowe o łącznej mocy 18 MW.

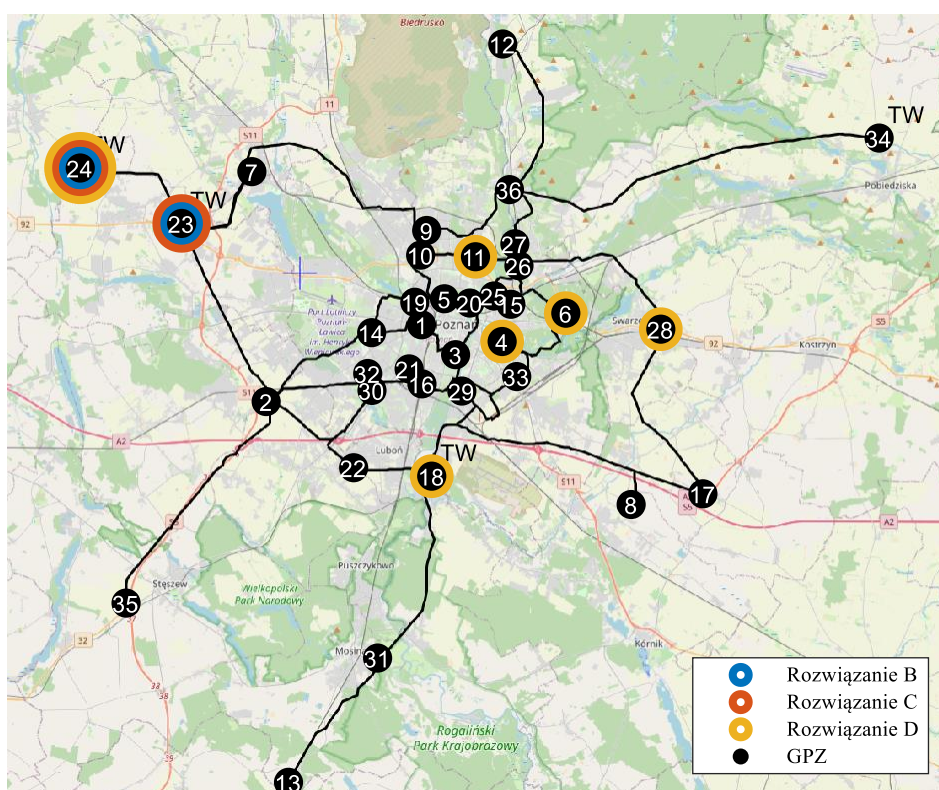
Rozmieszczenie w POSE wyłącznie źródeł PV o łącznej mocy 200 MW powoduje, że magazyny rozmieszczane są przede wszystkim w węzłach na obrzeżach POSE, do których włączono źródła niestabilne. Magazyn o największej pojemności umieszczono w węźle nr 24 (80,8 MWh), natomiast pozostałe duże magazyny włączono w węzłach nr: 13, 31, 34.

W rozwiązaniu C (100% udziału źródeł wiatrowych w mocy OZE), podobnie jak w przypadku rozwiązania B, dominująca część pojemności rozmieszczana jest w węźle nr 24. Dodatkowo, zauważalny jest spadek pojemności w węźle nr 23 i 7 na rzecz węzłów nr 34 oraz 35. Umieszczenie w strukturze POSE źródeł solarnych, powoduje większe rozproszenie pojemności magazynów w węzłach systemu. Łącznie magazyny o pojemności większej niż

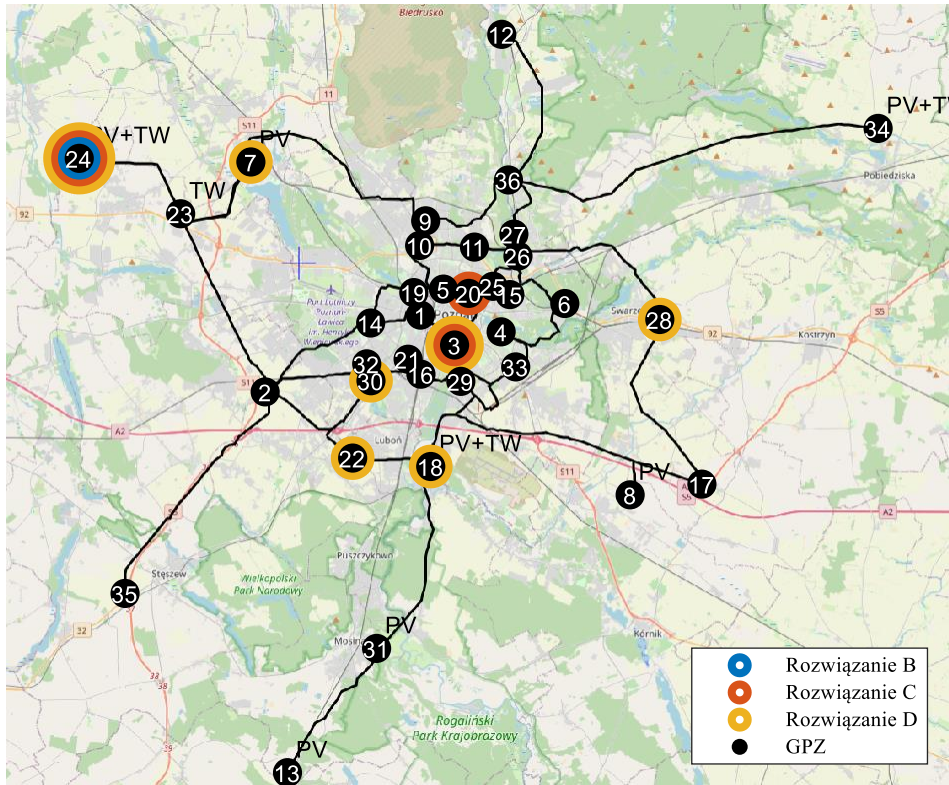
1 MWh rozmieszczono w 11 węzłach. Część lokalizacji to węzły na obrzeżach i w centrum Poznania. Wynika to z faktu, że energetyka odnawialna rozmieszczona na obrzeżach POSE, częściowo odciąża system w godzinach szczytowych. Nadmiary energii produkowanej z OZE mogą zostać spożytkowane do odciążenia systemu w centrum Poznania. Z tego powodu kolejne największe magazyny energii podłączono do GPZ Garbary (nr 20) oraz GPZ Bema (nr 3) zlokalizowane w centralnej części POSE.

W rozwiązaniu D nadal zauważalne jest duże rozproszenie magazynów pomiędzy wszystkie węzły systemu. Bez względu na przyjętą strukturę OZE istotnymi lokalizacjami dla magazynów są węzły nr: 24, 18, oraz 4. Pierwsze dwa węzły mają włączone zarówno źródła wiatrowe jak i solarne. Zwiększony udział źródeł solarnych powoduje także zwiększenie pojemności magazynów w węzłach nr 7, 34, w których te źródła są podłączone.

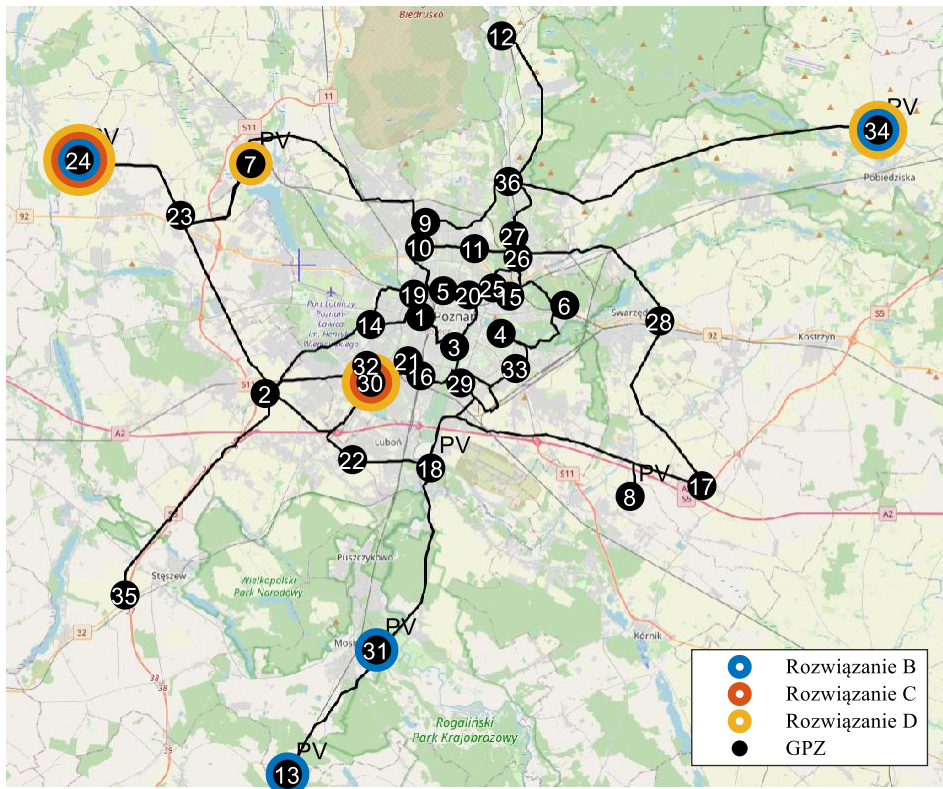
Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów analizowanych podczas procesu optymalizacji wielokryterialnej, wyznaczono współczynnik korelacji Spearmana ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartościami kryteriów optymalizacji. Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału mocy instalacji PV w mocy OZE (0%, 50% oraz 100%), zestawiono w kolejnych tabelach od 10.31, do 10.33. Przyjmując próg istotności 95% w tabeli pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.



Rysunek 10.12 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.13 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 50% źródeł PV oraz 50% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.14 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł PV) [opr. własne]

Tabela 10.31 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,173	0,000	0,097	0,214	0,180	0,138	0,058	0,151	0,076	0,145	0,163	0,160
ρ_2	0,149	0,000	0,086	0,190	0,170	0,109	0,035	0,144	0,058	0,135	0,148	0,138
ρ_3	-0,471	0,000	-0,496	-0,543	-0,543	-0,448	-0,549	-0,318	-0,639	-0,599	-0,434	-0,374
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,222	0,114	0,090	0,206	0,060	0,191	0,053	0,071	0,121	-0,022	-0,471	-0,911
ρ_2	0,231	0,108	0,062	0,194	0,047	0,174	0,017	0,080	0,110	-0,031	-0,522	-0,882
ρ_3	0,133	-0,562	-0,583	-0,486	-0,383	-0,516	-0,571	-0,574	-0,504	-0,498	0,022	-0,259
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,084	0,045	0,212	0,037	0,180	0,234	0,212	0,084	0,088	-0,314	0,138	0,172
ρ_2	0,065	0,019	0,175	0,017	0,154	0,218	0,203	0,061	0,069	-0,304	0,113	0,156
ρ_3	-0,513	-0,442	-0,441	-0,677	-0,507	-0,395	-0,345	-0,496	-0,602	-0,320	-0,366	-0,297

Tabela 10.32 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	-0,129	0,000	0,113	-0,093	-0,020	-0,096	-0,200	-0,160	-0,186	-0,027	0,059	-0,178
ρ_2	-0,291	0,000	-0,040	-0,283	-0,226	-0,245	-0,316	-0,284	-0,322	-0,208	-0,122	-0,286
ρ_3	-0,762	0,000	-0,554	-0,742	-0,706	-0,677	-0,370	-0,588	-0,673	-0,566	-0,445	-0,368
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	-0,216	-0,102	0,088	-0,153	0,102	0,163	-0,062	-0,047	-0,071	-0,136	-0,457	-0,875
ρ_2	-0,270	-0,301	-0,089	-0,314	-0,042	-0,022	-0,249	-0,201	-0,236	-0,322	-0,333	-0,934
ρ_3	-0,362	-0,744	-0,583	-0,723	-0,445	-0,486	-0,671	-0,685	-0,642	-0,768	-0,089	-0,397
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	-0,279	0,053	-0,135	0,104	-0,181	-0,102	-0,294	-0,091	-0,019	-0,327	0,188	-0,069
ρ_2	-0,401	-0,117	-0,285	-0,161	-0,305	-0,222	-0,370	-0,291	-0,199	-0,314	0,072	-0,230
ρ_3	-0,560	-0,522	-0,711	-0,665	-0,714	-0,428	-0,373	-0,709	-0,633	-0,177	-0,283	-0,635

Tabela 10.33 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,206	0,000	0,223	0,076	0,208	-0,085	-0,129	-0,012	0,089	0,095	0,051	-0,215
ρ_2	0,057	0,000	0,088	-0,115	0,000	-0,108	-0,224	-0,128	-0,110	-0,096	-0,014	-0,159
ρ_3	-0,648	0,000	-0,433	-0,635	-0,606	-0,300	-0,494	-0,608	-0,614	-0,563	-0,326	0,039
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	-0,212	0,033	-0,092	0,163	-0,201	0,001	0,165	0,192	0,021	0,133	0,146	-0,884
ρ_2	-0,107	-0,094	-0,201	0,004	-0,276	-0,051	0,058	0,057	-0,057	-0,046	-0,059	-0,948
ρ_3	-0,020	-0,501	-0,512	-0,518	-0,407	-0,477	-0,451	-0,645	-0,534	-0,583	-0,475	-0,189
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,092	0,008	0,106	0,216	0,067	0,231	-0,511	0,231	0,030	-0,223	0,065	0,006
ρ_2	-0,084	-0,143	-0,020	0,060	-0,099	0,055	-0,456	0,125	-0,142	-0,205	0,010	-0,196
ρ_3	-0,636	-0,607	-0,435	-0,638	-0,652	-0,553	-0,123	-0,526	-0,694	-0,293	-0,257	-0,619

Na podstawie istotności współczynników korelacji w rozwiązaniach B-D zredukowano liczbę magazynów poprzez usunięcie najmniejszych z nich, tak aby całkowita pojemność instalacji nie zmniejszyła się więcej niż o 5% pojemności całkowitej. W tabeli 10.34 zestawiono wartości kryteriów f_1, f_2 oraz f_3 dla oryginalnych rozwiązań (oznaczone jako W1), zredukowanych rozwiązań (oznaczone jako W2) oraz procentową zmianę wartości kryteriów.

W przypadku rozwiązania D, które charakteryzowało się dużym rozproszeniem magazynów energii liczba magazynów ulegała znacznej redukcji. Rozwiązanie D w zależności o struktury włączonego do systemu POSE (tylko źródła TW, źródła PV i TW, tylko źródła PV) zredukowano o odpowiednio 7, 8 i 6 lokalizacji magazynów energii. W obu przypadkach

wystąpiła minimalna zmiana wartości kryteriów f_1 i f_2 - rzędu setnych części procenta, natomiast wartość kryterium f_3 uległa znacznemu pogorszeniu.

Tabela 10.34 Zestawienie wartości kryteriów f_1, f_2 oraz f_3 dla rozwiązań A-D (W1) oraz ich zredukowanych wariantów (W2) dla systemu POSE z włączonymi OZE: tylko źródłami TW (TW), źródłami PV i TW z równym podziałem mocy (PV+TW) oraz tylko źródłami PV (PV) [opr. własne]

Struktura OZE	Roz.	Kryterium f_1 [TWh/rok]			Kryterium f_2 [-]			Kryterium f_3 [TWh/rok]		
		W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]
TW	B	65,25	65,29	+0,06%	0,62	0,62	+0,02%	46,57	46,82	+0,54%
	C	65,25	65,29	+0,06%	0,62	0,62	+0,02%	46,57	46,82	+0,54%
	D	71,12	71,09	-0,04%	1,23	1,23	+0,01%	34,93	36,10	+3,37%
PV+TW	B	56,06	56,11	0,10%	0,00	0,00	0,00%	44,25	44,46	+0,48%
	C	56,86	56,84	-0,04%	0,00	0,00	0,00%	40,06	42,26	+5,50%
	D	60,16	60,14	-0,02%	0,00	0,00	0,00%	32,62	33,57	+2,92%
TW	B	65,63	65,61	-0,03%	0,29	0,29	+0,16%	44,47	45,64	+2,64%
	C	66,50	66,47	-0,04%	0,17	0,17	+0,26%	42,27	43,71	+3,42%
	D	68,41	68,41	-0,01%	0,57	0,57	+0,02%	32,18	33,30	+3,48%

W przypadku rozwiązania B dla włączonych wyłącznie źródeł TW pozostawiono tylko magazyny w węzłach nr 23 i nr 24. W przypadku hybrydowej struktury OZE pozostawiono także magazyn w węzłach nr 33 i 34, a w przypadku występowania w POSE tylko źródeł PV pozostawiono magazyn w węzłach nr: 6, 13, 18, 24, 31 oraz 34.

W przypadku rozwiązania C dla włączonych tylko źródeł TW pozostawiono wyłącznie magazyny w węzłach nr 23 i nr 24. W przypadku hybrydowej struktury włączonego do systemu OZE pozostawiono magazyny tylko w 10 z 22 lokalizacji, a w przypadku występowania samych źródeł PV w 7 z 20 lokalizacji.

W przypadku obu typów rozwiązań (B i C) ustalono, że zmiana wartości kryteriów f_1 oraz f_2 jest nieznaczna (rzędu setnych części procenta) w porównaniu z niezredukowanymi rozwiązaniami. Największy wzrost wartości kryterium f_2 otrzymano w przypadku rozwiązania C, gdy do systemu włączone były same źródła PV. Wartość kryterium f_3 wzrosła od ok. 0.5% do 5,5% względem rozwiązań niezredukowanych.

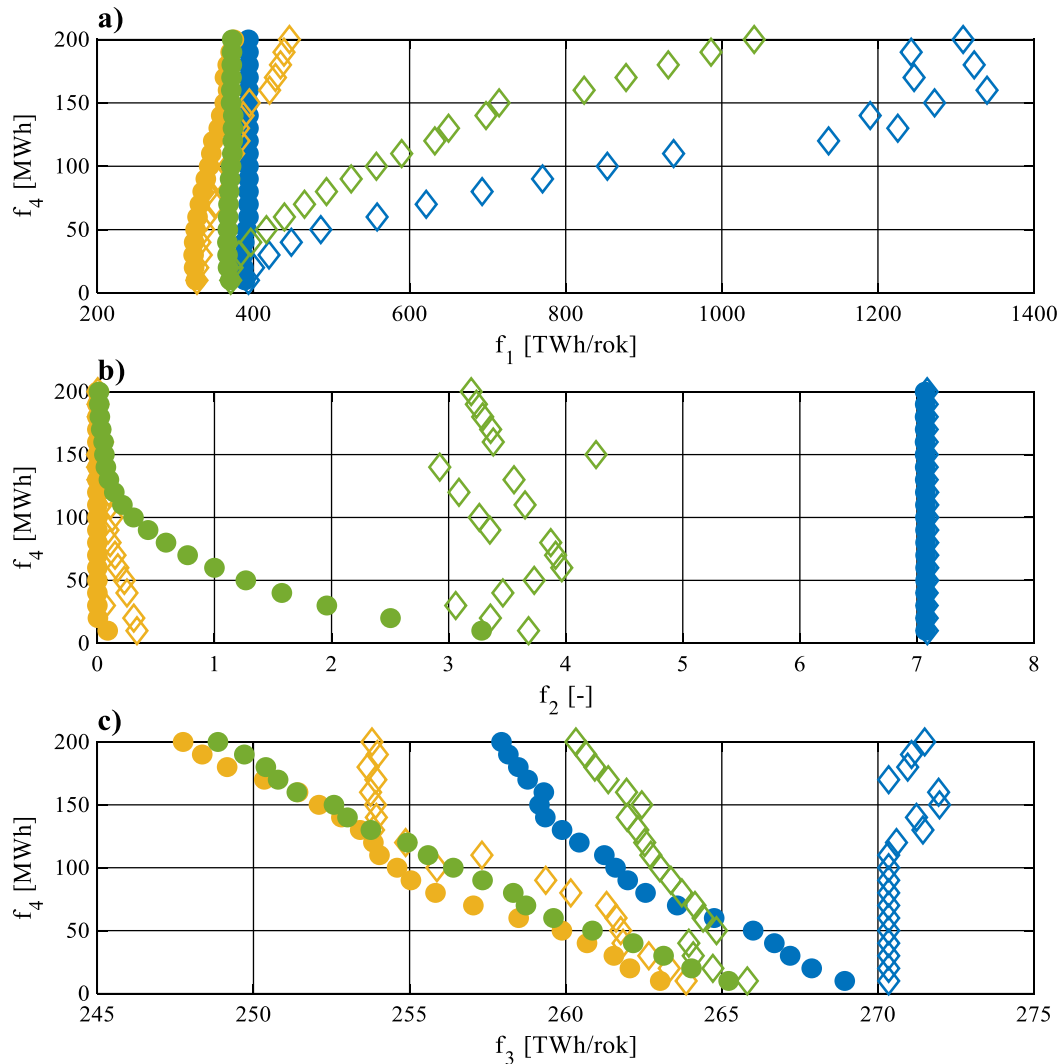
10.3 Eksperyment 3: optymalizacja parametrów i struktury magazynów energii pracujących w strategii Voltage Support

W ramach eksperymentu 3 magazyny energii pracowały w strategii podtrzymywania napięcia w węzłach systemowych. Wykonano szereg optymalizacji wielokryterialnych z przyjętymi kryteriami f_1, f_2 oraz f_3 , przy założeniu że sumaryczna pojemność wszystkich magazynów (f_4) włączonych w strukturę POSE jest ograniczeniem równościowym. Jego wartość zmieniano w zakresie od 10 MWh do 200 MWh co 10 MWh. Każdy wariant obliczeń wykonano dla POSE bez włączonych OZE oraz z włączonymi źródłami odnawialnymi o mocy od 25 do 200 MW, przy różnym podziale mocy pomiędzy źródła TW i PV. W badaniach przyjęto, że udział mocy PV w OZE będzie się zmieniał w zakresie od 0% do 100% co 25%. Ze względu na obszerność wyników poniżej zamieszczono rozwiązania dla przypadków skrajnych: 100% udziału TW, 100% udziału PV oraz przypadku hybrydowego z równym podziałem mocy pomiędzy źródła wiatrowe i PV.

10.3.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji

W celu sprawdzenia zakresu zmienności kryteriów optymalizacyjnych f_1, f_2 oraz f_3 w funkcji pojemności magazynu dla przypadku, gdy przyłączono do POSE źródła odnawialne o

łącznej mocy 200 MW, z otrzymanych rozwiązań niezdominowanych wyznaczano rozwiązanie zapewniające najlepszą i najgorszą wartość każdego z kryteriów optymalizacji. Na rysunku 10.15 przedstawiono przebiegi całkowitej zmienności wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 przy różnych pojemnościach instalacji magazynującej (kryterium f_4). Kolory przebiegów oznaczają warianty podziału mocy pomiędzy źródła wiatrowe i PV.



Rysunek 10.15 Przedziały zmienności kryteriów optymalizacji przy różnym podziale zainstalowanej mocy OZE (200 MW) pomiędzy sekcję wiatrową i solarną: a) kryterium f_1 ; b) kryterium f_2 oraz c) kryterium f_3 (kolorem niebieskim oznaczono 100% udziału źródeł wiatrowych, zielonym 100% udziału źródeł PV a żółtym równy podział mocy (50% na 50%). Kropka oznacza najmniejszą a romb największą wartość kryterium przy zadanej pojemności) [opr. własne]

Ze wzrostem całkowitej pojemności magazynów można zauważyć powiększanie się różnicy pomiędzy najgorszym a najlepszym (z punktu widzenia danego kryterium) rozwiązaniem.

Możliwość poprawy kryterium f_1 jest ograniczona tylko dla całkowitej pojemności magazynu nie większej niż kilkadziesiąt MWh. Największe otrzymane wartości tego kryterium wskazują, że występuje w przypadku włączenia do systemu POSE tylko źródeł wiatrowych, co może doprowadzić do trzykrotnego zwiększenia strat przesyłowych.

Dla kryterium f_2 możliwe jest całkowite przywrócenie napięć węzłowych do dopuszczalnych poziomów (sprowadzenie f_2 do wartości zerowej). W przypadku systemu o hybrydowej strukturze OZE wystarczy do tego celu wykorzystać magazyn o pojemności kilkadziesiąt MWh. Dla systemu z samymi źródłami PV taką wartość uzyskano dopiero dla magazynu o pojemności 200 MWh. W przypadku systemu z samymi turbinami wiatrowymi, w godzinach szczytowej produkcji energii, występuje duża moc czynna wprowadzana przez węzły nr 23 oraz 24. Dla węzła nr 24 szczytowa wartość mocy wprowadzanej do sieci wynosi ok. 60 MW, co przy mocy biernej na poziomie 3 MVar daje bardzo małe możliwości regulacji poziomu napięcia.

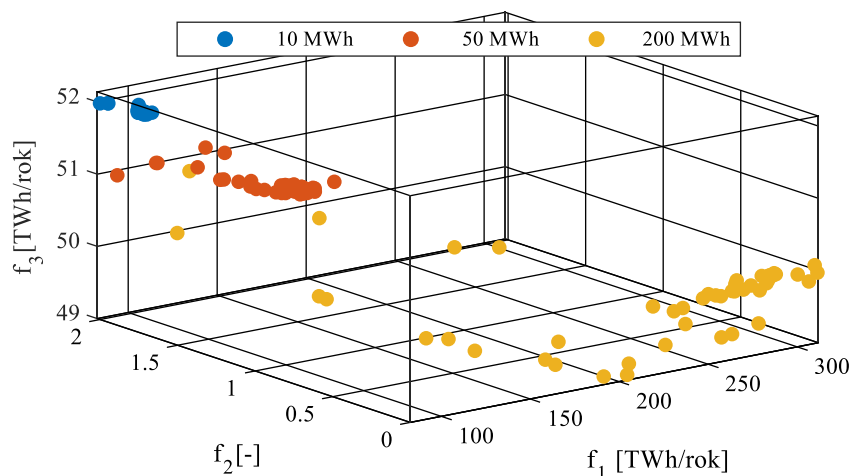
Pogorszenie kryterium f_3 względem przypadku bez magazynów wystąpiło tylko dla systemu z samymi turbinami wiatrowymi. W pozostałych przypadkach nie uzyskano gorszej wartości tego kryterium niż w przypadku braku magazynów włączonych do systemu POSE. Wzrost całkowitej pojemności magazynów energii pozwala ograniczyć wartości f_3 . Można tutaj zauważyć quasi-liniową zależność pomiędzy całkowitą pojemnością magazynów a najlepszą możliwą do uzyskania wartością f_3 .

Dla wszystkich rozpatrywanych kryteriów najmniejsze wartości uzyskano w przypadku hybrydowej struktury OZE. Najgorsze wartości uzyskano w przypadku OZE opartego o same źródła TW.

Do analizy kolejnych badań wykonanych w ramach eksperymentu 3 wykorzystano źródeł odnawialnych o łącznej mocy 25, 100 oraz 200 MW oraz całkowitą pojemnością instalacji magazynującej 10, 100 oraz 200 MWh.

10.3.2 Optymalizacja rozmieszczenia i wielkości magazynów energii w POSE (brak włączonych OZE)

Na rysunku 10.16 przedstawiono zbiór rozwiązań niezdominowanych optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii dla POSE przy braku podłączonych dodatkowych źródeł odnawialnych. Kolory na wykresie odwzorowują różne wartości ograniczenia równościowego f_4 (całkowitej pojemności instalacji magazynującej). Ze względu na obszerność wszystkich uzyskanych wyników w dalszej części rozdziału przedstawiono wybrane wyniki dla sumarycznej pojemności magazynów 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh.



Rysunek 10.16 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji rozmieszczenia i pojemności instalacji magazynującej energii o całkowitej pojemności 10, 100 oraz 200 MWh (system POSE bez włączonych OZE) [opr. własne]

W tabelach 10.35, 10.37 oraz 10.39 zamieszczono zestawienie rozmieszczenia i pojemności magazynów (dla rozwiązań A-D) oraz średnioroczną moc obciążenia (\bar{P}) dla poszczególnych węzłów systemu POSE dla przypadku instalacji magazynującej o pojemności całkowitej odpowiednio: 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.36, 10.38 oraz 10.40 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Wartości wyznaczone w procentach oznaczają wzrost lub obniżenie wartości kryterium w odniesieniu do wartości uzyskanych dla POSE bez magazynu energii. Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.35 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 10 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	23	0,0	1,3	5,7	0,0	9,6
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	24	7,1	5,9	4,2	0,6	24,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	28	0,3	1,7	0,0	8,5	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
13	0,3	1,1	0,0	0,8	4,8	31	2,0	0,0	0,0	0,0	9,6
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	34	0,2	0,0	0,0	0,0	4,8
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6

Tabela 10.36 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE - przypadek całkowitej pojemności magazynów energii 10 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	83.28 (-2.14%)	83.18 (-2.25%)	83.25 (-2.16%)	84.19 (-1.07%)	85,1
f_2 [-]	1.76 (-13.97%)	1.76 (-13.94%)	1.67 (-18.18%)	2.02 (-1.30%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	52.14 (-0.13%)	52.11 (-0.18%)	52.09 (-0.21%)	51.97 (-0.45%)	52,2

Tabela 10.37 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 100 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	23	49,6	0,1	56,7	2,0	9,6
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	24	13,0	21,1	42,5	33,8	24,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	28	12,2	6,4	0,4	47,4	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
13	25,0	4,4	0,2	16,8	4,8	31	0,1	8,3	0,0	0,0	9,6

Tabela 10.37 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 100 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	34	0,0	59,7	0,2	0,0	4,8
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6

Tabela 10.38 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE - przypadek całkowitej pojemności magazynów energii 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	114.98 (+35.12%)	83.57 (-1.80%)	153.68 (+80.60%)	93.04 (+9.33%)	85,1
f_2 [-]	0.49 (-75.89%)	1.26 (-38.49%)	0.16 (-92.42%)	0.87 (-57.58%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	50.99 (-2.32%)	51.66 (-1.04%)	51.27 (-1.79%)	50.32 (-3.62%)	52,2

Tabela 10.39 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 200 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

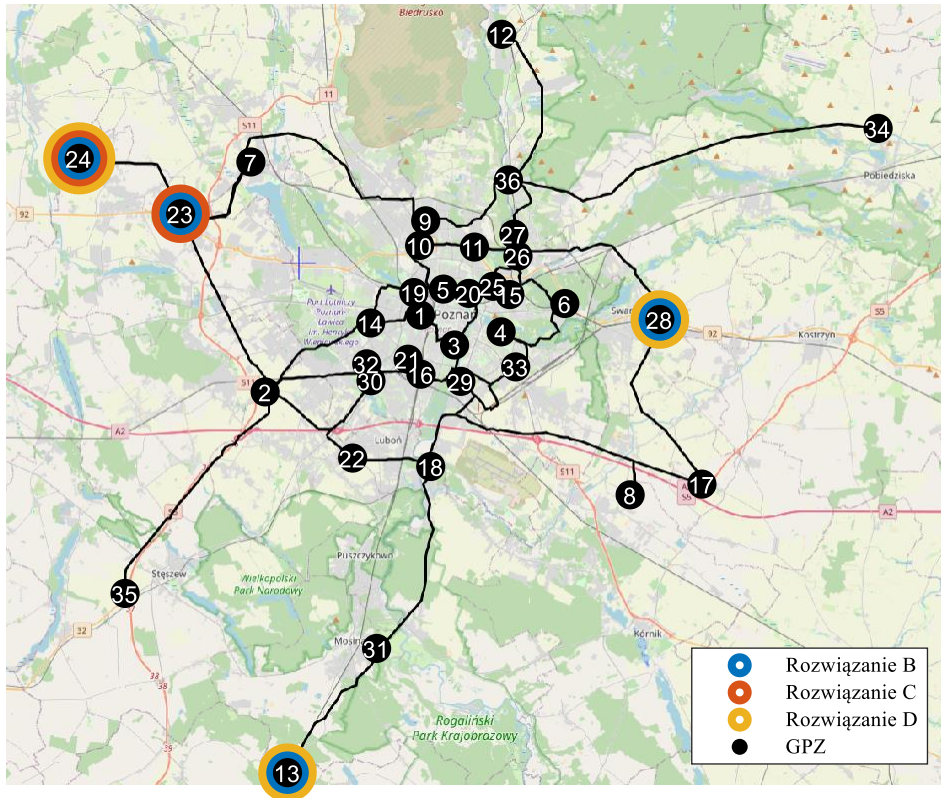
Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	23	127,4	0,1	114,5	7,5	9,6
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	24	27,4	15,8	63,5	127,9	24,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	28	26,7	31,5	21,2	50,2	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6
13	18,2	0,1	0,4	14,5	4,8	31	0,0	1,4	0,0	0,0	9,6
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	34	0,2	151,1	0,3	0,0	4,8
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6

Tabela 10.40 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE - przypadek całkowitej pojemności magazynów energii 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

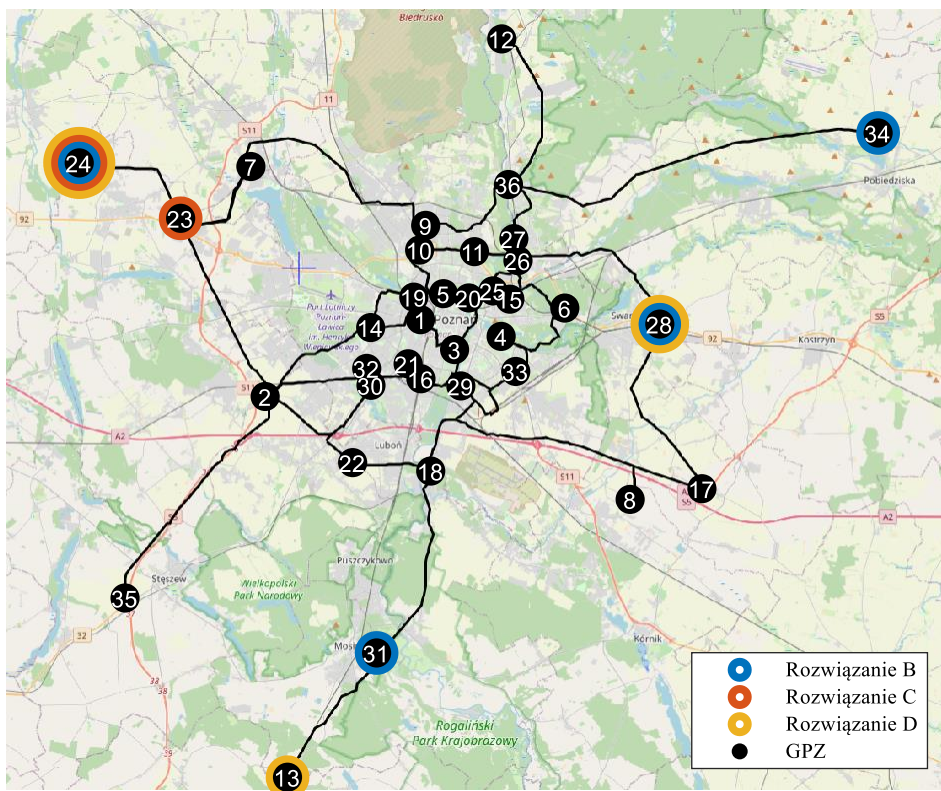
Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	248.58 (+192.12%)	83.38 (-2.02%)	310.07 (+264.38%)	206.29 (+142.42%)	85,1
f_2 [-]	0.02 (-99.17%)	1.43 (-29.96%)	0.00 (-99.86%)	0.02 (-98.97%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	49.91 (-4.40%)	51.45 (-1.44%)	50.08 (-4.07%)	49.05 (-6.05%)	52,2

Analiza wyników eksperymentu 3 (POSE bez OZE)

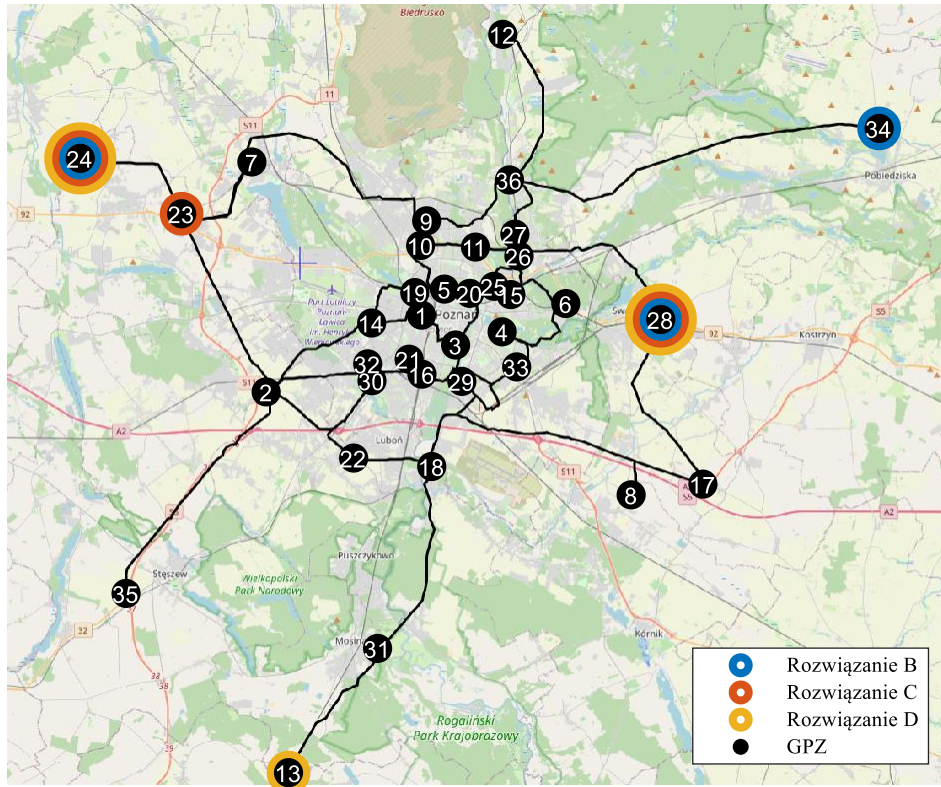
Na rysunkach 10.17 – 10.19 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na kolejnych rysunkach oznaczono trzy rozwiązania B-D, w przypadku gdy całkowita pojemność instalacji magazynującej jest równa odpowiednio 10 MWh, 100 MWh oraz 200 MWh.



Rysunek 10.17 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 10 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]



Rysunek 10.18 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 100 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]



Rysunek 10.19 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]

Według przyjętego algorytmu (podtrzymywania napięcia) magazyn może regulować moc bierną węzła tylko w przypadku, gdy wartość skuteczna napięcia przekroczy założony bezpieczny przedział $\pm 3\%$ wartości znamionowej. Magazyny należy zatem instalować w węzłach, w których takie przekroczenia występują. W analizowanym przypadku (system POSE bez źródeł odnawialnych) do zbioru spełniającego powyższy warunek należą węzły nr: 13, 23, 24, 28, 31 oraz 34. Są to węzły znajdujące się na krańcach systemu, w najbardziej oddalonych od centrum Poznania miejscowościach: Iłówiec, Sady, Tarnowo Podgórne, Swarzędz, Mosina oraz Pobiedziska. W pozostałych węzłach pojemności magazynów są równe zero dla każdej przeprowadzonej optymalizacji.

W przypadku całkowitej pojemności instalacji magazynującej 10 MWh rozwiązanie B, zapewniające najmniejsze straty energii w liniach, uzyskano w wyniku umieszczenia największego magazynu w węźle nr 24. Kolejne pod względem pojemności magazyny umieszczono w węźle nr 28, 23 oraz najmniejszy w węźle nr 13. W przypadku instalacji o większych pojemnościach (100 MWh oraz 200 MWh), największy magazyn ulokowano w węźle nr 34, następnie 24 i 28. W węzłach nr 13 i 23 rozmieszczono najmniejsze magazyny.

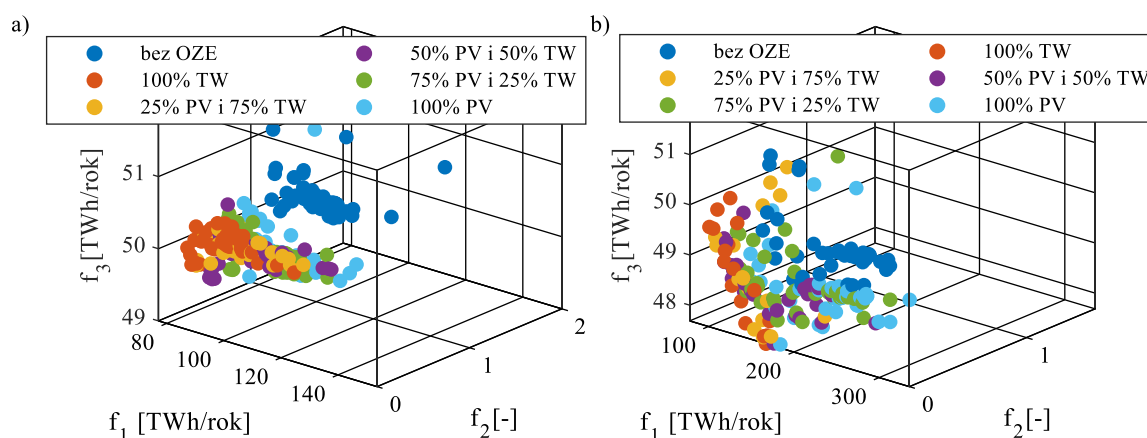
W rozwiązaniu C, przy całkowitej pojemności instalacji magazynującej równej 10 MWh, największe magazyny rozmieszczono w węzłach nr 23 i nr 24. W przypadku całkowitej pojemności 100 i 200 MWh nieznaczne pojemności umieszczono dodatkowo w węzłach 28, 13 oraz 34. Świadczy to o występowaniu dużego spadku napięcia w obszarze wskazanych sąsiadujących ze sobą stacji elektroenergetycznych. Instalacja o pojemności 200 MWh zapewniła wyeliminowanie z systemu POSE wszelkich przekroczeń napięć ($f_2 = 0$).

Rozwiązanie D, dla każdego przypadku, wiązało się z rozmieszczeniem dużej pojemności w węźle nr 28. Dla 10 MWh pojemności całkowitej był to magazyn o pojemności 8,5 MWh. Dla pojemności całkowitej 100 MWh oraz 200 MWh duże pojemności rozmieszczono także w węźle nr 24 (odpowiednio 33,8 oraz 127,9 MWh).

Ponieważ w systemie POSE, poza Elektrociepłownią Karolin, nie występowały nadwyżki energii mogące doprowadzić do przepływu energii od węzłów do systemu przesyłowego, wszystkie występujące przekroczenia napięć pojawiały się od strony dolnego poziomu dozwolonego zakresu.

10.3.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW

Na rysunku 10.20 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych dla systemu POSE z dołączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW i magazynami energii o pojemności 100 i 200 MWh. Różnymi kolorami na wykresie oznaczono wyniki dla systemu o różnych udziałach mocy instalacji PV w całej mocy OZE, kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki wyznaczone dla systemu bez źródeł OZE. System ze źródłami OZE oraz włączonymi magazynami charakteryzuje się mniejszymi wartościami rozpatrywanych kryteriów niż system zawierający tylko źródła konwencjonalne i magazyny energii.



Rysunek 10.20 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności: a) 100 MWh b) 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Analizując wpływ podziału mocy źródeł OZE pomiędzy źródła typu wiatrowego i PV, można zauważyć, że zwiększany udział PV powoduje pogorszenie kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę POSE przy łącznej mocy OZE 25 MW i udziale źródeł PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%. W każdym przypadku jako ograniczenie równościowe optymalizacji przyjęto całkowitą pojemność instalacji równą 100 MWh (nazywaną dalej wariantem I) oraz 200 MWh (nazywaną dalej wariantem II).

Włączone OZE o strukturze 0%PV i 100% TW

W tabelach 10.41 i 10.43 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE zestawione ze średnioroczną

mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.42 oraz 10.44 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.41 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	77,5	11,3	0,0	22,6	9,6	0,0	4,5
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	0,0	0,0	96,1	2,4	24,0	0,0	11,2
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	19,3	83,4	0,5	53,9	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	2,1	0,0	0,0	12,5	4,8	0,0	0,0	31	1,0	5,3	3,4	8,6	9,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	2,2
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	7,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.42 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	104.87 (+35.80%)	77.08 (-0.19%)	124.53 (+61.25%)	81.61 (+5.68%)	77,2
f_2 [-]	0.04 (-96.05%)	0.57 (-36.87%)	0.00 (-99.74%)	0.31 (-65.81%)	0,9
f_3 [TWh/rok]	50.31 (-2.54%)	49.97 (-3.19%)	50.23 (-2.69%)	49.67 (-3.79%)	51,6

Tabela 10.43 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	155,0	22,7	155,0	140,8	9,6	0,0	4,5
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	0,0	0,0	0,0	0,7	24,0	0,0	11,2
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	38,6	166,8	38,6	57,8	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	4,2	0,0	4,2	0,7	4,8	0,0	0,0	31	2,1	10,5	2,1	0,0	9,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	2,2
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	7,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.44 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	171.65 (+122.27%)	77.95 (+0.94%)	171.65 (+122.27%)	167.41 (+116.78%)	77.2
f_2 [-]	0.002 (-100.00%)	0.351 (-61.81%)	0.00 (-100.00%)	0.001 (-100.00%)	0,9
f_3 [TWh/rok]	48.16 (-6.71%)	49.80 (-3.54%)	48.16 (-6.71%)	47.69 (-7.63%)	51,6

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabelach 10.45 i 10.47 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE kolejno zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.46 oraz 10.48 dla tych samych rozwiązań (A-D), przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.45 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 25 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{PV} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	5,9	0,1	23,3	0,0	9,6	0,0	2,2
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	56,5	14,1	75,9	33,2	24,0	3,8	5,6
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2,4	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,8	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	35,6	81,0	0,1	58,9	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	0,0	2,9	0,0	6,2	4,8	0,8	0,0	31	1,9	1,9	0,8	1,7	9,6	1,5	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,8	1,1
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2,4	3,5	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.46 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	98.68 (+24.49%)	79.23 (-0.04%)	137.07 (+72.93%)	83.02 (+4.74%)	79,3
f_2 [-]	0.12 (-90.00%)	0.73 (-40.30%)	0.02 (-98.56%)	0.37 (-69.84%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	50.12 (-2.68%)	49.66 (-3.57%)	50.42 (-2.11%)	49.47 (-3.94%)	51,5

Tabela 10.47 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 25 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	148,1	0,2	107,1	0,0	9,6	0,0	2,2
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	21,1	28,2	54,6	146,9	24,0	3,8	5,6

Tabela 10.47 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE z włączonymi OZE o mocy 25 MW i równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2,4	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,8	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	26,9	162,0	25,1	53,1	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	0,9	5,8	9,2	0,0	4,8	0,8	0,0	31	2,9	3,9	3,9	0,0	9,6	1,5	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,8	1,1
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2,4	3,5	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.48 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	232.60 (+193.44%)	81.61 (+2.96%)	244.39 (+208.31%)	176.61 (+122.81%)	79,3
f_2 [-]	0.00 (-99.97%)	0.43 (-64.41%)	0.00 (-100.00%)	0.00 (-99.95%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	48.44 (-5.94%)	49.44 (-4.01%)	49.05 (-4.76%)	47.74 (-7.31%)	51,5

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabelach 10.49 i 10.51 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE kolejno zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.50 oraz 10.52 dla tych samych rozwiązań (A-D), przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.49 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 100 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	57,5	0,1	5,7	0,4	9,6	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	19,1	0,6	89,8	17,2	24,0	7,7	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	4,8	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	1,5	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	14,8	28,4	3,8	81,3	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	8,0	1,4	0,0	0,0	4,8	1,5	0,0	31	0,5	0,1	0,7	1,0	9,6	3,1	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	69,4	0,0	0,0	4,8	1,5	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	4,8	0,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.50 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 100 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	116.98 (+43.12%)	81.53 (-0.25%)	137.98 (+68.82%)	82.35 (+0.75%)	81,7
f_2 [-]	0.21 (-86.45%)	1.55 (-2.01%)	0.09 (-94.64%)	0.98 (-37.96%)	1,6
f_3 [TWh/rok]	50.22 (-2.35%)	50.87 (-1.08%)	50.23 (-2.31%)	49.55 (-3.64%)	51,4

Tabela 10.51 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	49,9	0,2	108,0	0,1	9,6	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	111,6	2,1	82,1	130,9	24,0	7,7	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	4,8	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	1,5	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	33,7	37,0	2,2	67,5	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	4,5	0,0	4,2	0,0	4,8	1,5	0,0	31	0,2	4,9	3,4	1,5	9,6	3,1	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	155,8	0,0	0,0	4,8	1,5	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	4,8	0,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.52 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

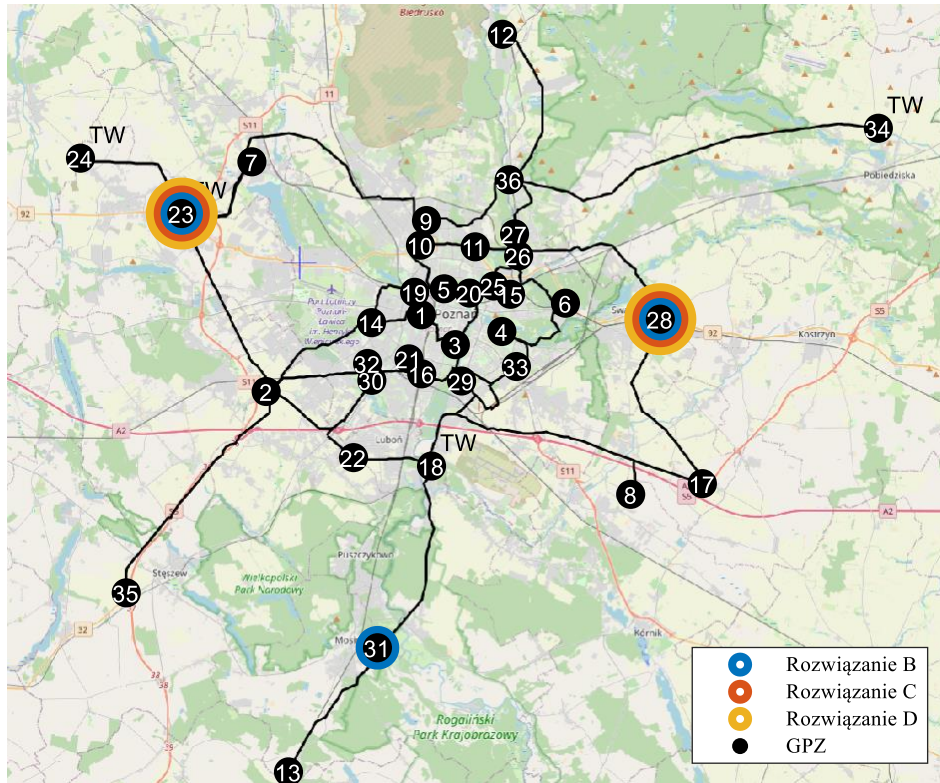
Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	260.98 (+219.30%)	81.89 (+0.19%)	335.48 (+310.46%)	181.84 (+122.48%)	81,7
f_2 [-]	0.00 (-99.75%)	1.49 (-6.01%)	0.00 (-99.86%)	0.02 (-98.91%)	1,6
f_3 [TWh/rok]	49.09 (-4.53%)	50.67 (-1.46%)	49.41 (-3.91%)	47.73 (-7.18%)	51,4

Analiza wyników eksperymentu 3 (OZE o łącznej mocy 25 MW)

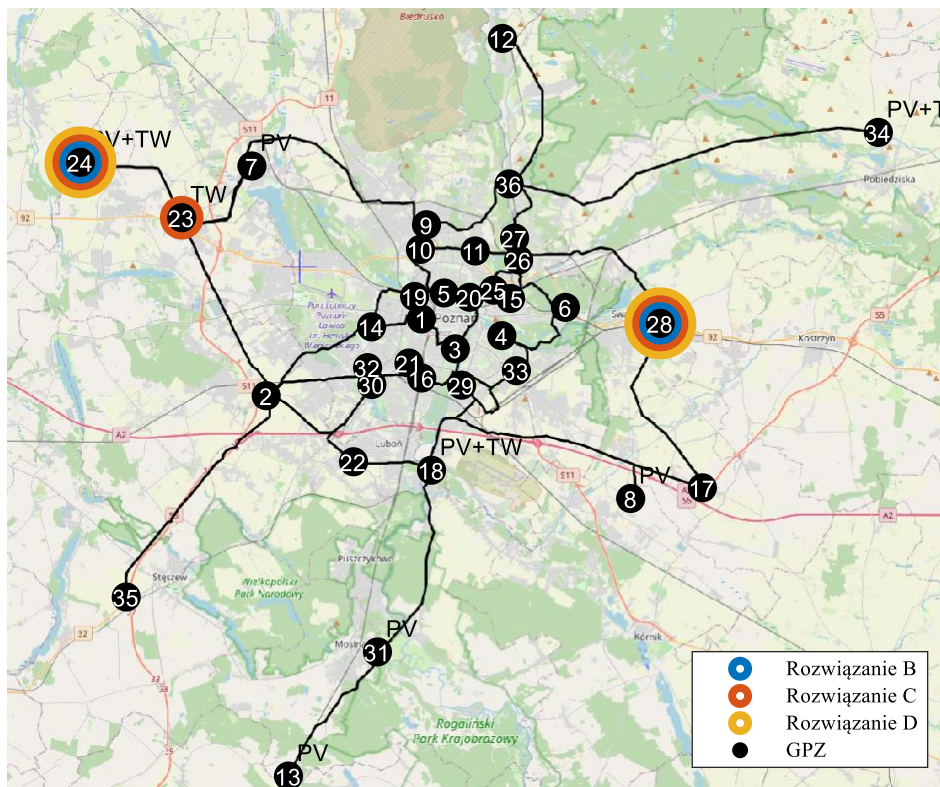
Na rysunkach od 10.21 do 10.23 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na kolejnych rysunkach oznaczono trzy rozwiązania B-D, przy różnym rozdziale mocy źródeł OZE pomiędzy źródła wiatrowe oraz PV.

Dla każdej analizowanej struktury włączonych do POSE źródeł odnawialnych dołączenie magazynów energii powoduje zmniejszenie wartości kryterium f_2 oraz f_3 . W rozwiązaniach B optymalizacji w wariantcie I kryterium f_1 ulega zmniejszeniu od 200 do 40 MWh w skali roku. Dla wariantu II kryterium f_1 w każdym przypadku optymalizacja prowadzi do wyniku gorszego niż w systemie bez działających magazynów. Oznacza to, że praca magazynów energii w systemie powoduje zwiększenie strat przesyłowych.

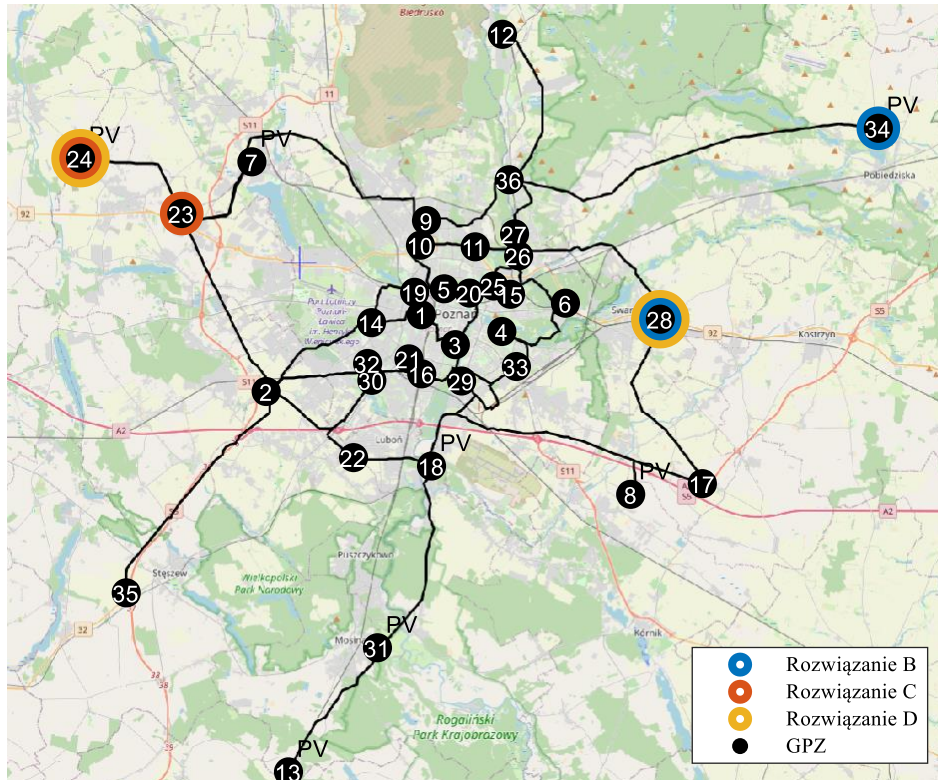
Otrzymane w wyniku optymalizacji rozwiązanie C pozwala sprowadzić poziomy napięcie do przyjętego bezpiecznego przedziału. Przy pracy magazynów energii nie występują przekroczenia dopuszczalnych napięć, przy czym, straty energii rosną kilkakrotnie względem systemu bez pracujących magazynów.



Rysunek 10.21 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.22 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 50% źródeł TW i 50% źródeł PV) [opr. własne]



Rysunek 10.23 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW (przypadek 100% źródeł PV) [opr. własne]

Podobna tendencja występuje dla rozwiązania D: dla wariantu I zmniejszenie wartości kryterium f_3 o ok. 2 TWh w skali roku powoduje kilkuprocentowy wzrost strat czynnych, a dla wariantu II zmniejszenie wartości kryterium f_3 ok. 4 TWh w skali roku powoduje wzrost strat czynnych o ponad 100%.

Dla rozwiązań B, w przypadku OZE ze 100% i 50% udziałem źródeł TW, największy magazyn jest zlokalizowany w węźle nr 28. Włączenie do POSE tylko źródeł PV powoduje, że największy magazyn jest zlokalizowany w węźle nr 34, a następy co do wielkości w węźle nr 28.

Dla rozwiązań C, w przypadku OZE ze 100% i 50% udziałem źródeł PV, największe magazyny są rozmieszczane w węzłach nr 23 oraz 24. W przypadku 100% udziału źródeł TW duży magazyn występuje również w węźle nr 28.

Najmniejszą wartość kryterium f_4 (rozwiązania D) otrzymujemy poprzez rozmieszczenie największych magazynów w węzłach nr 28 oraz w zależności od wariantu optymalizacji węzle nr 23 lub 24. W przypadku występowania źródeł PV dodatkowy magazyn jest umieszczany w węźle nr 13.

Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów otrzymanych w procesie optymalizacji wielokryterialnej dla obu wariantów pojemności całkowitej magazynów, wyznaczono współczynniki korelacji Spearmana ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartościami kryteriów optymalizacji odpowiednio f_1 , f_2 oraz f_3 . Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału instalacji PV w źródłach OZE (0%, 50% oraz

100%) zestawiono w tabelach od 10.53 do 10.55. Przyjmując próg istotności 95% w tabeli pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.

Tabela 10.53 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,509	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,718	0,683
ρ_2	0,204	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,247	-0,365
ρ_3	-0,439	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,747	-0,656
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,489	0,000	0,000	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	-0,272	0,000	0,000	-0,270	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,583	0,000	0,000	-0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela 10.54 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,274	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,814	0,755
ρ_2	0,170	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,204	-0,361
ρ_3	-0,310	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,806	-0,678
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,403	0,000	0,000	-0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	-0,286	0,000	0,000	0,146	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,539	0,000	0,000	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela 10.55 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	-0,217	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,887	0,741
ρ_2	-0,208	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,306	0,098
ρ_3	0,160	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,817	-0,710
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,394	0,000	0,000	0,242	0,000	0,000	-0,268	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	-0,114	0,000	0,000	-0,121	0,000	0,000	-0,259	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,493	0,000	0,000	-0,281	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000

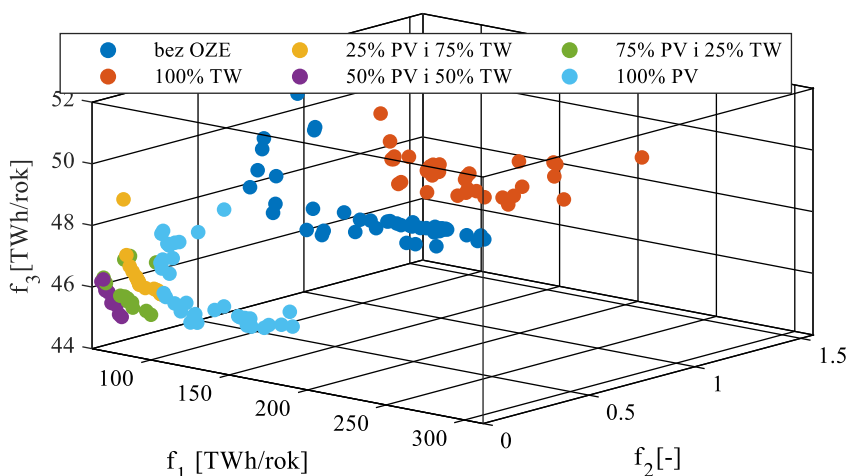
10.3.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW

Na rysunku 10.24 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych dla systemu POSE z dołączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW. Różnymi kolorami oznaczono wyniki optymalizacji dla systemu o różnych udziałach mocy instalacji PV, kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki znalezione dla

systemu bez źródeł OZE. W analizie przyjęto, że całkowita pojemność instalacji magazynującej wynosi 200 MWh.

Porównując wpływ podziału mocy źródeł OZE pomiędzy źródła PV i wiatrowe, można zauważyć, że OZE w strukturze hybrydowej powodują znacznie mniejsze wartości kryteriów optymalizacji niż w przypadku jednorodnej struktury OZE (same źródła PV lub same źródła TW). W przypadku samych źródeł TW włączonych do POSE nastąpiło pogorszenie parametrów optymalnych względem przypadku bez źródeł odnawialnych.

W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę systemu POSE przy mocy źródeł odnawialnych 200 MW i udziale PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%. W każdym przypadku jako ograniczenie równościowe dla optymalizacji przyjęto całkowitą pojemność instalacji magazynującej energią równą 200 MWh.



Rysunek 10.24 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energią o całkowitej pojemności 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Włączone OZE o strukturze 0% PV i 100% TW

W tabeli 10.56 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.57 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.56 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	39,3	0,0	34,1	76,9	9,6	0,0	36,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	45,2	193,2	30,0	4,2	24,0	0,0	89,9
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.56 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	54,0	0,1	0,0	82,3	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	49,7	0,0	82,5	36,6	4,8	0,0	0,0	31	11,7	6,8	53,4	0,0	9,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	18,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	56,2	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.57 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	133.19 (+85.41%)	78.18 (+8.83%)	238.92 (+232.62%)	101.66 (+41.52%)	71,8
f_2 [-]	1.29 (-0.13%)	1.29 (-0.19%)	1.29 (-0.25%)	1.29 (-0.12%)	1,3
f_3 [TWh/rok]	47.42 (-3.89%)	48.50 (-1.70%)	49.55 (+0.43%)	47.07 (-4.59%)	49,3

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabeli 10.58 przedstawiono rozwiązania A-D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh w POSE zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.59 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.58 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych i PV z równym podziałem mocy (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	102,0	23,9	39,7	116,2	9,6	0,0	18,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	0,6	0,7	0,0	0,8	24,0	30,8	44,9
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	19,2	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	6,2	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	84,3	143,1	114,6	65,5	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	13,0	32,3	21,7	17,5	4,8	6,2	0,0	31	0,0	0,0	23,9	0,0	9,6	12,3	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	6,2	9,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	19,2	28,1	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.59 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	78.11 (+29.46%)	68.42 (+13.40%)	69.72 (+15.55%)	81.41 (+34.93%)	60,3
f_2 [-]	0.00 (-100.00%)	0.00 (-99.13%)	0.00 (-100.00%)	0.00 (-100.00%)	0,1
f_3 [TWh/rok]	45.56 (-5.56%)	46.24 (-4.16%)	46.32 (-3.99%)	45.21 (-6.28%)	48,2

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabeli 10.60 przedstawiono rozwiązania A-D uzyskane po optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.61 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.60 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł PV o mocy 200 MW (rozwiązania w punktach A-D) [opr. własne]

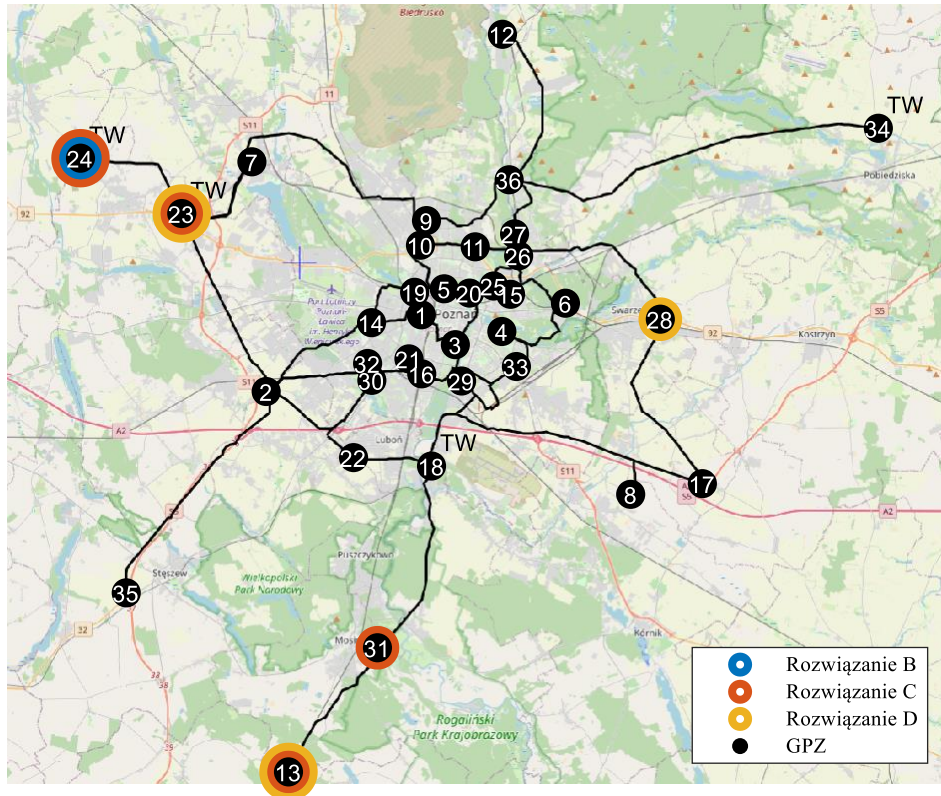
Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0	19	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	20	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	21	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	22	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	23	0,6	0,1	70,1	0,5	9,6	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	24	195,0	10,7	105,0	135,1	24,0	61,5	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	38,5	0,0	25	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	12,3	0,0	26	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	27	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	0,0	0,0	28	1,7	43,0	23,8	48,4	24,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	29	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0
13	0,1	0,0	0,5	14,0	4,8	12,3	0,0	31	0,8	1,1	0,0	0,4	9,6	24,6	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0	32	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	33	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	34	1,7	145,1	0,5	1,7	4,8	12,3	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	35	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	38,5	0,0	36	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.61 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punktach A-D dla źródeł PV o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

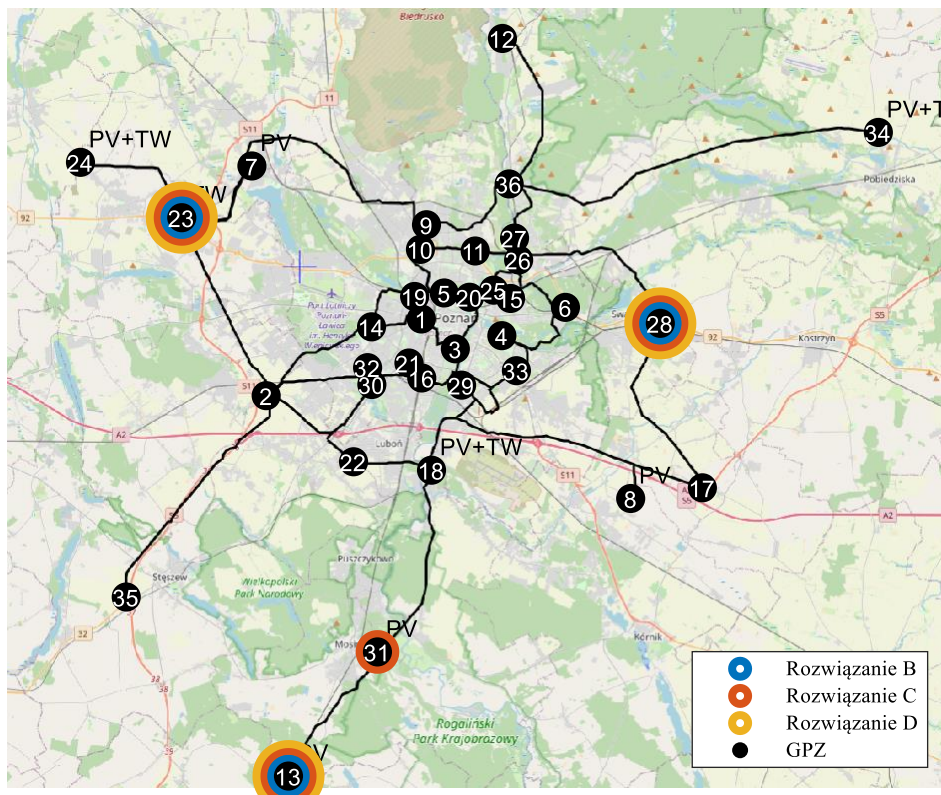
Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	144.60 (+110.29%)	68.02 (-1.08%)	190.07 (+176.41%)	123.47 (+79.55%)	68,8
f_2 [-]	0.01 (-98.09%)	0.58 (-25.23%)	0.00 (-99.68%)	0.01 (-98.25%)	0,8
f_3 [TWh/rok]	46.14 (-5.16%)	47.49 (-2.38%)	45.96 (-5.54%)	45.42 (-6.65%)	48,7

Analiza wyników eksperymentu 3 (źródła OZE o mocy 200 MW)

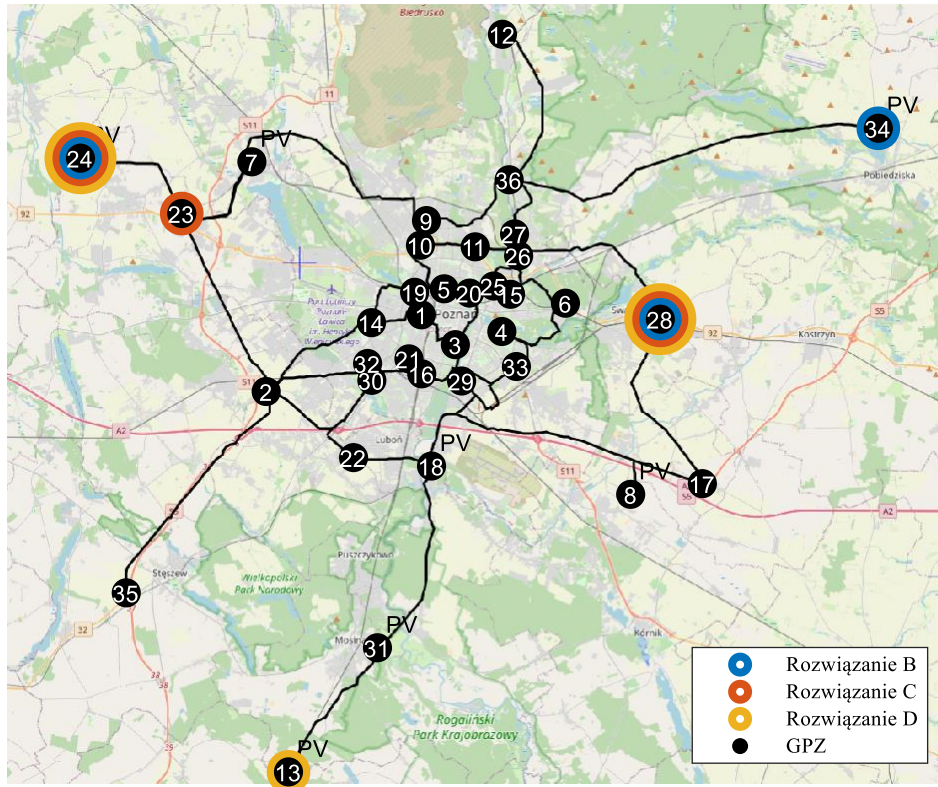
Na rysunkach od 10.25 do 10.27 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na rysunkach zaznaczono trzy rozwiązania (B-D), przy różnym rozdziale mocy OZE pomiędzy źródła wiatrowe oraz PV.



Rysunek 10.25 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.26 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 50% źródeł PV oraz 50% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.27 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązań B-D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh z włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł PV) [opr. własne]

Podobnie jak w przypadku POSE z przyłączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW w wynikach optymalizacji istnieje duża sprzeczność pomiędzy rozwiązaniami ograniczającymi kryterium f_2 i f_3 a rozwiązaniami ograniczającymi kryterium f_1 . Sprowadzenie przebiegów napięć węzłowych do założonego przedziału (wyzerowanie wartości kryterium f_2) prowadzi do wzrostu wartości kryterium f_1 nawet o 200% (przypadek samych źródeł TW).

Dla rozwiązania B w systemie POSE z samymi źródłami TW o mocy 200 MW największy magazyn (ponad 90% całej pojemności) umieszczono w węźle nr 24. Resztę dostępnej pojemności przydzielono do węzła nr 31. Przy równym rozdziale mocy OZE pomiędzy źródła TW i PV, największy magazyn (143,1 MWh) umieszczono w węźle nr 28, a następne dwa w węzłach nr 13 i 23. W przypadku POSE z samymi źródłami PV największy magazyn umieszczono w węźle nr 34, 28 oraz 24.

W rozwiązaniu C dla POSE z samymi źródłami TW dominująca część pojemności została przydzielona do węzłów nr 13 oraz 31. Są to węzły w których nie występują źródła odnawialne. Następnie umieszczono dwa magazyny o pojemności ok. 30 MWh w węzłach nr 23 oraz 24. Dla systemu z równym rozdziałem mocy OZE pomiędzy źródła TW i PV ponownie największy magazyn przydzielono do węzła nr 28, do którego nie przyłączono żadnych OZE. Pozostałe magazyny zostały ulokowane w węzłach nr: 23, 31 oraz 13. Przy czym są to węzły o łącznej mocy OZE mniejszej niż pozostałe analizowane węzły (24 oraz 34).

W rozwiązaniu D dla wszystkich przypadków podziału mocy OZE pomiędzy źródła PV i TW największe magazyny zostały rozmieszczane w węzłach nr 28 oraz węźle nr 23 lub 24. Znacznie mniejszy magazyn został włączony do węzła nr 13. Jest to bardzo podobna

charakterystyka rozmieszczenia magazynów jak w przypadku systemu z OZE o łącznej mocy 25 MW.

Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów analizowanych podczas procesu optymalizacji wielokryterialnej, wyznaczono współczynniki korelacji Spearmana ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartościami kryteriów optymalizacji. Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału mocy instalacji PV w mocy OZE (0%, 50% oraz 100%), zestawiono w tabelach od 10.62 do 10.64. Przyjmując próg istotności 95% w tabeli pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.

Tabela 10.62 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,874	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,282	0,371
ρ_2	0,321	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,204	-0,019
ρ_3	-0,277	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,727	-0,470
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,202	0,000	0,000	0,137	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,436	0,000	0,000	-0,402	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,808	0,000	0,000	0,451	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela 10.63 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,868	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,617	0,756
ρ_2	0,612	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,011	0,294
ρ_3	-0,824	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,623	-0,733
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,593	0,000	0,000	0,504	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,147	0,000	0,000	0,443	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,631	0,000	0,000	-0,524	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabela 10.64 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_1	0,186	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,811	0,663
ρ_2	-0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,208	-0,390
ρ_3	-0,202	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,832	-0,586
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_1	0,000	0,000	0,000	0,369	0,000	0,000	-0,014	0,000	0,000	-0,006	0,000	0,000
ρ_2	0,000	0,000	0,000	-0,303	0,000	0,000	-0,280	0,000	0,000	-0,287	0,000	0,000
ρ_3	0,000	0,000	0,000	-0,525	0,000	0,000	-0,037	0,000	0,000	0,021	0,000	0,000

Na podstawie istotności współczynników korelacji z rozwiązaniami A-D zredukowano liczbę magazynów poprzez usunięcie magazynów najmniejszych oraz najmniej istotnych w taki sposób, aby całkowita pojemność instalacji nie zmniejszyła się o więcej niż 5% pojemności całkowitej. W tabeli 10.65 zestawiono wartości kryteriów f_1, f_2 oraz f_3 dla oryginalnych rozwiązań (oznaczone jako W1), zredukowanych rozwiązań (oznaczone jako W2) oraz procentową zmianę wartości rozpatrywanych kryteriów.

Tabela 10.65 Zestawienie wartości kryteriów f_1, f_2 oraz f_3 dla rozwiązań B-D (W1) oraz ich zredukowanych wariantów (W2) dla systemu POSE z włączonymi OZE: tylko źródłami TW (TW), źródłami PV i TW z równym podziałem mocy (PV+TW) oraz tylko źródłami PV (PV) [opr. własne]

Struktura OZE	Roz.	Kryterium f_1 [TWh/rok]			Kryterium f_2 [-]			Kryterium f_3 [TWh/rok]		
		W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]
TW	B	78,18	78,45	0,35%	1,29	1,29	0,00%	48,5	48,55	0,10%
	C	238,92	238,92	0,00%	1,29	1,29	0,00%	49,55	49,55	0,00%
	D	101,66	100,85	-0,80%	1,29	1,29	0,00%	47,07	47,15	0,16%
PV+TW	B	68,42	68,47	0,07%	5,87E-04	7,90E-04	34,50%	46,24	46,24	0,01%
	C	69,72	69,72	0,00%	0	0	0,00%	46,32	46,32	0,00%
	D	81,41	81,06	-0,43%	0	0	0,00%	45,21	45,22	0,02%
TW	B	68,02	68,06	0,05%	5,83E-01	5,84E-01	0,30%	47,49	47,5	0,01%
	C	190,07	190,2	0,07%	2,53E-03	2,53E-03	0,10%	45,96	45,96	0,00%
	D	123,47	122,89	-0,47%	1,37E-02	1,40E-02	2,10%	45,42	45,43	0,02%

Dla każdego zredukowanego rozwiązania, w przypadku systemu z włączonymi źródłami PV i TW oraz samymi źródłami PV, wystąpił wzrost wartości kryterium f_2 na czwartym miejscu po przecinku. Oznacza to, że zredukowane rozwiązania nie wpłynęły znacząco na wartości kryteriów. W systemie z włączonymi źródłami TW wartość kryterium f_2 nie zmieniła się względem rozwiązania niezredukowanego. Taką samą tendencję uzyskano dla kryterium f_3 , jego wartość zwiększa się od ok. 10 MWh/rok do 50 MWh/rok.

W przypadku zredukowanych rozwiązań B dla każdej struktury włączonych do POSE źródeł odnawialnych uzyskano wartości strat przesyłowych f_1 zwiększone od ok. 40 MWh/rok (przypadek samych źródeł PV oraz hybrydowego OZE) do ok. 270 MWh/rok (przypadek samych źródeł TW). W każdym z wymienionych rozwiązań otrzymano także zwiększoną wartość kryterium f_3 .

10.4 Eksperyment 4: optymalizacja parametrów i rozmieszczenia magazynów energii pracujących w strategii Power Smoothing

W ramach eksperymentu 4 magazyny energii pracowały w strategii ograniczania zmienności mocy węzłowej. Strategię tą zrealizowano z wykorzystaniem opisanego w rozdziale 8.5 algorytmu średniej ruchomej. Przyjęto, że średnia ruchoma jest wyznaczana z poprzedniej godziny przebiegu mocy węzłowej. Oznacza to, przy 5 minutowym okresie próbkowania, że okno czasowe filtra wygładzającego ma 12 próbek. Zadaniem tego algorytmu jest wygładzenie mocy czynnej w węźle, dzięki czemu ograniczona zostanie konieczność regulowania częstotliwości systemowej. Działania takie są szczególnie ważne przy przyłączaniu do węzła źródeł niestabilnych, których moce chwilowe mają charakter stochastyczny.

W ramach przeprowadzonych badań wykonano szereg optymalizacji wielokryterialnych z przyjętymi kryteriami f_1, f_2 oraz f_3 , przy założeniu, że sumaryczna pojemność wszystkich magazynów (f_4) włączonych w strukturę POSE jest ograniczeniem

równościowym. Jego wartość zmieniano w zakresie od 10 MWh do 200 MWh co 10 MWh. Każdy wariant obliczeń wykonano dla POSE bez włączonych dodatkowych OZE oraz z włączonymi dodatkowymi źródłami odnawialnymi o mocach od 25 do 200 MW, jednocześnie przy różnym podziale mocy pomiędzy źródła TW i PV. W badaniach przyjęto, że udział mocy PV w całkowitej mocy OZE zmienia się w zakresie od 0% do 100% co 25%. Ze względu na obszerność wyników optymalizacji poniżej zamieszczono rozwiązania dla przypadków skrajnych: 100% udziału TW, 100% udziału PV oraz przypadku hybrydowego z równym podziałem mocy pomiędzy źródła wiatrowe i PV.

10.4.1 Badanie przedziału zmienności kryteriów optymalizacji

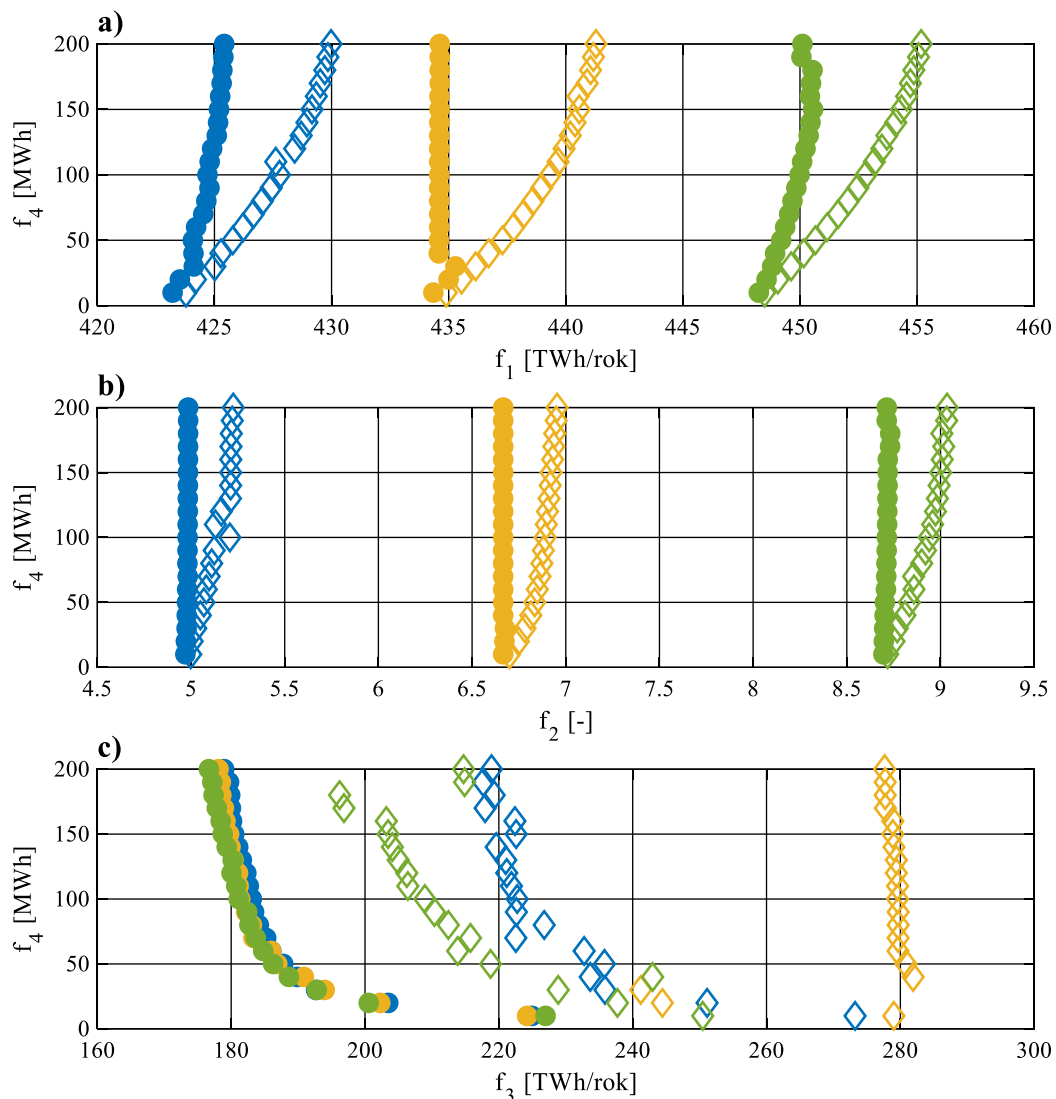
W celu sprawdzenia zakresu zmienności ustalonych kryteriów optymalizacyjnych f_1 , f_2 oraz f_3 w funkcji całkowitej pojemności magazynów, w przypadku przyłączenia do POSE źródeł odnawialnych o łącznej mocy 200 MW, z otrzymanych rozwiązań niezdominowanych wyznaczano rozwiązanie zapewniające najlepszą i najgorszą wartość każdego z kryteriów. Na rysunku 10.28 przedstawiono przebiegi zmienności wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 w funkcji pojemności instalacji magazynującej (kryterium f_4). Kolory przebiegu oznaczają warianty podziału mocy całkowitej OZE pomiędzy źródła wiatrowe i PV.

Wraz ze wzrostem całkowitej pojemności magazynów można zauważyć powiększanie się różnicy między najgorszym a najlepszym (z punktu widzenia danego kryterium) rozwiązaniem.

W przypadku kryterium f_1 możliwość jego poprawy jest ograniczona tylko dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej nie większej niż kilkadziesiąt MWh. Największe otrzymane wartości tego kryterium wskazują, że możliwe jest nawet trzykrotne zwiększenie strat przesyłowych, które występują przy włączeniu do systemu POSE źródeł odnawialnych w postaci źródeł wiatrowych.

Z uzyskanych wyników (rysunek 10.28) wynika, że praca magazynów w ramach wygładzania mocy, nie ma istotnie pozytywnego wpływu na wartości kryteriów f_1 oraz f_2 . Wzrost sumarycznej pojemności f_4 powoduje, że możliwe jest znaczne pogorszenie wartości tych kryteriów. Jednocześnie widoczny jest pozytywny wpływ magazynów na kryterium f_3 . Nawet najgorsze rozwiązania w przypadku każdego wariantu włączenia OZE, nie pogarszają wartości f_3 względem sytuacji bez magazynów energii. Największy spadek wartości kryterium f_3 występuje przy sumarycznej pojemności instalacji magazynującej do ok. 50 MWh. Dalszy wzrost pojemności magazynów skutkuje quasi-liniowym spadkiem wartości kryterium f_3 .

Badania wykonane w ramach eksperymentu 4 ograniczono do trzech mocy łącznej OZE 25, 100 oraz 200 MW oraz całkowitej pojemności instalacji równej 10, 50 oraz 200 MWh. Taki wybór pojemności podyktowany jest małą zmianą wartości kryterium f_3 dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej w przedziale od 100 MWh do 200 MWh.



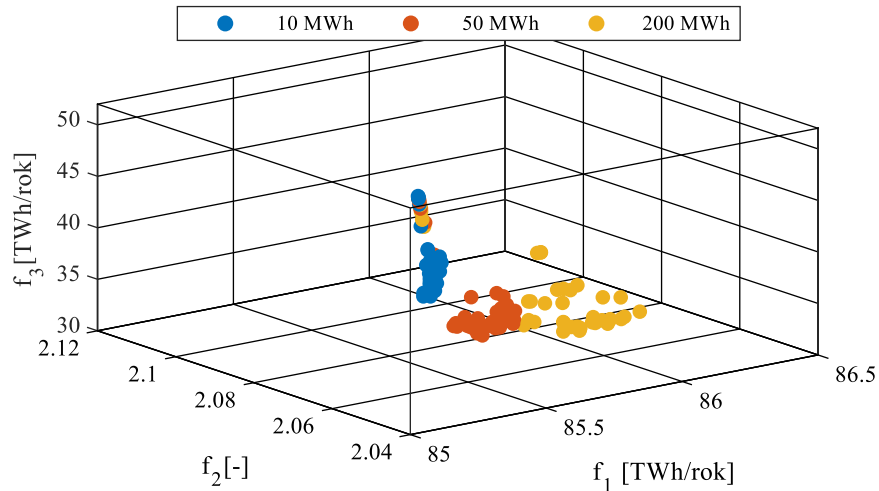
Rysunek 10.28 Przedziały zmienności kryteriów optymalizacji przy różnym podziale zainstalowanej mocy OZE (200 MW) pomiędzy sekcję wiatrową i solarną w funkcji całkowitej pojemności instalacji magazynującej (kryterium f_4): a) kryterium f_1 ; b) kryterium f_2 oraz c) kryterium f_3 (kolorem niebieskim oznaczono 100% udziału źródeł wiatrowych, zielonym 100% udziału źródeł PV a żółtym równy podział mocy (50% na 50%). Kropka oznacza najmniejszą a romb największą wartość kryterium przy zadanej pojemności) [opr. własne]

10.4.2 POSE bez włączonych źródeł OZE

Na rysunku 10.29 przedstawiono zbiór rozwiązań niezdominowanych optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii dla POSE przy braku podłączonych dodatkowych źródeł odnawialnych. Kolory na wykresie odwzorowują różne wartości ograniczenia równościowego f_4 (całkowitej pojemności instalacji magazynującej).

W tabelach od 10.66, 10.68 i 10.70 zamieszczono zestawienie rozmieszczenia i pojemności magazynów (dla rozwiązań A-D) oraz średnioroczną moc obciążenia (\bar{P}) dla poszczególnych węzłów systemu POSE dla przypadku instalacji magazynującej o pojemności całkowitej odpowiednio: 10 MWh, 50 MWh oraz 200 MWh. W tabelach 10.67, 10.69 oraz 10.71 dla tych samych rozwiązań (A-D) przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2

oraz f_3 . Wartości wyznaczone w procentach określają wzrost lub obniżenie wartości kryterium w odniesieniu do wartości uzyskanych dla POSE bez magazynów energii.



Rysunek 10.29 Front Pareto uzyskany dla POSE bez źródeł przedstawiony w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_3, f_4)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności 10, 50 oraz 200 MWh [opr. własne]

Tabela 10.66 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 10 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	1,1	0,0	0,0	0,3	24,0	19	0,0	0,0	0,0	0,3	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	0,7	0,0	0,0	0,2	24,0
3	0,5	0,0	0,0	0,4	15,0	21	0,1	0,0	0,0	0,1	12,5
4	0,4	0,0	0,0	0,4	15,0	22	0,4	0,0	0,0	0,3	9,6
5	0,6	0,0	0,0	0,2	15,0	23	0,0	0,0	0,0	0,2	9,6
6	0,2	0,0	0,0	0,1	6,0	24	0,0	0,0	0,0	0,2	24,0
7	0,0	0,0	0,0	0,5	15,0	25	0,1	0,0	0,0	0,2	9,6
8	0,1	9,9	9,9	0,1	4,8	26	0,4	0,0	0,0	0,3	15,0
9	0,2	0,0	0,0	0,5	15,0	27	0,2	0,0	0,0	0,1	9,6
10	0,4	0,0	0,0	0,2	12,5	28	0,3	0,0	0,0	0,5	24,0
11	0,6	0,0	0,0	0,2	9,6	29	0,1	0,0	0,0	0,4	15,0
12	0,1	0,0	0,0	0,1	9,6	30	0,3	0,0	0,0	0,5	9,6
13	0,1	0,0	0,0	0,1	4,8	31	0,0	0,0	0,0	0,1	9,6
14	0,1	0,0	0,0	0,6	15,0	32	0,1	0,0	0,0	0,3	15,0
15	0,0	0,0	0,0	0,3	9,0	33	0,4	0,0	0,0	0,5	24,0
16	0,6	0,0	0,0	0,2	9,6	34	0,0	0,0	0,0	0,2	4,8
17	0,4	0,0	0,0	0,4	9,6	35	0,6	0,0	0,0	0,6	4,8
18	0,4	0,0	0,0	0,1	15,0	36	0,1	0,0	0,0	0,3	9,6

Tabela 10.67 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 10 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.17 (+0.09%)	85.10 (+0.00%)	85.10 (+0.00%)	85.19 (+0.11%)	85,1
f_2 [-]	2.05 (+0.04%)	2.05 (+0.00%)	2.05 (+0.00%)	2.05 (+0.25%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	43.30 (-17.06%)	52.00 (-0.39%)	52.00 (-0.39%)	41.16 (-21.15%)	52,2

Tabela 10.68 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 50 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	2,1	0,0	0,0	1,5	24,0	19	1,0	0,0	0,0	1,3	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	2,5	0,0	0,0	1,1	24,0
3	0,6	0,0	0,0	2,1	15,0	21	1,9	0,0	0,0	0,6	12,5
4	0,7	0,2	0,0	2,1	15,0	22	2,3	0,0	0,0	1,7	9,6

Tabela 10.68 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 50 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
5	0,0	0,0	0,0	1,2	15,0	23	0,0	0,0	0,0	0,9	9,6
6	0,1	0,0	0,0	0,4	6,0	24	0,0	0,0	0,0	1,1	24,0
7	0,1	0,0	0,0	2,5	15,0	25	1,7	0,0	0,0	1,0	9,6
8	0,1	49,7	35,8	0,5	4,8	26	0,1	0,0	0,0	1,5	15,0
9	0,0	0,0	0,0	2,5	15,0	27	0,2	0,0	0,0	0,7	9,6
10	2,1	0,0	0,0	1,1	12,5	28	1,9	0,0	0,0	2,7	24,0
11	0,0	0,0	0,0	0,9	9,6	29	1,7	0,0	0,1	2,0	15,0
12	0,3	0,0	0,0	0,5	9,6	30	1,7	0,0	0,0	2,6	9,6
13	1,1	0,0	0,0	0,3	4,8	31	13,8	0,0	0,0	0,6	9,6
14	2,6	0,0	0,0	2,9	15,0	32	1,2	0,1	1,0	1,6	15,0
15	1,1	0,0	0,0	1,5	9,0	33	1,6	0,0	0,0	2,4	24,0
16	0,9	0,0	0,0	1,0	9,6	34	0,8	0,0	0,0	0,9	4,8
17	0,9	0,0	0,0	2,0	9,6	35	3,9	0,0	13,0	2,8	4,8
18	0,2	0,0	0,0	0,4	15,0	36	0,3	0,0	0,0	1,4	9,6

Tabela 10.69 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 50 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.43 (+0.39%)	85.10 (+0.01%)	85.10 (+0.01%)	85.60 (+0.59%)	85,1
f_2 [-]	2.05 (+0.12%)	2.05 (+0.00%)	2.05 (+0.00%)	2.07 (+1.20%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	40.59 (-22.25%)	51.68 (-1.01%)	51.70 (-0.97%)	33.67 (-35.50%)	52,2

Tabela 10.70 Rozmieszczenie magazynów energii o łącznej pojemności 200 MWh w systemie POSE bez przyłączonych źródeł OZE (rozwiązania dla punktów A-D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]
	A	B	C	D			A	B	C	D	
1	21,1	0,0	0,0	6,0	24,0	19	1,0	0,0	0,0	5,4	15,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	20	13,2	0,0	0,0	4,3	24,0
3	9,5	0,0	0,0	8,3	15,0	21	2,8	0,0	0,0	2,5	12,5
4	7,0	0,7	0,0	8,2	15,0	22	7,4	0,0	0,0	6,6	9,6
5	12,7	0,0	0,0	4,7	15,0	23	0,1	0,0	0,0	3,6	9,6
6	4,7	0,0	0,0	1,7	6,0	24	0,6	0,0	0,0	4,4	24,0
7	0,3	0,0	0,0	10,1	15,0	25	2,6	0,0	0,1	4,1	9,6
8	2,4	198,6	142,1	2,1	4,8	26	8,5	0,0	0,0	5,8	15,0
9	3,6	0,0	0,0	10,1	15,0	27	4,8	0,0	0,0	2,7	9,6
10	8,7	0,0	0,0	4,3	12,5	28	7,0	0,0	0,0	10,7	24,0
11	12,5	0,0	0,0	3,6	9,6	29	2,9	0,1	0,3	8,2	15,0
12	2,4	0,0	0,0	2,1	9,6	30	6,7	0,0	0,0	10,3	9,6
13	1,2	0,0	0,0	1,1	4,8	31	0,4	0,0	0,0	2,2	9,6
14	1,0	0,0	0,1	11,4	15,0	32	1,2	0,3	5,2	6,4	15,0
15	0,9	0,0	0,0	6,1	9,0	33	8,7	0,0	0,1	9,4	24,0
16	12,5	0,1	0,0	4,1	9,6	34	0,3	0,0	0,0	3,5	4,8
17	8,8	0,0	0,0	7,9	9,6	35	11,6	0,0	52,1	11,1	4,8
18	8,3	0,0	0,0	1,6	15,0	36	2,3	0,0	0,0	5,4	9,6

Tabela 10.71 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w rozwiązaniach A-D dla systemu POSE bez przyłączonych źródeł OZE przy całkowitej pojemności magazynów energii 200 MWh z procentową zmianą wartości względem przypadku POSE bez magazynów [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	85.99 (+1.05%)	85.11 (+0.02%)	85.11 (+0.02%)	86.43 (+1.57%)	85,1
f_2 [-]	2.06 (+0.65%)	2.05 (+0.00%)	2.05 (+0.00%)	2.11 (+2.98%)	2,0
f_3 [TWh/rok]	33.37 (-36.08%)	51.10 (-2.13%)	50.72 (-2.84%)	32.02 (-38.66%)	52,2

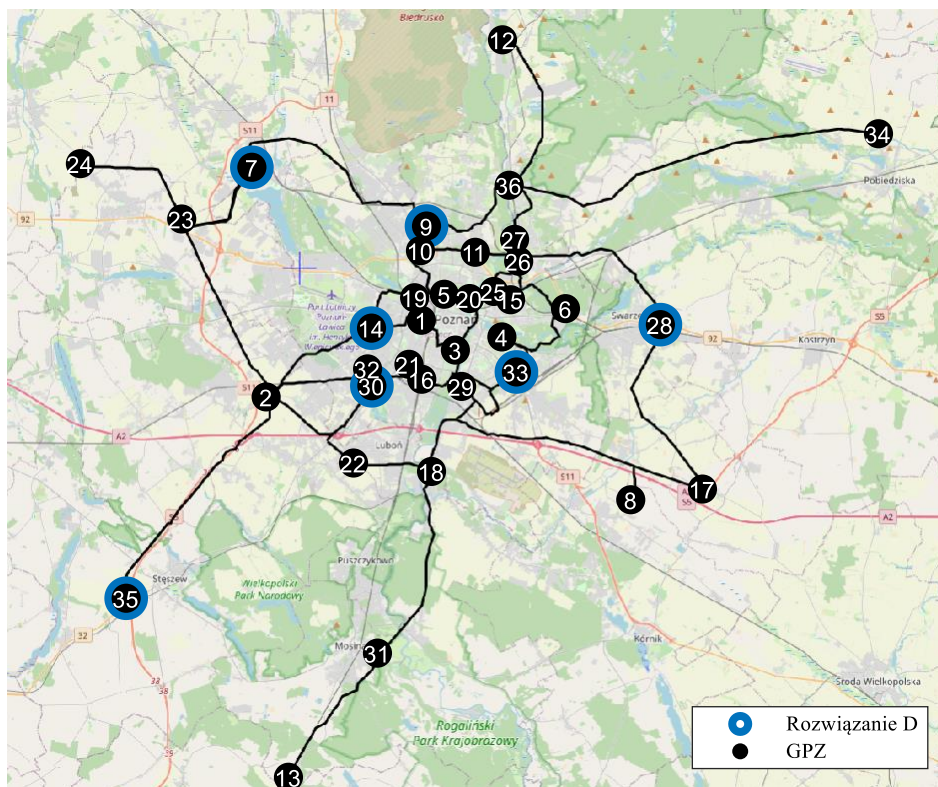
Analiza wyników eksperymentu 4 (POSE bez OZE)

Wyniki przeprowadzonych dla kryteriów f_1 oraz f_2 badań wykazują, że magazyny pracujące jako filtry wygładzające moc nie są w stanie ograniczyć strat czynnych oraz ograniczyć przekroczenia poziomów napięć węzłowych, a wręcz zwiększają je.

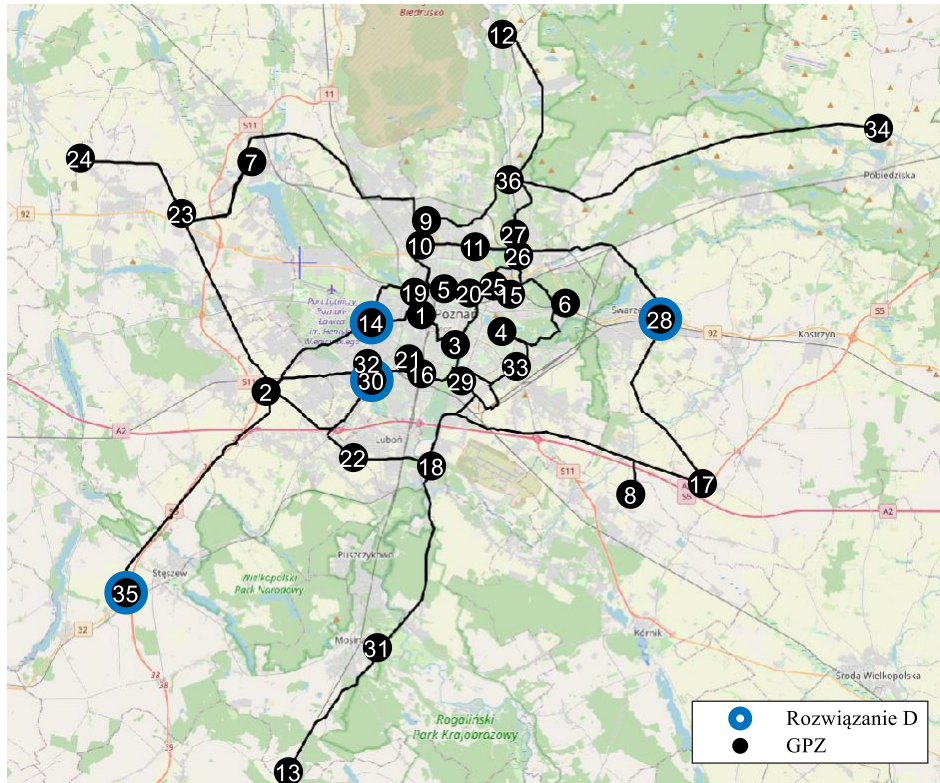
W związku z tym jako rozwiązanie B w każdej przeprowadzonej optymalizacji uzyskano magazyn w węźle nr 8. Węzeł ten charakteryzuje się najmniejszą, obok węzłów nr 34 i 35, mocą obciążenia. W ten sposób większa część magazynu nie jest w ogóle używana. W przypadku rozwiązań C dostępna pojemność magazynu była rozkładana na dwa węzły nr 8 oraz nr 35. Zastosowanie rozwiązania D powodowało znaczne ograniczenie wartości kryterium f_3 przy jednakowym pogorszeniu wartości pozostałych kryteriów.

Ponieważ zastosowanie magazynów w strategii wygładzania przebiegu mocy nie pozwala na obniżenie wartości kryteriów f_1 oraz f_2 , w dalszej części eksperymentu prezentowany będą tylko wyniki dla rozwiązania D.

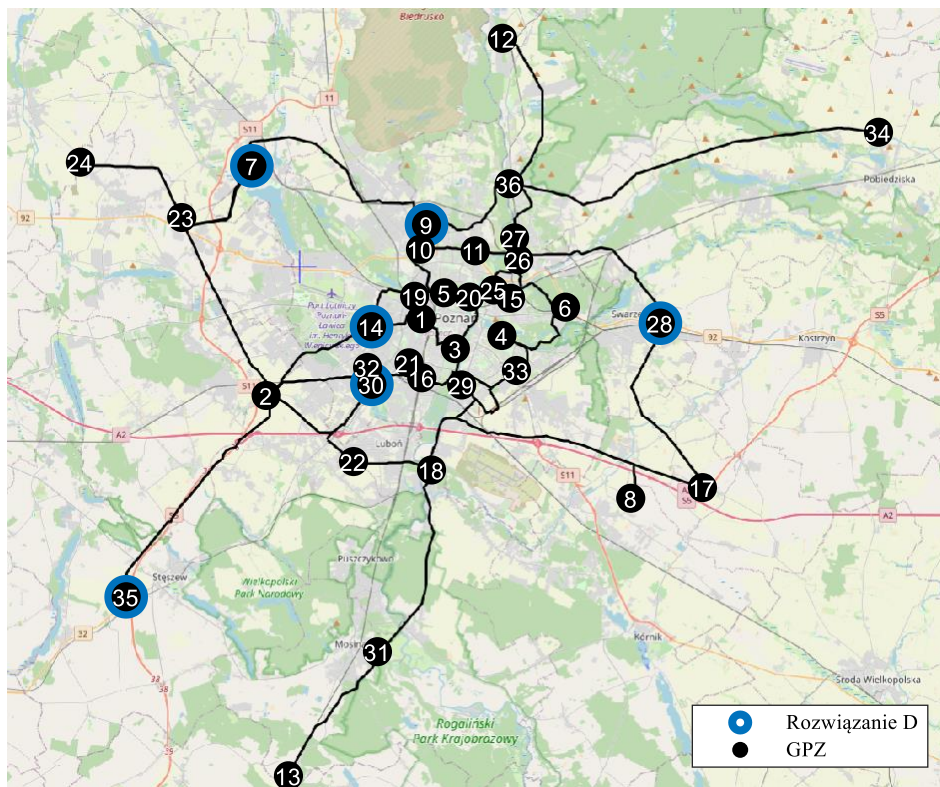
Na rysunkach 10.30 – 10.32 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji) dla rozwiązania D. Obliczenia optymalizacyjne wykonano dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej energię równej odpowiednio: 10 MWh, 50 MWh oraz 200 MWh.



Rysunek 10.30 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 10 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]



Rysunek 10.31 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 50 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]

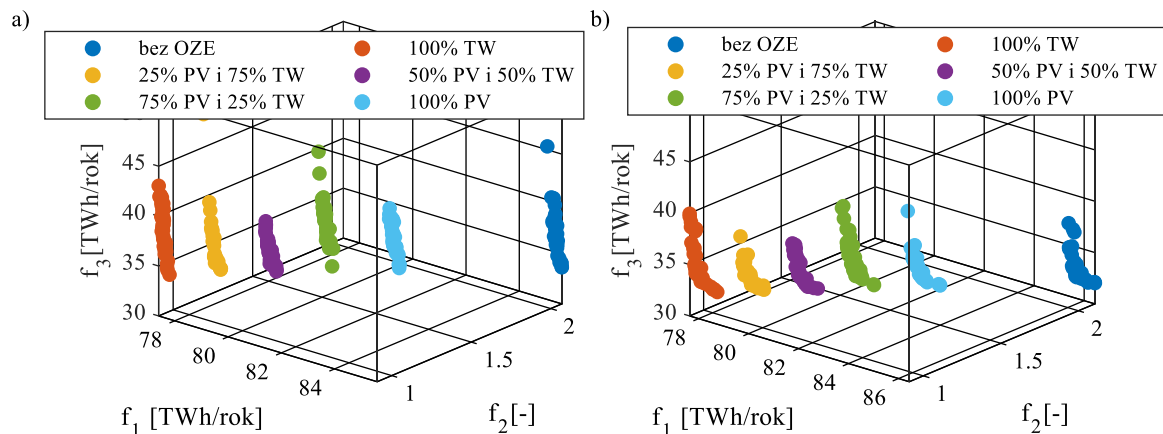


Rysunek 10.32 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh (przypadek bez OZE) [opr. własne]

Podobnie jak w przypadku poprzednio badanych strategii wykorzystania magazynów, rozwiązanie D charakteryzuje się bardzo dużym rozproszeniem magazynów pomiędzy wszystkie węzły systemu. Najlepiej jest to widoczne w przypadku całkowitej pojemności instalacji magazynów równej 200 MWh. Największy rozmieszczony w systemie magazyn ma pojemność 11,4 MWh a najmniejszy 1,1 MWh (węzeł nr 6). Większe magazyny instalowane są w węzłach o większej mocy \bar{P} (24 MW, 15 MW oraz 9,6 MW). Wyjątkiem od tej reguły jest magazynu znajdujący się w węźle nr 35 (GPZ Stęszew), który jest bezpośrednio podłączony do GPZ Plewiska stanowiącego węzeł bilansujący. Wahania mocy w tym węźle są bezpośrednio przenoszone do systemu przesyłowego.

10.4.3 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW

Na rysunku 10.33 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych w przypadku POSE z dołączonymi OZE o łącznej mocy 25 MW. Kolorami oznaczono wyniki optymalizacji dla systemu o udziałach instalacji PV kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki wyznaczone dla systemu bez OZE. Na rysunku 10.33a całkowita pojemność instalacji wynosi 100 MWh, a na rysunku 10.33b całkowita pojemność instalacji wynosi 200 MWh. System ze źródłami OZE oraz włączonymi magazynami charakteryzuje się lepszymi parametrami niż system zawierający tylko źródła konwencjonalne i magazyny energii.



Rysunek 10.33 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności: a) 50 MWh b) 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW) [opr. własnej]

Analizując wpływ podziału mocy źródeł OZE pomiędzy źródła typu wiatrowego i PV, można zauważyć, że zwiększany udział PV powoduje pogorszenie parametrów systemu pod kątem zaproponowanych kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 . W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę systemu POSE przy łącznej mocy źródeł OZE 25 MW i udziale źródeł PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%. W każdym przypadku jako ograniczenie równościowe dla optymalizacji przyjęto całkowitą pojemność instalacji równą 50 MWh (nazywaną dalej wariantem I) oraz 200 MWh (nazywaną dalej wariantem II).

Włączone OZE o strukturze 0%PV i 100% TW

W tabelach 10.72 i 10.74 przedstawiono rozwiązanie D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze

średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.73 oraz 10.75 dla tego samego rozwiązania D przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.72 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 50 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	2,2	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	1,9	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	4,1	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	0,7	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	0,6	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	2,2	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	1,0	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	0,5	9,6	0,0	4,5
6	-	-	-	0,3	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	1,1	24,0	0,0	11,2
7	-	-	-	0,9	15,0	0,0	0,0	25	-	-	-	2,4	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	0,3	4,8	0,0	0,0	26	-	-	-	1,6	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	1,4	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	2,8	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	0,9	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	2,4	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	1,3	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	1,1	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	0,8	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	1,8	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,5	4,8	0,0	0,0	31	-	-	-	0,5	9,6	0,0	0,0
14	-	-	-	2,0	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	1,0	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	0,8	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	3,3	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	2,5	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	0,3	4,8	0,0	2,2
17	-	-	-	0,5	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	2,0	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	2,0	15,0	0,0	7,0	36	-	-	-	1,2	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.73 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 50 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	77.71 (+0.62%)	77,23
f_2 [-]	-	-	-	0.93 (+2.02%)	0,91
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	34.27 (-33.62%)	51,62

Tabela 10.74 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 25 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	1,1	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	7,8	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	16,4	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	2,4	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	3,8	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	1,3	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	1,8	9,6	0,0	4,5
6	-	-	-	2,0	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	4,3	24,0	0,0	11,2
7	-	-	-	2,2	15,0	0,0	0,0	25	-	-	-	9,7	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	3,0	4,8	0,0	0,0	26	-	-	-	6,4	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	1,1	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	11,2	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	1,1	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	9,4	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	0,7	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	4,2	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	1,2	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	7,3	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,8	4,8	0,0	0,0	31	-	-	-	2,0	9,6	0,0	0,0
14	-	-	-	1,4	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	4,1	15,0	0,0	0,0

Tabela 10.75 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami wiatrowymi o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	78.47 (+1.61%)	77,23
f_2 [-]	-	-	-	0.95 (+5.18%)	0,91
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	32.66 (-36.74%)	51,62

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabelach 10.76 i 10.78 przedstawiono rozwiązanie D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.77 oraz 10.79 dla tego samego rozwiązania D, przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.76 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 50 MWh w systemie POSE dla źródeł wiatrowych i PV z równym podziałem mocy (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	1,1	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	1,8	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	2,1	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	1,6	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	1,3	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	1,3	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	2,2	9,6	0,0	2,2
6	-	-	-	2,0	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	1,2	24,0	3,8	5,6
7	-	-	-	2,2	15,0	2,4	0,0	25	-	-	-	1,6	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	3,0	4,8	0,8	0,0	26	-	-	-	1,0	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	1,1	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	1,5	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	1,1	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	1,4	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	0,7	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	1,7	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	1,2	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	0,5	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,8	4,8	0,8	0,0	31	-	-	-	0,7	9,6	1,5	0,0
14	-	-	-	1,4	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	2,0	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	1,4	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	2,3	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	1,3	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	1,4	4,8	0,8	1,1
17	-	-	-	0,9	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	1,5	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	1,1	15,0	2,4	3,5	36	-	-	-	1,5	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.77 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 50 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	79.79 (+0.66%)	79,3
f_2 [-]	-	-	-	1.25 (+2.53%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	34.11 (-33.78%)	51,5

Tabela 10.78 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE dla źródeł wiatrowych i PV z równym podziałem mocy (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	4,1	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	6,6	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	8,8	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	4,5	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	6,6	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	4,5	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	5,1	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.78 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE dla źródeł wiatrowych i PV z równym podziałem mocy (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
5	-	-	-	5,6	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	8,2	9,6	0,0	2,2
6	-	-	-	7,4	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	4,7	24,0	3,8	5,6
7	-	-	-	4,9	15,0	2,4	0,0	25	-	-	-	5,8	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	12,9	4,8	0,8	0,0	26	-	-	-	3,9	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	4,1	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	6,2	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	4,3	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	14,5	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	2,6	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	6,2	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	1,8	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	1,7	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	3,1	4,8	0,8	0,0	31	-	-	-	2,7	9,6	1,5	0,0
14	-	-	-	5,9	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	7,7	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	5,2	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	8,5	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	4,9	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	5,7	4,8	0,8	1,1
17	-	-	-	3,8	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	5,6	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	4,1	15,0	2,4	3,5	36	-	-	-	7,9	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.79 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania			
	A	B	C	D
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	80.54 (+1.60%)
f_2 [-]	-	-	-	1.27 (+4.32%)
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	32.51 (-36.89%)

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabelach 10.80 i 10.82 przedstawiono rozwiązanie D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i doboru pojemności magazynów kolejno dla wariantu I oraz II zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach POSE. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabelach 10.81 oraz 10.83 dla tego samego rozwiązania D przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.80 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 50 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	1,1	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	1,8	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	2,1	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	1,6	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	1,2	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	1,3	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	1,3	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	2,2	9,6	0,0	2,2
6	-	-	-	2,0	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	1,2	24,0	3,8	5,6
7	-	-	-	2,2	15,0	2,4	0,0	25	-	-	-	1,6	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	3,0	4,8	0,8	0,0	26	-	-	-	1,0	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	1,1	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	1,5	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	1,1	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	1,4	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	0,7	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	1,7	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	1,2	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	0,5	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,8	4,8	0,8	0,0	31	-	-	-	0,7	9,6	1,5	0,0
14	-	-	-	1,4	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	2,0	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	1,4	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	2,3	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	1,3	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	1,4	4,8	0,8	1,1
17	-	-	-	0,9	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	1,5	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	1,1	15,0	2,4	3,5	36	-	-	-	1,5	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.81 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 50 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	79.79 (+0.66%)	79,3
f_2 [-]	-	-	-	1.25 (+2.53%)	1,2
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	34.11 (-33.78%)	51,5

Tabela 10.82 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w systemie POSE dla źródeł PV o mocy 25 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	6,0	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	3,4	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	9,5	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	2,7	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	7,0	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	5,1	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	5,0	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	3,1	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	2,2	9,6	0,0	0,0
6	-	-	-	4,4	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	5,9	24,0	7,7	0,0
7	-	-	-	7,8	15,0	4,8	0,0	25	-	-	-	2,9	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	9,0	4,8	1,5	0,0	26	-	-	-	5,7	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	5,5	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	7,8	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	5,9	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	10,4	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	2,0	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	6,0	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	4,4	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	3,3	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	8,6	4,8	1,5	0,0	31	-	-	-	5,8	9,6	3,1	0,0
14	-	-	-	8,6	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	7,1	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	2,9	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	8,7	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	6,7	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	7,7	4,8	1,5	0,0
17	-	-	-	11,5	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	2,5	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	1,5	15,0	4,8	0,0	36	-	-	-	3,7	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.83 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami PV o mocy 25 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	83.07 (+1.63%)	81,7
f_2 [-]	-	-	-	1.65 (+3.94%)	1,6
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	32.24 (-37.30%)	51,4

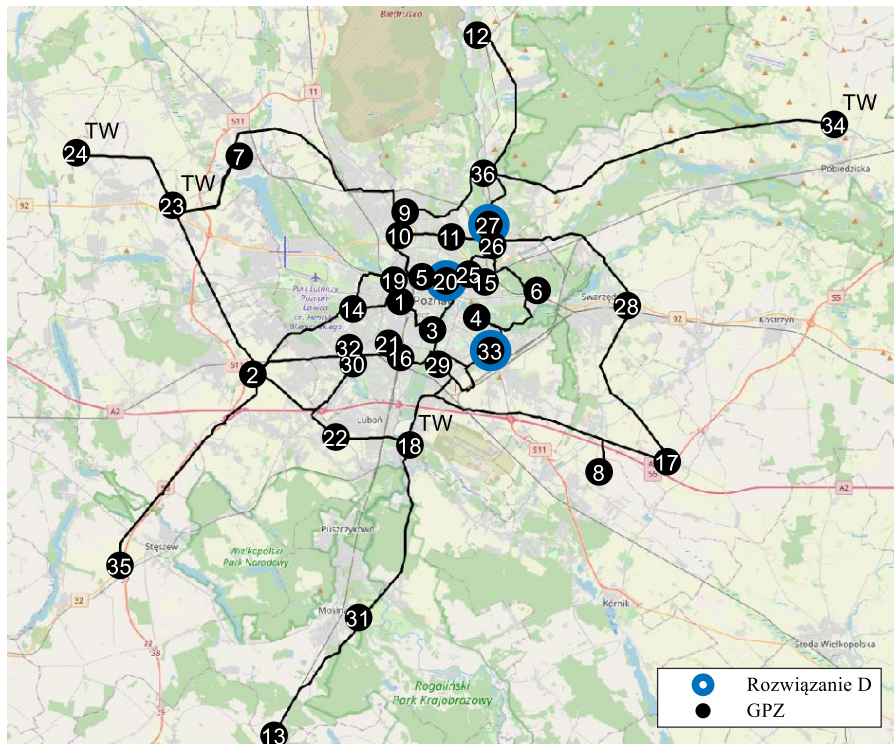
Analiza wyników eksperymentu 4 (instalacje OZE 25 MW)

Na rysunkach od 10.34 do 10.36 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>1% całkowitej pojemności instalacji). Na rysunku naniesiono rozwiązania D przy różnym rozdziale mocy źródeł OZE pomiędzy źródła wiatrowe oraz PV.

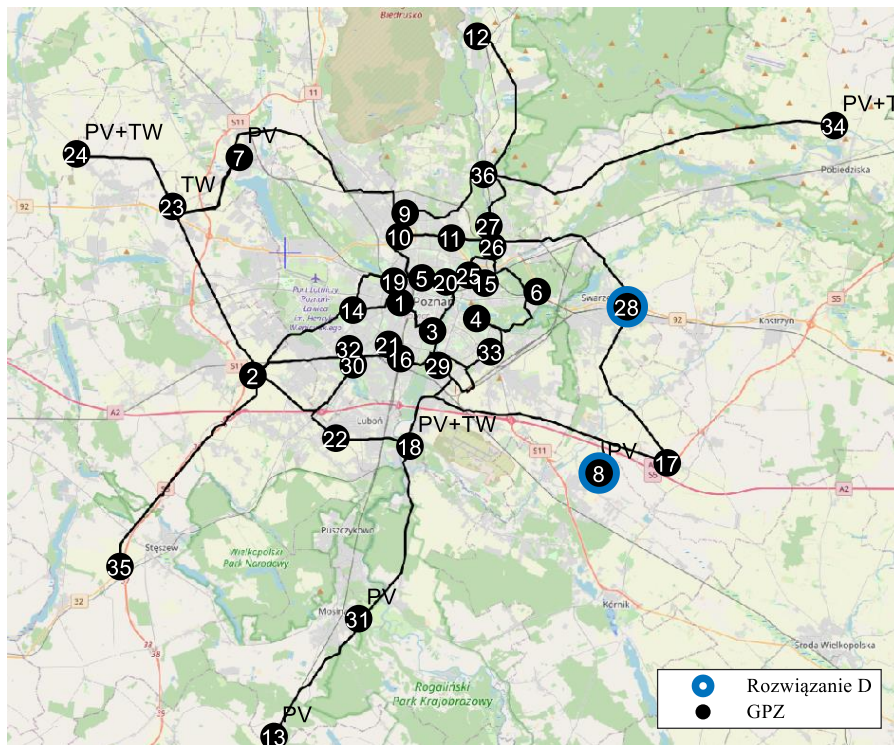
Otrzymane w obu wariantach optymalizacji rozwiązania D prowadzą ponownie do dużego rozproszenia magazynów pomiędzy węzły systemowe. W wariantcie II, występowanie tylko źródeł PV, w strukturze OZE, największe magazyny są rozmieszczane w węzłach o dużej mocy włączonych źródeł PV.

Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów otrzymanych w procesie optymalizacji wielokryterialnej dla obu wariantów pojemności całkowitej magazynów, wyznaczono współczynnik korelacji Spearmana ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartością kryterium f_3 . Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału instalacji PV w źródłach OZE (0%, 50% oraz 100%), zestawiono w kolejnych tabelach od 10.84 do

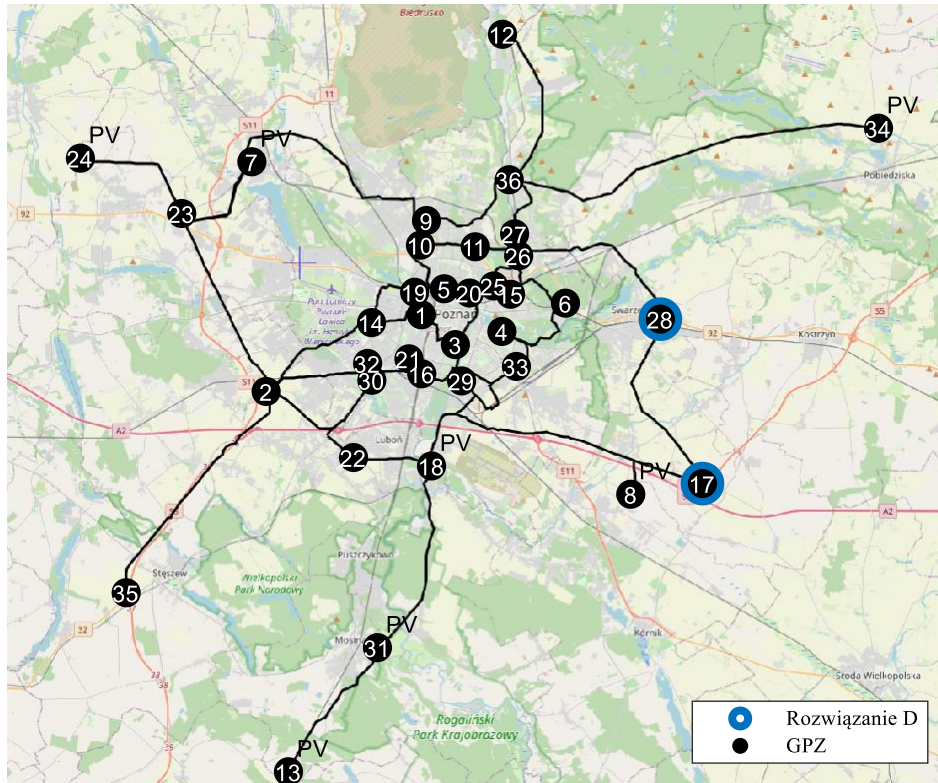
10.86. Przyjmując próg istotności 95% w tabeli pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.



Rysunek 10.34 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi ze względu na rozwiązanie D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh dla POSE o mocy OZE 25 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.35 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi ze względu na rozwiązanie D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh i mocy OZE 25 MW (przypadek 50% źródeł TW i 50% źródeł PV) [opr. własne]



Rysunek 10.36 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi ze względu na rozwiązanie D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh i mocy OZE 25 MW (przypadek 50% źródeł TW i 50% źródeł PV) [opr. własne]

Tabela 10.84 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,665	0,000	-0,550	-0,621	-0,669	-0,548	-0,577	-0,567	-0,489	-0,653	-0,379	-0,385
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,470	-0,552	-0,479	-0,646	-0,563	-0,506	-0,669	-0,666	-0,430	-0,526	-0,391	-0,624
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,547	-0,607	-0,568	-0,513	-0,569	-0,427	-0,463	-0,557	-0,583	-0,457	-0,448	-0,605

Tabela 10.85 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 25 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

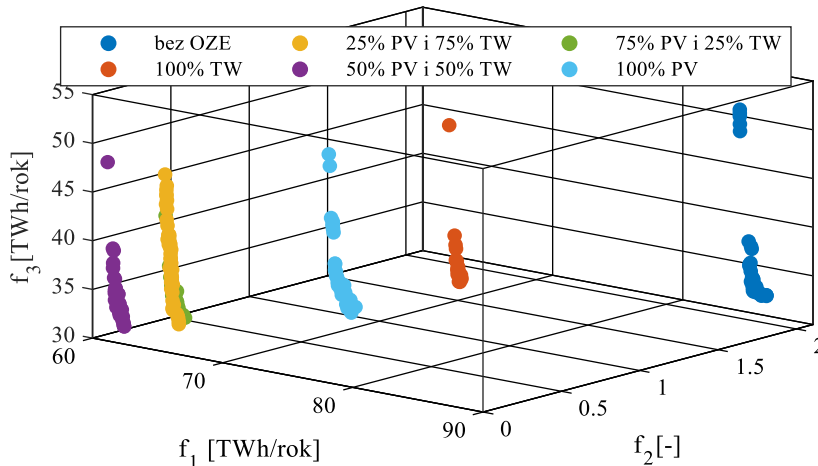
Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,709	0,000	-0,648	-0,724	-0,634	-0,568	-0,725	-0,627	-0,645	-0,586	-0,664	-0,473
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,556	-0,600	-0,660	-0,716	-0,623	-0,648	-0,712	-0,683	-0,610	-0,781	-0,529	-0,682
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,625	-0,730	-0,684	-0,746	-0,727	-0,702	-0,252	-0,621	-0,718	-0,582	-0,659	-0,650

Tabela 10.86 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_1, ρ_2, ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryteriami optymalizacji odpowiednio f_1, f_2 oraz f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 25 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,706	0,000	-0,600	-0,741	-0,647	-0,673	-0,754	-0,684	-0,687	-0,728	-0,611	-0,644
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,648	-0,638	-0,626	-0,599	-0,655	-0,592	-0,571	-0,685	-0,690	-0,729	-0,625	-0,669
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,660	-0,598	-0,608	-0,726	-0,769	-0,665	-0,602	-0,645	-0,712	-0,637	-0,502	-0,620

10.4.4 POSE z przyłączonymi źródłami OZE o łączonej mocy 200 MW

Na rysunku 10.37 przedstawiono wyniki optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w postaci zbioru rozwiązań niezdominowanych, dla POSE z dołączonymi źródłami odnawialnymi o łącznej mocy 200 MW. Różnymi kolorami na wykresie oznaczono wyniki optymalizacji dla różnych udziałów mocy instalacji PV w mocy całkowitej włączonych OZE, kolejno 0%, 25%, 50%, 75% oraz 100%. Dla porównania na wskazane rozwiązania nałożono wyniki ustalone dla POSE bez włączonych OZE. W analizie przyjęto, że całkowita pojemność instalacji magazynującej wynosi 200 MWh.



Rysunek 10.37 Front Pareto w przestrzeni $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ w przypadku optymalizacji dla instalacji magazynującej energię o całkowitej pojemności 200 MWh (system POSE z włączonymi źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Porównując wpływ podziału mocy OZE pomiędzy źródła PV i TW można zauważyć, że najgorsze fronty uzyskano w przypadku, gdy do systemu włączono wyłącznie źródła TW lub wyłącznie źródła PV. Najlepszy front Pareto uzyskano w przypadku równego rozdziału mocy pomiędzy źródła PV i TW. W dalszej części rozdziału przedstawiono szczegółową analizę systemu POSE przy udziale mocy źródeł PV odpowiednio: 0%, 50% oraz 100%.

Włączone OZE o strukturze 0% PV i 100% TW

W tabeli 10.87 przedstawiono rozwiązanie D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.88 dla tego samego rozwiązania D przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.87 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	3,2	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	0,9	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	7,6	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	5,2	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	9,0	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	6,5	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	1,4	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	6,7	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	8,1	9,6	0,0	36,0

Tabela 10.87 c.d. Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
6	-	-	-	7,8	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	11,1	24,0	0,0	89,9
7	-	-	-	7,6	15,0	0,0	0,0	25	-	-	-	5,6	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	9,5	4,8	0,0	0,0	26	-	-	-	1,5	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	12,0	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	9,4	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	2,7	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	1,0	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	4,2	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	3,7	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	10,6	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	1,2	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,1	4,8	0,0	0,0	31	-	-	-	4,7	9,6	0,0	0,0
14	-	-	-	1,8	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	11,2	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	5,8	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	7,3	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	2,0	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	12,9	4,8	0,0	18,0
17	-	-	-	0,2	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	0,6	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	7,1	15,0	0,0	56,2	36	-	-	-	10,1	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.88 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla źródeł wiatrowych o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	72.67 (+1.17%)	71,8
f_2 [-]	-	-	-	1.29 (-0.12%)	1,3
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	33.46 (-32.19%)	49,3

Włączone OZE o strukturze 50% PV i 50% TW

W tabeli 10.89 przedstawiono rozwiązanie D otrzymane podczas optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh w POSE zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.90 dla tego samego rozwiązania D przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.89 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł wiatrowych i PV z równym podziałem moc (rozwiązanie D) [opr. własne]

Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	3,8	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	6,4	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	9,9	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	6,7	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	4,1	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	3,5	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	3,0	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	9,3	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	4,8	9,6	0,0	18,0
6	-	-	-	2,6	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	5,1	24,0	30,8	44,9
7	-	-	-	5,4	15,0	19,2	0,0	25	-	-	-	4,3	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	4,8	4,8	6,2	0,0	26	-	-	-	2,7	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	11,8	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	1,9	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	7,9	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	7,8	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	2,5	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	3,6	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	9,0	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	3,0	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	7,4	4,8	6,2	0,0	31	-	-	-	9,9	9,6	12,3	0,0
14	-	-	-	6,3	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	7,7	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	2,3	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	8,1	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	7,9	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	7,6	4,8	6,2	9,0
17	-	-	-	2,7	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	3,9	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	6,8	15,0	19,2	28,1	36	-	-	-	5,4	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.90 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla POSE ze źródłami wiatrowymi i PV z równym podziałem mocy – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	61.47 (+1.89%)	60,3
f_2 [-]	-	-	-	0.08 (+17.99%)	0,1
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	31.22 (-35.29%)	48,2

Włączone OZE o strukturze 100% PV i 0% TW

W tabeli 10.91 przedstawiono rozwiązanie D uzyskane po optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów w POSE dla przyjętej całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh zestawione ze średnioroczną mocą obciążenia (\bar{P}) oraz mocą przyłączonej instalacji wiatrowej (P_{TW}) i PV (P_{PV}) w poszczególnych węzłach systemu. Pogrubiono pojemności magazynów, których udział w pojemności całkowitej wyniósł nie mniej niż 5%. W tabeli 10.92 dla tego samego rozwiązania D przedstawiono wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 . Pogrubiono najmniejsze wartości kryteriów uzyskane w przypadku dołączonej instalacji magazynującej.

Tabela 10.91 Rozmieszczenie magazynów energii o całkowitej pojemności 200 MWh w POSE dla źródeł PV o mocy 200 MW (rozwiązanie D) [opr. własne]

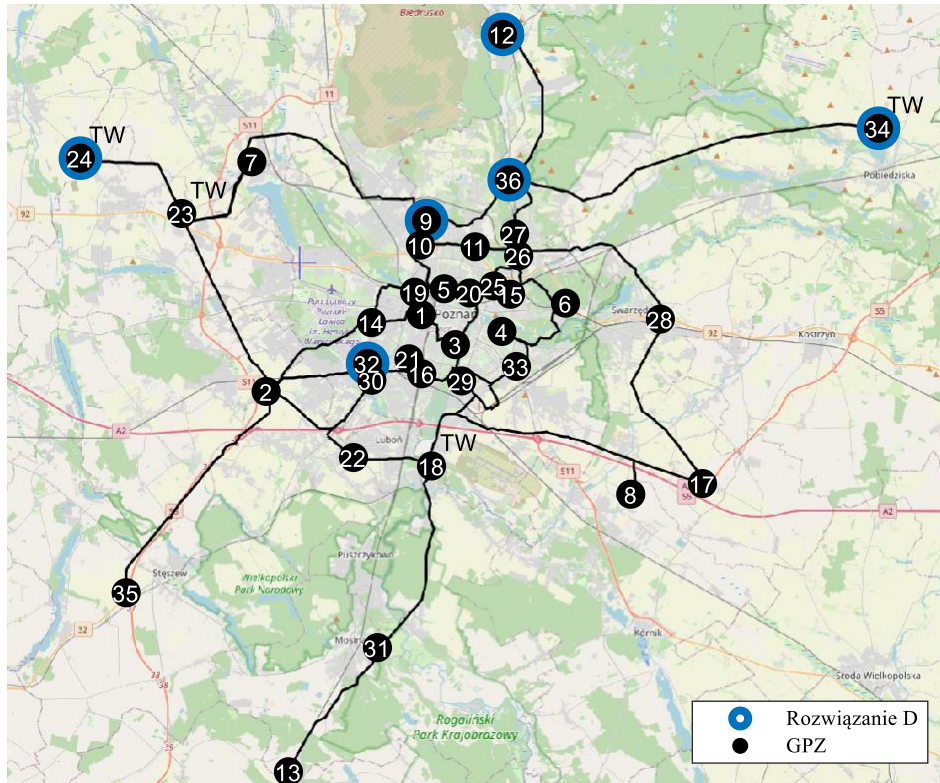
Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]	Nr szyny	Rozwiązania [MWh]				\bar{P} [MW]	P_{PV} [MW]	P_{TW} [MW]
	A	B	C	D					A	B	C	D			
1	-	-	-	12,9	24,0	0,0	0,0	19	-	-	-	7,3	15,0	0,0	0,0
2	-	-	-	0,0	9,6	0,0	0,0	20	-	-	-	6,7	24,0	0,0	0,0
3	-	-	-	7,5	15,0	0,0	0,0	21	-	-	-	4,0	12,5	0,0	0,0
4	-	-	-	5,5	15,0	0,0	0,0	22	-	-	-	8,3	9,6	0,0	0,0
5	-	-	-	11,9	15,0	0,0	0,0	23	-	-	-	8,1	9,6	0,0	0,0
6	-	-	-	0,4	6,0	0,0	0,0	24	-	-	-	17,8	24,0	61,5	0,0
7	-	-	-	16,3	15,0	38,5	0,0	25	-	-	-	3,5	9,6	0,0	0,0
8	-	-	-	0,3	4,8	12,3	0,0	26	-	-	-	1,5	15,0	0,0	0,0
9	-	-	-	1,9	15,0	0,0	0,0	27	-	-	-	0,5	9,6	0,0	0,0
10	-	-	-	0,5	12,5	0,0	0,0	28	-	-	-	7,5	24,0	0,0	0,0
11	-	-	-	14,4	9,6	0,0	0,0	29	-	-	-	7,8	15,0	0,0	0,0
12	-	-	-	11,0	9,6	0,0	0,0	30	-	-	-	1,4	9,6	0,0	0,0
13	-	-	-	0,4	4,8	12,3	0,0	31	-	-	-	3,8	9,6	24,6	0,0
14	-	-	-	1,8	15,0	0,0	0,0	32	-	-	-	9,4	15,0	0,0	0,0
15	-	-	-	1,6	9,0	0,0	0,0	33	-	-	-	0,6	24,0	0,0	0,0
16	-	-	-	3,0	9,6	0,0	0,0	34	-	-	-	0,5	4,8	12,3	0,0
17	-	-	-	3,8	9,6	0,0	0,0	35	-	-	-	0,6	4,8	0,0	0,0
18	-	-	-	2,5	15,0	38,5	0,0	36	-	-	-	15,0	9,6	0,0	0,0

Tabela 10.92 Wartości kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 oraz f_3 w punkcie D dla źródeł PV o mocy 200 MW – przypadek całkowitej pojemności instalacji magazynującej 200 MWh (w nawiasach podano procentową zmianę wartości kryteriów względem przypadku bez magazynów) [opr. własne]

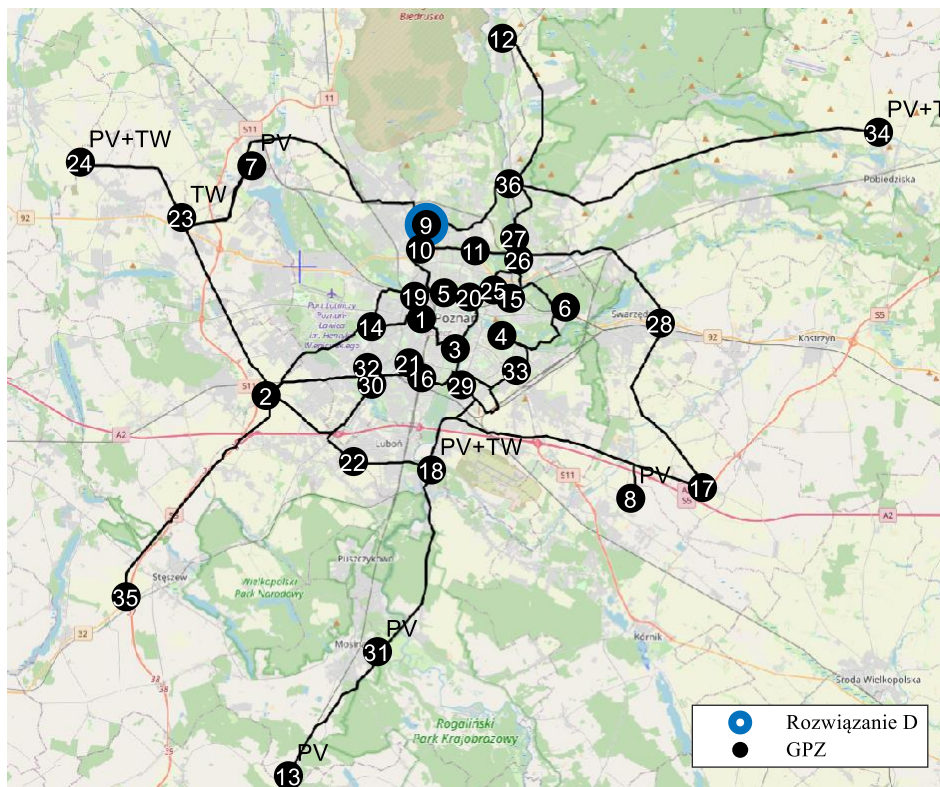
Kryterium	Rozwiązania				
	A	B	C	D	Bez ME
f_1 [TWh/rok]	-	-	-	69.98 (+1.76%)	68,8
f_2 [-]	-	-	-	0.82 (+5.57%)	0,8
f_3 [TWh/rok]	-	-	-	31.62 (-35.01%)	48,7

Analiza wyników eksperymentu 2 (źródła OZE o mocy 200 MW)

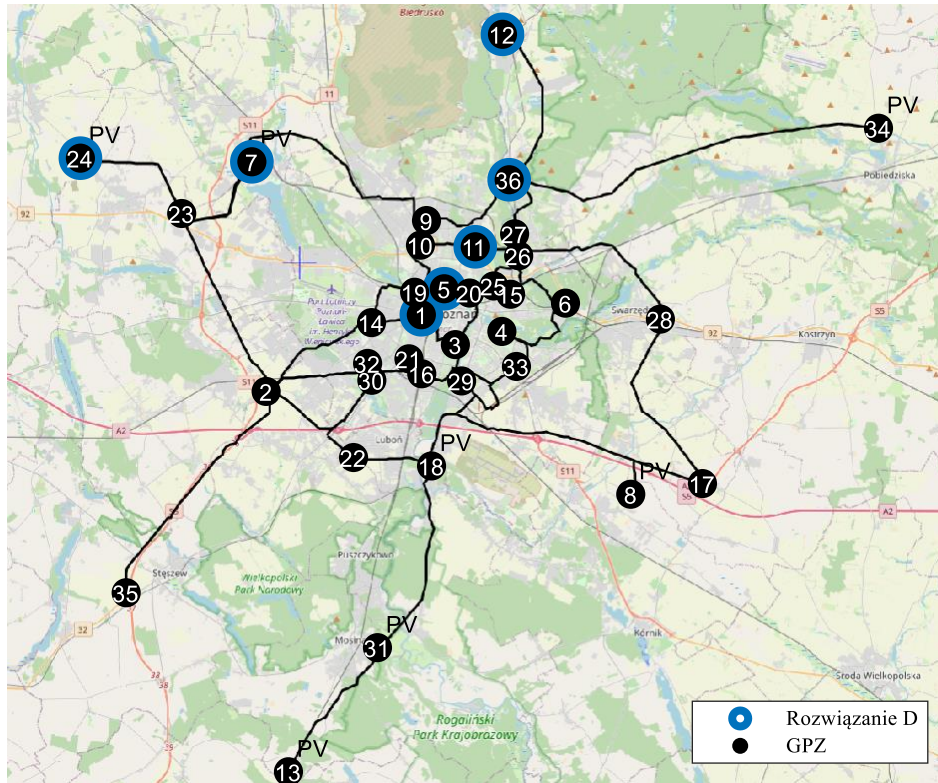
Na rysunkach od 10.38 do 10.40 przedstawiono mapę Poznania i okolic z naniesioną strukturą systemu POSE i oznaczonymi węzłami, do których podłączono magazyny o znaczącej pojemności (>5% całkowitej pojemności instalacji). Na rysunku zaznaczono rozwiązanie D przy różnym rozdziale mocy źródeł OZE pomiędzy źródła wiatrowe oraz PV.



Rysunek 10.38 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh oraz włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.39 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh oraz włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 50% źródeł PV oraz 50% źródeł TW) [opr. własne]



Rysunek 10.40 Mapa Poznania z naniesionymi węzłami systemu POSE istotnymi według rozwiązania D dla całkowitej pojemności magazynów 200 MWh oraz włączonymi OZE o łącznej mocy 200 MW (przypadek 100% źródeł PV) [opr. własne]

Otrzymane wyniki optymalizacji pokazują, że wraz ze wzrostem mocy włączonych do systemu OZE, wzrasta pojemność magazynów instalowanych w ich lokalizacjach. W przypadku systemu POSE z samymi źródłami TW we wszystkich czterech węzłach, w których przyłączono źródła TW, rozlokowano magazyny o dużej pojemności względem średniej pojemności magazynów wynoszącej 5,7 MWh. Dla przypadku hybrydowych OZE tendencja do rozmieszczania magazynów w węzłach z OZE jest znacznie słabsza. Wynika to z faktu, że oba typy źródeł (TW i PV) uzupełniają się, dzięki czemu moc węzłowa jest bardziej równomierna.

Dla przypadku występowania w POSE samych źródeł PV część największych magazynów została rozlokowana w węzłach od dużym obciążeniu oraz dużej mocy przyłączonych źródeł OZE (np. węzeł nr 24 oraz 7). W przypadku, gdy obciążenie węzłowe było mniejsze, magazyny posiadały mniejsze wartości.

Wykorzystując bazę wszystkich rozmieszczeń magazynów otrzymanych podczas procesu optymalizacji wielokryterialnej, wyznaczono współczynnik korelacji Spearmana ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach a wartością kryterium f_3 . Dla każdego współczynnika wyznaczono jego istotność statystyczną. Wartości współczynników w przypadku różnego udziału instalacji PV w źródłach OZE (0%, 50% oraz 100%), zestawiono w kolejnych tabelach od 10.93 do 10.95. Przyjmując próg istotności 95% w tabeli pogrubiono współczynniki istotne statystycznie.

Tabela 10.93 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryterium f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami wiatrowymi o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,550	0,000	-0,644	-0,525	-0,709	-0,537	-0,649	-0,430	-0,642	-0,536	-0,418	-0,506
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,540	-0,581	-0,609	-0,541	-0,429	-0,551	-0,593	-0,625	-0,510	-0,567	-0,586	-0,628
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,194	-0,446	-0,633	-0,522	-0,627	-0,594	-0,601	-0,541	-0,580	-0,432	-0,379	-0,566

Tabela 10.94 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryterium f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami OZE o łącznej mocy 200 MW i równym jej rozdziale pomiędzy instalację PV i wiatrową) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,550	0,000	-0,644	-0,525	-0,709	-0,537	-0,649	-0,430	-0,642	-0,536	-0,418	-0,506
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,540	-0,581	-0,609	-0,541	-0,429	-0,551	-0,593	-0,625	-0,510	-0,567	-0,586	-0,628
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,194	-0,446	-0,633	-0,522	-0,627	-0,594	-0,601	-0,541	-0,580	-0,432	-0,379	-0,566

Tabela 10.95 Wartość współczynnika korelacji Spearmana ρ_3 pomiędzy pojemnościami magazynów w poszczególnych węzłach systemu a kryterium f_3 (przypadek systemu POSE ze źródłami PV o łącznej mocy 200 MW) [opr. własne]

Nr szyny	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_3	-0,550	0,000	-0,644	-0,525	-0,709	-0,537	-0,649	-0,430	-0,642	-0,536	-0,418	-0,506
Nr szyny	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ρ_3	-0,540	-0,581	-0,609	-0,541	-0,429	-0,551	-0,593	-0,625	-0,510	-0,567	-0,586	-0,628
Nr szyny	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ρ_3	-0,194	-0,446	-0,633	-0,522	-0,627	-0,594	-0,601	-0,541	-0,580	-0,432	-0,379	-0,566

Na podstawie istotności współczynników korelacji z rozwiązania D zredukowano liczbę magazynów poprzez usunięcie magazynów o najmniejszych pojemnościach, tak aby całkowita pojemność instalacji nie zmniejszyła się o więcej niż 5% całkowitej pojemności. W tabeli 10.96 zestawiono wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 dla oryginalnego rozwiązania (oznaczone jako W1), zredukowanego rozwiązania (oznaczonego jako W2) oraz procentową zmianę wartości rozpatrywanych kryteriów.

Tabela 10.96 Zestawienie wartości kryteriów f_1 , f_2 oraz f_3 dla rozwiązań A-D (W1) oraz ich zredukowanych wariantów (W2) [opr. własne]

Struktura OZE	Roz.	Kryterium f_1 [TWh/rok]			Kryterium f_2 [-]			Kryterium f_3 [TWh/rok]		
		W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]	W1	W2	Δ [%]
TW	D	72,67	72,61	-0,08%	1,29	1,29	0,00%	33,46	38,44	14,91%
PV+TW	D	61,47	61,40	-0,12%	0,08	0,08	0,00%	31,22	32,60	4,44%
PV	D	69,98	69,89	-0,12%	0,82	0,82	0,00%	31,62	35,21	11,35%

Bez względu na strukturę włączonych do systemu OZE dla każdego rozwiązania D uzyskano zwiększoną wartość kryterium f_3 . Jego wartość wzrosła o ok. 14,9% w przypadku, gdy do systemu włączono tylko źródła TW, o ok. 4,4% gdy do systemu włączono źródła PV i TW oraz o ok. 11,4%. Jednocześnie, redukcja magazynów spowodowała zmniejszenie wartości kryterium f_1 o kilkadziesiąt MWh/rok, co stanowi ok. 0,1% jego wartości.

11 Podsumowanie

Tematyka rozprawy dotyczy możliwości poprawy wybranych parametrów pracy sieci dystrybucyjnych nasyconych źródłami niespokojnymi na drodze umieszczenia w węzłach systemu elektroenergetycznego układów magazynowania energii. Podstawowym problemem naukowym dysertacji jest opracowanie algorytmu optymalizacji rozmieszczenia oraz doboru pojemności magazynów energii włączonych w strukturę sieci dystrybucyjnej w Poznaniu i okolicach celem ograniczenia strat przesyłowych, poszerzenia możliwości regulacyjnych w zakresie częstotliwości systemowej i napięć węzłowych, kształtowania profili produkcyjnych źródeł odnawialnych oraz minimalizacji wymiany energii z pozostałą częścią systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnym ograniczeniu sumarycznej pojemności stosowanych magazynów. Uwzględniając zbiór równoważnych kryteriów, autor zaproponował metodę optymalnego doboru rozmieszczenia i pojemności elektrochemicznych magazynów energii w Poznańskiej Sieci Elektroenergetycznej (POSE) 110 kV wykorzystującą metodę optymalizacji wielokryterialnej.

Realizacja celu pracy oraz zadań szczegółowych prowadząca do weryfikacji postawionej tezy, wymagały przeprowadzenia badań w czterech obszarach: porównania iteracyjnych i nieiteracyjnych metod obliczania rozptywu mocy w sieciach elektroenergetycznych, zrównoleglenia algorytmu wyznaczania rozptyłów mocy, badań wstępnych obejmujących testy różnych metod optymalizacji wielokryterialnej w analizowanym typie zadań oraz badań właściwych przeprowadzonych dla Poznańskiej Sieci Elektroenergetycznej 110 kV z włączonymi w jej strukturę źródłami konwencjonalnymi i różnymi strukturami źródeł odnawialnych (wiatrowych i fotowoltaicznych).

Na podstawie początkowych badań do analizy rozptywu mocy w systemie elektroenergetycznym wybrano metodę Newtona-Raphsona, która charakteryzuje się dużą zbieżnością do rozwiązania rzeczywistego w systemach o różnych wielkościach (od kilku do kilku tysięcy węzłów). Wykorzystanie klasycznych algorytmów sekwencyjnych w procesie optymalizacji analizowanych systemów charakteryzuje czasy obliczeń sięgające, dla jednej optymalizacji, wielu dni. W związku z tym autor wykorzystał technologię CUDA (procesor GPU) do zrównoleglenia najbardziej czasochłonnego elementu obliczeń - rozptyłów mocy. Uzyskał w ten sposób ponad dwudziestokrotne przyspieszenie obliczeń względem obliczeń sekwencyjnych realizowanych na CPU. Modele dobowych profili mocy obciążenia węzłów i profili mocy generowanej przez źródła niestabilne ustalono z zastosowaniem archiwalnych danych pogodowych oraz metody analizy częstotliwościowej (FFT). W badaniach uwzględniono także, że umieszczane w węzłach systemu magazyny energii mogą pracować zgodnie z jednym z algorytmów (strategii) sterowania: algorytm 1 – ograniczanie szczytowego zapotrzebowania na moc czynną w węźle (strategia Peak Shaving), algorytm 2 – sterowanie napięciem węzłowym poprzez kompensację mocy biernej (Voltage Support) oraz algorytm 3 – wygładzanie przebiegu mocy czynnej w węźle (Power Smoothing) z wykorzystaniem średniej ruchomej.

W celu przeprowadzenia badań testowych i właściwych zaproponowano trzy kryteria oceny jakości o charakterze technicznym oraz jedno kryterium o charakterze ograniczającym koszty systemów magazynowania energii: kryterium K_1 to całkowite straty przesyłowe w liniach systemu, K_2 określa utrzymanie dozwolonych poziomów napięć - wyznaczone jest z

wykorzystaniem funkcji kary za ich przekroczenie, K_3 to wahania mocy w węźle bilansującym, które mogą przekładać się na wahania częstotliwości systemowej, natomiast K_4 to całkowita pojemność instalacji magazynującej. Wymienione kryteria są podstawą wyznaczenia funkcji celu oznaczonych odpowiednio f_1 , f_2 , f_3 oraz f_4 w realizowanym procesie optymalizacji wielokryterialnej rozmieszczenia i wielkości magazynów energii włączonych w strukturę systemu POSE. Uzasadnieniem wyboru wskazanych kryteriów jest założenie dotyczące ustalenia lokalizacji magazynów zapewniającej największy zysk od strony jakości energii elektrycznej i sterowalności systemu elektroenergetycznego, przy ograniczeniu kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych powiązanych bezpośrednio z pojemnością całkowitą i liczbą lokalizacji systemu magazynującego energię.

Dla tak zdefiniowanych kryteriów optymalizacji, w ramach badań wstępnych, rozwiązano szereg problemów testowych z zastosowaniem trzech metod optymalizacji NSGA-II, MPSO oraz BRKGA. Porównania otrzymanych wyników dokonano z wykorzystaniem dwóch autorskich wskaźników jakości: sprawności relatywnej η_r oraz własnej η_s . Rezultaty badań pozwalają stwierdzić, że zaproponowana metoda optymalizacji wielokryterialnej BRKGA pozwala uzyskać najlepsze wyniki względem pozostałych analizowanych metod. Zaproponowane przez autora włączenie do BRKGA mutacji potęgowej (BRKGA-PM) zwiększyło skuteczność metody oraz powtarzalność wyników.

Badania właściwe obejmują zastosowanie optymalizacji wielokryterialnej do rozmieszczenia i ustalenia pojemności magazynów energii w węzłach poznańskiego systemu elektroenergetycznego 110 kV z wieloma konfiguracjami włączonych źródeł odnawialnych, różnymi sumarycznymi pojemnościami energetycznymi włączonych do systemu magazynów energii oraz z uwzględnieniem, w wybranych kombinacjach, trzech zdefiniowanych strategii pracy magazynów energii.

Pierwsza grupa badań dotyczy wpływu włączonych do systemu elektroenergetycznego niestabilnych źródeł energii (wiatrowych i PV) i pozwala na stworzenie punktu odniesienia dla wyników optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w węzłach systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzone analizy wykazują, że włączenie OZE wpływa pozytywnie na ograniczenie wielkości i czasu trwania przekroczeń dozwolonych wartości napięcia w węzłach systemowych, strat energii w liniach elektroenergetycznych oraz stabilizuje zmienność mocy w węźle bilansującym. Sytuacja taka ma jednak miejsce do pewnej wartości krytycznej mocy sumarycznej włączonych OZE, a po jej przekroczeniu następuje stopniowy wzrost (pogorszenie) wartości kryteriów. Dodatkowo oprócz łącznej mocy przyłączonych źródeł niestabilnych istotnym czynnikiem wpływającym na wartość kryteriów optymalizacji jest struktura źródeł OZE. Ustalono, że wzrost udziału mocy źródeł wiatrowych w całkowitej mocy OZE do pewnego momentu znacznie bardziej ogranicza straty mocy i przekroczenia wartości napięć niż dla innych analizowanych wariantów. Z drugiej strony, gdy występują tylko źródła wiatrowe, wspomniana krytyczna wartość mocy dołączonej do systemu jest mniejsza, a wartości kryteriów f_1 i f_2 gwałtownie, po jej przekroczeniu, rosną. Wynika to z faktu, że źródła solarne dostarczają najwięcej energii w środku dnia gdy zapotrzebowanie na energię jest wysokie, dlatego duża jego część jest przez nie bezpośrednio pokrywana. W przypadku analizy kryterium f_3 , najmniejszą wartość mocy krytycznej uzyskano dla systemu z włączonymi samymi źródłami PV. Oznacza to, że włączanie źródeł PV w większym stopniu niż źródła wiatrowe wpływa na wahania mocy czynnej w węźle bilansującym. Jest to efekt występowania

dużych wahań mocy wytwarzanej z instalacji PV, które mogą wpływać na bilansowanie całego systemu, a także na wahania częstotliwości systemowej.

W dalszej części badań właściwych wykazano, że magazyny włączone do systemu dystrybucyjnego o dużej penetracji źródłami niestabilnymi, zgodnie z uzyskanymi wynikami optymalizacji wielokryterialnej, pozwalają na poprawę wartości ustalonych kryteriów. Zmiana rozmieszczenia w systemie magazynów energii o identycznej całkowitej pojemności może wpływać przeciwnie na różne kryteria optymalizacji, co potwierdza wielokryterialną naturę problemu rozmieszczania magazynów w sieci elektroenergetycznej.

Wzrost całkowitej pojemności instalacji magazynującej prowadzi także do zwiększenia zakresów zmian wartości kryteriów optymalizacji względem przypadku systemu elektroenergetycznego bez włączonych magazynów. Zmiana ta może oznaczać zarówno poprawę jak i pogorszenie wartości jednego kryterium, celem poprawy pozostałych. Czynnikiem wpływającym na charakter zmian jest rozdział pojemności magazynów pomiędzy węzły systemowe (często skupianie pojemności magazynów w charakterystycznych węzłach) oraz sposób zarządzania magazynami.

W przypadku wykorzystania do nadzoru pracy magazynów algorytmu 1 (Peak Shaving) i rozmieszczeniu w węzłach systemowych magazynów energii według wyników optymalizacji poprawie uległy wszystkie analizowane kryteria, przy czym odciążenie linii elektroenergetycznych (kryterium f_1) silnie korelowało z ograniczeniem przekroczeń napięć węzłowych (kryterium f_2). Rozwiązania dające najlepszą poprawę obu kryteriów prowadzą jednak do pogorszenia kryterium wahań mocy węzła bilansującego (kryterium f_3). Sytuacja taka zachodzi także w przypadku odwrotnym. Dla systemu bez OZE straty mocy czynnej ograniczono maksymalnie o ok. 0,5% względem przypadku bez magazynów energii. Wartość ta wzrasta maksymalnie do ok. 9% wraz ze zwiększaniem łącznej mocy włączonych OZE. Oznacza to, że instalowanie magazynów energii jest bardziej zasadne w przypadku systemów o zwiększonym udziale źródeł niestabilnych.

Podwyższanie lub obniżanie napięcia węzłowego w ramach algorytmu 2 (Voltage Support) do dozwolonego przedziału wartości (w najlepszych wariantach większości optymalizacji uzyskano zerową wartość kryterium f_2) powoduje drastyczne zwiększanie strat przesyłowych (nawet o ponad 260%) w liniach przyłączonych do danego węzła, co szczególnie widoczne jest dla węzłów z przyłączoną dużą mocą OZE. Kryteria te są w tym przypadku przeciwstawne. Jednocześnie wybrany algorytm sterowania spowodował ograniczenie strat przesyłowych w przypadku systemu bez OZE nawet o ok. 2%, co stanowi kilkukrotnie większy spadek niż dla tego samego wariantu w eksperymencie 2. Wzrost łącznej mocy OZE włączonych do systemu spowodował pogorszenie tej tendencji. W większości przypadków nawet najlepsze (pod kątem kryterium f_1) rozwiązanie powodowało wzrost strat czynnych względem przypadku bez magazynów (nawet o ok. 13%). W przypadku algorytmu 3 (Power Smoothing) implementującego filtr mocy czynnej węzła w zakresie eliminacji oscylacji amplitudy wpływ pracy magazynów na poziom napięcia węzłowego oraz straty przesyłowe jest nieznaczny. Oznacza to, że algorytm ten wpływa na wartości kryterium f_3 bez znacznej ingerencji w wartości pozostałych kryteriów. Bez względu na łączną moc oraz strukturę OZE wartość kryterium f_3 udało się ograniczyć w przedziale od 30 do 36% względem przypadku bez magazynów. Uzyskiwane rozwiązania analizowanego zadania optymalizacji wskazują na równomierne rozmieszczenie sumarycznej pojemności magazynów we wszystkich węzłach

systemu. Pojemności jednostkowe magazynów są znacznie mniejsze niż w przypadku realizacji algorytmów 1 i 2.

W ramach badań właściwych rozwiązano około 2 tys. zadań optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii włączonych do POSE. Jest to związane z uwzględnieniem różnych konfiguracji systemu, w którym zmieniano: moc przyłączonych źródeł OZE, ich strukturę (w ramach podziału na źródła wiatrowe i PV) oraz sumaryczną pojemność instalowanych magazynów energii. Zbiór wszystkich ustalonych na drodze optymalizacji rozwiązań posłużył jako podstawa do wyznaczenia współczynników korelacji Spearmana pomiędzy wartościami kryteriów optymalizacji f_1 , f_2 i f_3 a pojemnością instalacji magazynującej włączanej w danym węźle systemu. Wyznaczone w pracy współczynniki korelacji w większości przypadków pokryły się z otrzymanymi rozwiązaniami zapewniającymi najmniejsze wartości kryteriów f_1 oraz f_2 i mogą stanowić narzędzie wspierające selekcję najistotniejszych z punktu widzenia wartości wspomnianych kryteriów lokalizacji magazynów. Wartości współczynnika korelacji ρ_3 są do siebie zbliżone w wielu węzłach systemu. Jest to zgodne z otrzymanymi rozmieszczeniami zapewniającymi najmniejszą wartość kryterium f_3 w ramach poszczególnych optymalizacji, gdzie widoczny jest nacisk na równomierność rozłożenia magazynów w obrębie systemu POSE.

Wyniki optymalizacji w postaci zbioru węzłów z ustalonymi pojemnościami zainstalowanych w nich magazynów zawierają często podzbiór magazynów o bardzo małych pojemnościach, które w rozmieszczeniu można pominąć. Jest to szczególnie widoczne w przypadku realizacji algorytmów 1 i 2, w których tylko część węzłów jest wykorzystana do rozmieszczenia magazynów. Zaproponowano zatem usunięcie z pełnego rozwiązania najmniejszych magazynów stanowiących do 5% całkowitej pojemności systemu. Otrzymane w ten sposób rozwiązania zredukowane charakteryzują się zbliżonymi do pełnych rozwiązań wartościami odpowiednich kryteriów, jednak zmniejszają liczbę punktów montażu i eksploatacji magazynów, co w konsekwencji przekłada się na obniżenie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych. W przypadku kryteriów f_1 (straty mocy czynnej) i f_2 (regulacja napięcia węzłowego) zmiana ich wartości jest niewielka (mniejsza niż 1%) i możliwa do pominięcia. Dla wskazanych kryteriów wśród lokalizacji magazynów po optymalizacji znajdują się także takie, które gromadzą znaczące części całkowitej rozmieszczanej pojemności magazynów. Można stwierdzić, że posiadają one duży potencjał do poprawy wskazanych parametrów pracy sieci, a ich pominięcie lub obniżenie zainstalowanej pojemności skutkuje znacznym pogorszeniem rozwiązania. Inna sytuacja występuje w przypadku kryterium f_3 , gdzie usunięcie ustalonej części magazynów powoduje wzrost wartości kryterium nawet o kilkanaście procent.

W ramach przeprowadzonych prac i rozważań zwrócono uwagę na kilka istotnych elementów będących, osiągnięciami naukowymi rozprawy. Należą do nich:

- opracowanie koncepcji i algorytmu wielokryterialnej optymalizacji rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w systemie dystrybucyjnym celem ograniczenia strat przesyłowych, poszerzenia możliwości regulacyjnych w zakresie częstotliwości i napięć węzłowych, kształtowania profili produkcyjnych źródeł odnawialnych oraz minimalizacji wymiany energii z pozostałą częścią systemu elektroenergetycznego, przy jednoczesnym ograniczeniu sumarycznej pojemności stosowanych magazynów,

- zaplanowanie i przeprowadzenie cyklu eksperymentów numerycznych z uwzględnieniem zróżnicowanych mocy i struktury źródeł odnawialnych włączonych w strukturę sieci dystrybucyjnej oraz sumarycznej wielkości magazynów energii,
- zaproponowanie autorskich wskaźników sprawności relatywnej i własnej pozwalających na jakościowe porównanie wyników optymalizacji wielokryterialnej otrzymanych różnymi metodami,
- opracowanie modelu profili generacyjnych na podstawie archiwalnych danych meteorologicznych z zastosowaniem analizy częstotliwościowej FFT,
- przeprowadzenie analiz wpływu mocy źródeł niestabilnych i ich struktury na pracę sieci dystrybucyjnej,
- analiza wpływu rozmieszczenia magazynów energii, ich łącznej pojemności oraz algorytmu sterowania na wartości przyjętych kryteriów jakości i poprawę wybranych parametrów pracy sieci dystrybucyjnej,
- określenie korelacji między strategią sterowania magazynami (kryterium oceny jakości) a lokalizacją i wielkością magazynów w przykładowej sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- implementacja numeryczna i opracowanie autorskiej aplikacji do optymalizacji wielokryterialnej rozmieszczenia i pojemności magazynów energii w węzłach systemu dystrybucyjnego z włączonymi źródłami odnawialnymi typu wiatrowego i fotowoltaicznego,
- realizacja zrównoleglenia obliczeń rozptywu mocy na procesory graficzne (GPU) i wprowadzenie modyfikacji operatora mutacji do metody BRKGA,
- opracowanie aplikacji pozwalającej na wizualizację struktury i parametrów sieci dystrybucyjnej 110 kV rozmieszczonej na terenie miasta Poznania oraz powiatu poznańskiego.

Pomimo rozległych badań jakie przeprowadzono w ramach niniejszej rozprawy doktorskiej w obszarze wykorzystania magazynów energii w sieciach dystrybucyjnych do poprawy warunków jej pracy i parametrów energii elektrycznej do dalszych, planowanych badań można zaliczyć:

- opracowanie nowych, hybrydowych algorytmów zarządzania pracą magazynów energii. Tak skonstruowany algorytm mógłby np. łączyć regulację mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem wpływu zarówno na napięcia systemowe jak i ograniczenie strat mocy czynnej,
- poszerzenie problemu badawczego o nowe kryteria optymalizacji np. wskaźniki niezawodności systemu,
- opracowanie strategii rozmieszczenia magazynów energii pozwalającego na zerową wymianę energii wybranych fragmentów sieci dystrybucyjnej z systemem przesyłowym,
- uwzględnienie w pracy systemu przewidywanego rozwoju elektromobilności oraz związanego nią wzrostu zapotrzebowania na energię w określonych częściach miast.

SPIS BIBLIOGRAFICZNY

1. Tucki, K., Orynych, O., Świć, A., Mitoraj-Wojtanek, M.: The Development of Electromobility in Poland and EU States as a Tool for Management of CO₂ Emissions. *Energies*. 12, 2942 (2019). <https://doi.org/10.3390/en12152942>.
2. Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce . Energia do przyszłości. Ministerstwo Energii, Warszawa (2017).
3. Zagrajek, K., Kłós, M., Piotr, M., Paska, J., Pawlak, K., Bartecka, M.: Forecast of Electromobility Development in Poland and its Impact on the Electric Power System. 4, 2019 (2019).
4. Porozumienie paryskie, https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_pl, last accessed 2022/05/12.
5. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. - PSE, <https://www.pse.pl/home>, last accessed 2022/05/12.
6. Moc zainstalowana OZE w Polsce | Rynek Elektryczny, <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-oze-w-polsce/>, last accessed 2022/02/11.
7. Liang, X.: Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 53, 855–866 (2017). <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2626253>.
8. Ali, A.B.M.S. ed: *Smart Grids*. Springer London, London (2013). <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5210-1>.
9. Niemi, R., Lund, P.D.: Decentralized electricity system sizing and placement in distribution networks. *Appl. Energy*. 87, 1865–1869 (2010). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.002>.
10. Ghofrani, M., Arabali, A., Etezadi-Amoli, M., Fadali, M.S.: Energy Storage Application for Performance Enhancement of Wind Integration. *IEEE Trans. POWER Syst.* 28, 4803–4811 (2013). <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2274076>.
11. Ghofrani, M., Arabali, A., Etezadi-Amoli, M., Fadali, M.S.: A Framework for Optimal Placement of Energy Storage Units Within a Power System With High Wind Penetration. *IEEE Trans. Sustain. ENERGY*. 4, 434–442 (2013). <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2227343>.
12. Malik, M., Sharma, P.R.: Optimal siting and sizing of hybrid PV and wind energy distribution network. <https://doi.org/10.1007/s00500-022-06911-5>.
13. Sortomme, E., El-Sharkawi, M.A.: Optimal power flow for a system of microgrids with controllable loads and battery storage. 2009 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2009. 1–5 (2009). <https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4840050>.
14. Tomczewski, A., Kasprzyk, L.: Optimisation of the Structure of a Wind Farm—Kinetic Energy Storage for Improving the Reliability of Electricity Supplies. *Appl. Sci.* 8, 1439 (2018). <https://doi.org/10.3390/app8091439>.
15. Hung, D.Q., Mithulananthan, N., Bansal, R.C.: Integration of PV and BES units in commercial distribution systems considering energy loss and voltage stability. *Appl. ENERGY*. 113, 1162–1170 (2014). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.069>.
16. Luthander, R., Lingfors, D., Widen, J.: Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage. *Sol. ENERGY*. 155, 1319–1325 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.083>.
17. Zhang, Y., Ren, S., Dong, Z.Y., Xu, Y., Meng, K., Zheng, Y.: Optimal placement of battery energy storage in distribution networks considering conservation voltage reduction and stochastic load composition. *IET Gener. Transm. Distrib.* 11, 3862–3870 (2017). <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0508>.

18. Gao, S., Wang, S.-Z.: Processing methods of distributed generation and energy storage node in power flow calculation BT - 1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09, April 6, 2009 - April 7, 2009. 1–5 (2009). <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5348237>.
19. Pegueroles-Queralt, J., Bianchi, F.D., Gomis-Bellmunt, O.: A Power Smoothing System Based on Supercapacitors for Renewable Distributed Generation. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 62, 343–350 (2015). <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2327554>.
20. Atia, R., Yamada, N.: Distributed Renewable Generation and Storage System Sizing Based on Smart Dispatch of Microgrids. *ENERGIES*. 9, (2016). <https://doi.org/10.3390/en9030176>.
21. Aguirre-Angulo, B.E., Giraldo-Bello, L.C., Montoya, O.D., Moya, F.D.: Optimal Integration of Dispersed Generation in Medium-Voltage Distribution Networks for Voltage Stability Enhancement, (2022). <https://doi.org/10.3390/a15020037>.
22. Machowski, J., Lubosny, Z., Bialek, J., Bumby, J.R.: Power system dynamics: stability and control. John Wiley, Hoboken, NJ, USA (2020).
23. GAMS - Cutting Edge Modeling, <https://www.gams.com/>, last accessed 2022/08/22.
24. Jannesar, M.R., Sedighi, A., Savaghebi, M., Guerrero, J.M.: Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Appl. ENERGY*. 226, 957–966 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.036>.
25. Motalleb, M., Reihani, E., Ghorbani, R.: Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks. *Renew. ENERGY*. 94, 651–659 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.101>.
26. Emmanuel, M., Rayudu, R.: Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. *Renew. Sustain. ENERGY Rev.* 67, 207–224 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.010>.
27. Lamadrid, A.J.: Optimal use of energy storage systems with renewable energy sources. *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.* 71, 101–111 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.025>.
28. Abd el Motaleb, A.M., Bekdache, S.K., Barrios, L.A.: Optimal sizing for a hybrid power system with wind/energy storage based in stochastic environment. *Renew. Sustain. ENERGY Rev.* 59, 1149–1158 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.267>.
29. Li, Q., Ayyanar, R., Vittal, V.: Convex Optimization for DES Planning and Operation in Radial Distribution Systems With High Penetration of Photovoltaic Resources. *IEEE Trans. Sustain. ENERGY*. 7, 985–995 (2016). <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2509648>.
30. Thrampoulidis, C., Bose, S., Hassibi, B.: Optimal Placement of Distributed Energy Storage in Power Networks. *IEEE Trans. Autom. CONTROL*. 61, 416–429 (2016). <https://doi.org/10.1109/TAC.2015.2437527>.
31. Xiao, J., Bai, L., Zhang, Z., Liang, H.: Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation. *IET Gener. Transm. Distrib.* 10, 601–607 (2016). <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0130>.
32. Nick, M., Cherkaoui, R., Paolone, M.: Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support. *IEEE Trans. Power Syst.* 29, 2300–2310 (2014). <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2302020>.
33. Fortenbacher, P., Mathieu, J.L., Andersson, G.: Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids. *IEEE Trans. Power Syst.* 32, 4340–4350 (2017). <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2682339>.

34. Tang, Y., Low, S.H.: Optimal Placement of Energy Storage in Distribution Networks. *IEEE Trans. Smart Grid.* 8, 3094–3103 (2017). <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2711921>.
35. Verbic, G., Schellenberg, A., Rosehart, W., Canizares, C.A.: Probabilistic Optimal Power Flow Applications to Electricity Markets. In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. pp. 1–6. IEEE, Stockholm, Sweden (2006). <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2006.360245>.
36. Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., Loddo, M.: Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks. Presented at the (2009).
37. Farrokhifar, M.: Optimal operation of energy storage devices with RESs to improve efficiency of distribution grids; technical and economical assessment. *Int. J. Electr. POWER ENERGY Syst.* 74, 153–161 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.029>.
38. Vieira Pombo, A., Murta-Pina, J., Fernão Pires, V.: Multiobjective formulation of the integration of storage systems within distribution networks for improving reliability. *Electr. Power Syst. Res.* 148, 87–96 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.03.012>.
39. Hamidan, M.-A., Borousan, F.: Optimal planning of distributed generation and battery energy storage systems simultaneously in distribution networks for loss reduction and reliability improvement, (2022). <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103844>.
40. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne tj. (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 471, 1086, 1378 i 1565, z 2021 r. poz. 234 i 255). (1997).
41. Kujarczyk, S.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa (1997).
42. Ma, K., Bai, Y., Yang, J., Yu, Y., Yang, Q.: Demand-Side Energy Management Based on Nonconvex Optimization in Smart Grid. *Energies.* 10, 1538 (2017). <https://doi.org/10.3390/en10101538>.
43. Wasiak, I.: Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej. Politechnika Łódzka (210)AD.
44. Adamska, J., Niewiedzial, R.: Podstawy elektroenergetyki: sieci i urządzenia elektroenergetyczne. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań (1989).
45. Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E.: MATPOWER. Zenodo (2019). <https://doi.org/10.5281/zenodo.3236535>.
46. Caliskan, S.Y., Tabuada, P.: Towards Kron reduction of generalized electrical networks. *Automatica.* 50, 2586–2590 (2014). <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2014.08.017>.
47. Bircan, M., Durusu, A., Kekezoglu, B., Elma, O., Selamogullari, U.S.: Determination of ZIP Coefficients for Residential Loads. *Press. Procedia.* 5, 176–180 (2017). <https://doi.org/10.17261/Pressacademia.2017.587>.
48. Glinka, T.: Maszyny synchroniczne jako kompensatory mocy biernej i filtry wyższych harmoniczných. *Wiad. Elektrotechniczne. R.* 81, nr 8, 14–21 (2013).
49. Semlyen, A., de Leon, F.: Quasi-Newton power flow using partial Jacobian updates. *IEEE Trans. Power Syst.* 16, 332–339 (2001). <https://doi.org/10.1109/59.932265>.
50. Trias, A.: The Holomorphic Embedding Load Flow Method. In: IEEE Power & Energy Society (ed.) 2012 IEEE Power and Energy Society general meeting: San Diego, California, USA, 22 - 26 July 2012. pp. 1–8. IEEE, Piscataway, NJ (2012).
51. Stott, B., Alsac, O.: Fast Decoupled Load Flow. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* PAS-93, 859–869 (1974). <https://doi.org/10.1109/TPAS.1974.293985>.
52. Stott, B.: Decoupled Newton Load Flow. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* PAS-91, 1955–1959 (1972). <https://doi.org/10.1109/TPAS.1972.293524>.
53. Implementation and Evaluation of the Holomorphic Embedding Load Flow Method, https://me.benediktschmidt.at/data/master_thesis.pdf.

54. Sauter, P.S., Braun, C.A., Kluwe, M., Hohmann, S.: Comparison of the Holomorphic Embedding Load Flow Method with Established Power Flow Algorithms and a New Hybrid Approach. In: 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech). pp. 203–210. IEEE, Denver, CO, USA (2017). <https://doi.org/10.1109/GreenTech.2017.36>.
55. Zadeh, L.A.: Fuzzy sets. *Inf. Control.* 8, 338–353 (1965). [https://doi.org/10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](https://doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X).
56. Vlachogiannis, J.G.: Fuzzy logic application in load flow studies. *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.* 148, 34 (2001). <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20010032>.
57. Bijwe, P.R., Hanmandlu, M., Pande, V.N.: Fuzzy power flow solutions with reactive limits and multiple uncertainties. *Electr. Power Syst. Res.* 76, 145–152 (2005). <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.05.002>.
58. Paucar, V.L., Rider, M.J.: Artificial neural networks for solving the power flow problem in electric power systems. *Electr. Power Syst. Res.* 62, 139–144 (2002). [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00030-5](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00030-5).
59. Arunagiri, A., Venkatesh, B., Ramasamy, K.: Artificial neural network approach-an application to radial loadflow algorithm. *IEICE Electron. Express.* 3, 353–360 (2006). <https://doi.org/10.1587/elex.3.353>.
60. Fortuna, Z., Macukow, B., Wąsowski, J.: *Metody numeryczne*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa (1993).
61. Korpikiewicz, J., Mysiak, P.: Stabilność napięciowa a regulacja napięcia przełącznikami zaczeów transformatora elektroenergetycznego. *Sci. J. Gdyn. Marit. Univ.* 2017, 100–108 (2017).
62. Fangxing Li, Rui Bo: Small test systems for power system economic studies. In: IEEE PES General Meeting. pp. 1–4. IEEE, Minneapolis, MN (2010). <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589973>.
63. Hubbard, J., Schleicher, D., Sutherland, S.: How to find all roots of complex polynomials by Newton's method. *Invent. Math.* 146, 1–33 (2001). <https://doi.org/10.1007/s002220100149>.
64. Grainger, J.J., Stevenson, W.D., Stevenson, W.D.: *Power system analysis*. McGraw-Hill, New York (1994).
65. Anderson, P.M., (Paul M.), F., A.A., Institute of Electrical and Electronics Engineers: *Power system control and stability*. (2002).
66. IEEE 30-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-30-bus-system/>, last accessed 2022/02/12.
67. IEEE 118-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-118-bus-system/>, last accessed 2022/02/12.
68. IEEE 300-Bus System - Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-300-bus-system/>, last accessed 2022/02/12.
69. Josz, C., Fliscounakis, S., Maeght, J., Panciatici, P.: AC Power Flow Data in MATPOWER and QCQP Format: iTesla, RTE Snapshots, and PEGASE. *ArXiv160301533 Math.* (2016).
70. Flynn, M.J.: Some Computer Organizations and Their Effectiveness. *IEEE Trans. Comput.* C-21, 948–960 (1972). <https://doi.org/10.1109/TC.1972.5009071>.
71. CUDA C Programming Guide, <http://docs.nvidia.com/cuda/cuda-c-programming-guide/index.html>, last accessed 2019/07/04.
72. Patterson, D.A., Hennessy, J.L.: *Computer organization and design: the hardware/software interface*. Elsevier/Morgan Kaufmann, Morgan Kaufmann is an imprint of Elsevier, Amsterdam ; Boston (2014).

73. Grishkevich, A.: Modele symulacyjne do szacowania wskaźników niezawodności strukturalnej systemów elektroenergetycznych tworzone na bazie kart graficznych. PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY. 1, 46–49 (2017). <https://doi.org/10.15199/48.2017.03.11>.
74. Steuben, J., Michopoulos, J.G., Iliopoulos, A., Turner, C.: Towards Real-Time Composite Material Characterization Using Surrogate Models and GPGPU Computing. In: Volume 1A: 35th Computers and Information in Engineering Conference. p. V01AT02A058. American Society of Mechanical Engineers, Boston, Massachusetts, USA (2015). <https://doi.org/10.1115/DETC2015-46476>.
75. cuBLAS, <https://docs.nvidia.com/cuda/cublas/index.html>, last accessed 2022/05/23.
76. Behabtu, H.A., Messagie, M., Coosemans, T., Berecibar, M., Anlay Fante, K., Kebede, A.A., Mierlo, J.V.: A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. Sustainability. 12, 10511 (2020). <https://doi.org/10.3390/su122410511>.
77. Paska, J.: Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym - zastosowania i rozwiązania. Przegląd Elektrotechniczny. 50–56 (2012).
78. Energy storage - the role of electricity. European Commission (2017).
79. Bauer, T.: Fundamentals of high-temperature thermal energy storage, transfer, and conversion. In: Datas, A. (ed.) Ultra-High Temperature Thermal Energy Storage, Transfer and Conversion. pp. 1–34. Woodhead Publishing (2021). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819955-8.00001-6>.
80. Karkoszka, K., Wasilewski, J.: Przekształtniki i zasobniki energii – w kierunku wielonośnikowego systemu zaopatrzenia w energię. Elektroenergetyka. 15, 27–35.
81. Chen, H., Cong, T.N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., Ding, Y.: Progress in electrical energy storage system: A critical review. Prog. Nat. Sci. 19, 291–312 (2009). <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
82. Scrosati, B., Garche, J.: Lithium batteries: Status, prospects and future. J. Power Sources. 195, 2419–2430 (2010). <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.11.048>.
83. Arangarajan, V., M.T.O., A., Chandran, J., Shafiullah, G., Stojcevski, A.: Role of energy storage in the power system network. Presented at the (2015).
84. Jewell, W., Hu, Z.X., Ieee, P.E.S.: The Role of Energy Storage in Transmission and Distribution Efficiency. (2012).
85. Choi, J., Park, W.-K., Lee, I.-W.: Economic Dispatch of Multiple Energy Storage Systems Under Different Characteristics. Energy Procedia. 141, 216–221 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.095>.
86. Parol, M.: Mikrosieci - przyszłościowe struktury sieci dystrybucyjnych. PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY. 1, 3–7 (2016). <https://doi.org/10.15199/48.2016.08.01>.
87. Luna, A.C., Diaz, N.L., Andrade, F., Graells, M., Guerrero, J.M., Vasquez, J.C.: Economic power dispatch of distributed generators in a grid-connected microgrid. In: 2015 9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia). pp. 1161–1168. IEEE, Seoul, South Korea (2015). <https://doi.org/10.1109/ICPE.2015.7167927>.
88. Choi, Y., Kim, H.: Optimal Scheduling of Energy Storage System for Self-Sustainable Base Station Operation Considering Battery Wear-Out Cost. Energies. 9, 462 (2016). <https://doi.org/10.3390/en9060462>.
89. Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., Linhofer, G.: Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. In: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. pp. 2206–2211 (2006). <https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296284>.

90. Kim, H.T., Jin, Y.G., Yoon, Y.T.: An Economic Analysis of Load Leveling with Battery Energy Storage Systems (BESS) in an Electricity Market Environment: The Korean Case. *Energies*. 12, 1608 (2019). <https://doi.org/10.3390/en12091608>.
91. Arshad, M., Hasnain, S., Arshad, N.: A Novel Demand Side Management (DSM) Technique for Electric Grids with High Renewable Energy Mix using Hierarchical Clustering of Loads: In: *Proceedings of the 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*. pp. 137–142. SCITEPRESS - Science and Technology Publications, Heraklion, Crete, Greece (2019). <https://doi.org/10.5220/0007721501370142>.
92. Idlbi, B., von Appen, J., Kneiske, T., Braun, M.: Cost-Benefit Analysis of Battery Storage System for Voltage Compliance in Distribution Grids with High Distributed Generation. *Energy Procedia*. 99, 215–228 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.112>.
93. Lewandowski, W.: *Możliwości kształtowania poziomu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych*. 9.
94. Pilz, M., Al-Fagih, L.: A Dynamic Game Approach for Demand-Side Management: Scheduling Energy Storage with Forecasting Errors. *Dyn. Games Appl.* 1–33 (2019). <https://doi.org/10.1007/s13235-019-00309-z>.
95. *Electricity storage valuation framework: Assessing system value and ensuring project viability*.
96. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. (2020).
97. Johnson, J., Schenkman, B., Ellis, A., Quiroz, J., Lenox, C.: Initial Operating Experience of the La Ola 1.2-MW Photovoltaic System. 34.
98. Addisu, A., George, L., Courbin, P., Sciandra, V.: Smoothing of renewable energy generation using Gaussian-based method with power constraints. *Energy Procedia*. 134, 171–180 (2017). <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.555>.
99. Gamarra, C., Guerrero, J.M.: Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 48, 413–424 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.025>.
100. Baczyński, D., Parol, M., Politechnika Warszawska, Oficyna Wydawnicza: *Mikrosieci niskiego napięcia: praca zbiorowa*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa (2013).
101. Yan, Z., Zhang, X.-P.: General Energy Filters for Power Smoothing, Tracking and Processing Using Energy Storage. *IEEE Access*. 5, 19373–19382 (2017). <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2737547>.
102. Bednarek, K., Kasprzyk, L., Hłasko, E.: Modele funkcjonowania zasobników energii stosowanych w układach mobilnych. 277–289 (2016).
103. Chang, W.-Y.: The State of Charge Estimating Methods for Battery: A Review. *ISRN Appl. Math.* 2013, 953792 (2013). <https://doi.org/10.1155/2013/953792>.
104. Venet, P., Ding, Z., Rojat, G., Gualous, H.: Modelling of the Supercapacitors During Self-Discharge. *EPE J.* 17, 6–10 (2007). <https://doi.org/10.1080/09398368.2007.11463637>.
105. Kumar, S.: *Solar Energy Prediction using Machine Learning*. (2015).
106. *Global Solar Atlas*, <https://globalsolaratlas.info>, last accessed 2020/10/08.
107. Lorenc, H., Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Atlas klimatu Polski*, (2005).
108. Maroński, R., Politechnika Warszawska, Oficyna Wydawnicza: *Siłownie wiatrowe*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa (2016).
109. Strzelczyk, P., Szczerba, Z., Woźniak, A.: Modelowanie pionowego profilu prędkości wiatru w tunelu aerodynamicznym. *J. Civ. Eng. Environ. Archit.* XXXII, 413–427 (2015). <https://doi.org/10.7862/rb.2015.125>.
110. Chwieduk, D.: *Energetyka słoneczna budynku*. Wydawnictwo Arkady, Warszawa (2011).

111. Petreus, D., Farcas, C., Ciocan, I.: *Modelling And Simulation Of Photovoltaic Cells*. 49, (2008).
112. Gow, J.A., Manning, C.D.: Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proc. - Electr. Power Appl.* 146, 193 (1999). <https://doi.org/10.1049/ip-epa:19990116>.
113. Jarmuda, T., Mikulski, S.: Symulacja stochastycznych zmian irradiancji na powierzchni modułów PBV w środowisku MATLAB & SIMULINK. In: *Między ewolucją a rewolucją: w poszukiwaniu strategii energetycznej*. T. 2, T. 2., Wydawnictwo Fundacja na rzecz Czystej Energii, Poznań (2015).
114. Szymański, B.: *Instalacje fotowoltaiczne*. GlobEnergia, Kraków (2017).
115. PV Performance Modeling Collaborative | Sandia Module Temperature Model, <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/module-temperature/sandia-module-temperature-model/>, last accessed 2020/10/08.
116. Marcu, M., Niculescu, T., Slusariuc, R.I., Popescu, F.G.: Modeling and simulation of temperature effect in polycrystalline silicon PV cells. *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.* 133, 012005 (2016). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/133/1/012005>.
117. Faiman, D.: Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 16, 307–315 (2008). <https://doi.org/10.1002/ppp.813>.
118. Sohoni, V., Gupta, S.C., Nema, R.K.: A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. *J. Energy*. 2016, (2016). <https://doi.org/10.1155/2016/8519785>.
119. Lubośny, Z.: *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa (2006).
120. Mikulski, S., Tomczewski, A.: Ocena metod wyznaczania współczynników rozkładu Weibulla w zagadnieniach energetyki wiatrowej. In: *Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering*. pp. 119–129. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej (2016).
121. Detyna, B.: *Zarządzanie jakością w logistyce: metody i narzędzia wspomagające: przykłady, zadania*. Wydawnictwo Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej im. Angelusa Silesiusa, Wałbrzych (2011).
122. Tomczewski, A.: *Techniczno-ekonomiczne aspekty optymalizacji wybranych układów elektrycznych*. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej (2014).
123. Deb, K.: *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. John Wiley & Sons, Chichester ; New York (2001).
124. Luenberger, D.G., Ye, Y.: *Linear and nonlinear programming*. Springer, New York, NY (2008).
125. Miettinen, K.: *Nonlinear Multiobjective Optimization*. Springer US, Boston, MA (1998). <https://doi.org/10.1007/978-1-4615-5563-6>.
126. Hwang, C.-L., Masud, A.S.Md.: *Multiple Objective Decision Making — Methods and Applications*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg (1979). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-45511-7>.
127. Fogel, L.J., Burgin, G.H.: *COMPETITIVE GOAL-SEEKING THROUGH EVOLUTIONARY?PROGRAMMING*. DECISION SCIENCE INC SAN DIEGO CALIF (1969).
128. Holland, J.H.: *Adaptation in Natural and Artificial Systems - An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial I*. MIT Press (1975).
129. Rechenberg, I., Toms, B.F., Establishment, R.A.: *Cybernetic solution path of an experimental problem: Ministry of Aviation* (1965).

130. Deb, K., Pratap, A., Agarwal, S., Meyarivan, T.: A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Trans. Evol. Comput.* 6, 182–197 (2002). <https://doi.org/10.1109/4235.996017>.
131. Kung, H.T., Luccio, F., Preparata, F.P.: On Finding the Maxima of a Set of Vectors. *J. ACM.* 22, 469–476 (1975). <https://doi.org/10.1145/321906.321910>.
132. Gonçalves, J.F., Resende, M.G.C.: Biased random-key genetic algorithms for combinatorial optimization. *J. Heuristics.* 17, 487–525 (2011). <https://doi.org/10.1007/s10732-010-9143-1>.
133. Bean, J.C.: Genetic Algorithms and Random Keys for Sequencing and Optimization. *ORSA J. Comput.* 6, 154–160 (1994). <https://doi.org/10.1287/ijoc.6.2.154>.
134. Kennedy, J., Eberhart, R.: Particle swarm optimization. In: *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*. pp. 1942–1948. IEEE, Perth, WA, Australia (1995). <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>.
135. Lisowski, J.: Metody roju cząstek w optymalizacji procesów transportowych i logistycznych. Particle swarm methods in optimization of transport and logistic processes. (2016). <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.34539.64804>.
136. Coello, C.A.C., Pulido, G.T., Lechuga, M.S.: Handling multiple objectives with particle swarm optimization. *IEEE Trans. Evol. Comput.* 8, 256–279 (2004). <https://doi.org/10.1109/TEVC.2004.826067>.
137. Pulido, G.T., Coello Coello, C.A.: Using Clustering Techniques to Improve the Performance of a Multi-objective Particle Swarm Optimizer. In: Deb, K. (ed.) *Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004*. pp. 225–237. Springer, Berlin, Heidelberg (2004). https://doi.org/10.1007/978-3-540-24854-5_20.
138. Mostaghim, S., Teich, J.: The role of /spl epsi/-dominance in multi objective particle swarm optimization methods. In: *The 2003 Congress on Evolutionary Computation, 2003. CEC '03*. pp. 1764–1771 Vol.3 (2003). <https://doi.org/10.1109/CEC.2003.1299886>.
139. Li, X.: Better Spread and Convergence: Particle Swarm Multiobjective Optimization Using the Maximin Fitness Function. In: Deb, K. (ed.) *Genetic and Evolutionary Computation – GECCO 2004*. pp. 117–128. Springer, Berlin, Heidelberg (2004). https://doi.org/10.1007/978-3-540-24854-5_11.
140. Sierra, M.R., Coello Coello, C.A.: Improving PSO-Based Multi-objective Optimization Using Crowding, Mutation and ϵ -Dominance. In: Coello Coello, C.A., Hernández Aguirre, A., and Zitzler, E. (eds.) *Evolutionary Multi-Criterion Optimization*. pp. 505–519. Springer, Berlin, Heidelberg (2005). https://doi.org/10.1007/978-3-540-31880-4_35.
141. Krajowy System Elektroenergetyczny - Standardowa specyfikacja funkcjonalna. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna (2015).
142. P1-Temat 1: Regulacja mocy i częstotliwości. In: *Instrukcja pracy systemów połączonych UCTE* (2004).
143. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej - tekst jednolity, https://www.enea.pl/operator/dla-wytworcow/iriesd_enea-operator_tj_od-20210101.pdf?t=1629800784, (2014).
144. Kanicki, A.: Systemy Elektroenergetyczne - Regulacja Częstotliwości, <http://www.t-net.com.pl/~lmservice/SSDrives/ELEKTROTECHNIKA/systemy/systemy%20roz.%2006.pdf>.
145. Musiał, E.: Ocena jakości energii elektrycznej w sieciach przemysłowych. *Autom. Elektr. Zakłócenia*. Vol. 1, Nr 1, 30–45 (2010).
146. Jarmuda, T.: Optymalizacja struktury hybrydowego systemu zasilania typu słoneczno-wiatrowego, (2020).
147. Global solar irradiance data and PV system power output data. Solcast (2019).

148. Bauer, L.: Vestas V52 - 850,00 kW - Turbina wiatrowa, <https://pl.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52>, last accessed 2022/05/27.
149. LG LG400N2W-A5 (400W) Solar Panel, <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/LG/3828/LG400N2W-A5/specification-data-sheet.html>, last accessed 2022/05/27.
150. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Enea Operator, <https://www.operator.enea.pl/dladomu/uslugidystrybucyjne/iriesd>, last accessed 2021/08/05.
151. Wróbel, Z., Koprowski, R.: Przetwarzanie obrazu w programie MATLAB. Wydawn. Uniw. Śląskiego, Katowice (2001).
152. Machowski, J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa (2007).
153. Mikulski, S., Tomczewski, A.: Use of Energy Storage to Reduce Transmission Losses in Meshed Power Distribution Networks. *Energies*. 14, 7304 (2021). <https://doi.org/10.3390/en14217304>.
154. Thien, T., Blank, T., Lunz, B., Sauer, D.U.: Chapter 21 - Life Cycle Cost Calculation and Comparison for Different Reference Cases and Market Segments. In: Moseley, P.T. and Garcke, J. (eds.) *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. pp. 437–452. Elsevier, Amsterdam (2015). <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-62616-5.00021-8>.
155. OpenStreetMap, <https://www.openstreetmap.org/>, last accessed 2022/05/28.
156. Jankowski, A., Szembak, A., Szawracka, M., Jakubowska, N., Bogalecki, J., Lombarska-Blochel, A., Całka, M.: Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania (Aktualizacja 2018), <https://bip.poznan.pl/public/bip/attachments.att?co=show&instance=1018&parent=77996&lang=pl&id=285528>, (2018).
157. Mapa sieci elektroenergetycznej, <https://ebin.josm.pl/electricity/#5/51.44/20.15>, last accessed 2022/01/05.
158. Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Enea Operator (2014).
159. Informacje dot. wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także palnionych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia publikacji dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1kV. Enea Operator (2021).
160. Koronacki, J., Mielniczuk, J.: Statystyka: dla studentów w kierunkach technicznych i przyrodniczych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa (2006).

SPIS ILUSTRACJI

RYSUNEK 1.1 ROCZNA PRODUKCJA I ZUŻYCIENIE ENERGII W POLSCE [OPR. WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH PSE]	7
RYSUNEK 1.2 UDZIAŁ OZE W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE OD 2004 [OPR. WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH Z PSE]	8
RYSUNEK 3.1 STRUKTURA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO: STREFA OTWARTA (JASNO ZIELONA); STREFA PRZEMYSŁOWA (CIEMNOZIELONA); STREFA CZĘŚCIOWO-ZAMKNIĘTA (ŻÓŁTA); STREFA ZAMKNIĘTA (CZERWONA) [40]	16
RYSUNEK 3.2 SCHEMAT TESTOWEGO SYSTEMU IEEE 9 [41]	17
RYSUNEK 3.3 SCHEMAT ZASTĘPCZY LINII ELEKTROENERGETYCZNEJ WRAZ Z TRANSFORMATOREM IDEALNYM (U_F, U_T - NAPIĘCIA NA ZACISKACH WEJŚCIOWYCH I WYJŚCIOWYCH; I_F, I_T - PRĄDY WPŁYWAJĄCE DO ZACISKÓW WEJŚCIOWYCH I WYJŚCIOWYCH; T - PRZEKŁADNIA NAPIĘCIOWA; θ - PRZESUNIĘCIE FAZY NAPIĘCIA WTÓRNEGO WZGLĘDEM PIERWOTNEGO TRANSFORMATORA) [44]	20
RYSUNEK 3.4 WYKRES DOPUSZCZALNEJ PRACY GENERATORA SYNCHRONICZNEGO: LINIA AB - DETERMINOWANA ZNAMIONOWYM PRĄDEM WZBUDZENIA, LINIA BC - MOC ZNAMIONOWA, LINIA FCID OGRANICZA DOPUSZCZALNY ZAKRES PRACY PRZY NIEDOWZBUDZENIU [47]	23
RYSUNEK 3.5 MODUŁ NAPIĘCIA W WĘZLE DRUGIM W FUNKCJI OBCIĄŻENIA MOCĄ CZYNNĄ DO MOCY NOMINALNEJ DLA STANDARDOWEGO SYSTEMU CASE 5 ($P_{NOM}=3978$ MW) [OPR. WŁASNE]	30
RYSUNEK 3.6 WPŁYW PUNKTU STARTOWEGO NA POPRAWNOŚĆ ROZWIĄZANIA ROZPLYWU MOCY METODĄ NR PRZY OBCIĄŻENIU WĘZŁA 2 SYSTEMU IEEE 5: A) $\approx 7,6\%$ OBCIĄŻENIA KRYTYCZNEGO; B) 38% OBCIĄŻENIA KRYTYCZNEGO; C) 76% OBCIĄŻENIA KRYTYCZNEGO; D) 99% OBCIĄŻENIA KRYTYCZNEGO [OPR. WŁASNE]	31
RYSUNEK 4.1 BUDOWA GPU W ARCHITEKTURZE CUDA [70]	35
RYSUNEK 4.2 STRUKTURA WĄTKÓW DLA POJEDYNCZEGO JĄDRA (KERNELA) APLIKACJI [70]	35
RYSUNEK 4.3 ALGORYTM METODY NEWTONA-RAPHSONA DLA GPU. POMARAŃCZOWE BLOKI OZNACZAJĄ PROCEDURY WYKONYWANE W SPOSÓB RÓWNOLEGŁY (NA GPU) DLA N_H ROZPLYWÓW MOCY JEDNOCZEŚNIE [OPR. WŁASNE]	37
RYSUNEK 4.4 ALGORYTM DODAWANIA ATOMOWEGO [73]	38
RYSUNEK 4.5 WPŁYW DŁUGOŚCI SERII ROZPLYWÓW NA STOSUNEK CZASU OBLICZEŃ SEKWENCYJNYCH t_{cpu} DO OBLICZEŃ RÓWNOLEGŁYCH NA UKŁADZIE GRAFICZNYM t_{gpu} [OPR. WŁASNE]	42
RYSUNEK 5.1 KLASYFIKACJA TECHNOLOGII MAGAZYNOWANIA ENERGII [77]	44
RYSUNEK 5.2 PRZYKŁAD STRATEGII PRACY MAGAZYNÓW ENERGII PRZY WSPÓŁPRACY Z SYSTEMEM PRZESYŁOWYM I DYSTRYBUCYJNYM W ZAKRESIE: A) OGRANICZANIA MOCY SZCZYTOWEJ (ANG. PEAK SHAVING); B) WYRÓWNYWANIA POZIOMU OBCIĄŻENIA (ANG. LOAD LEVELING); C) PODTRZYMYWANIA NAPIĘCIA WĘZŁOWEGO (ANG. VOLTAGE SUPPORT) [88], [90], [91]	47
RYSUNEK 5.3 PRZYKŁAD OGRANICZENIA WAHAŃ MOCY WYTWARZANEJ PRZEZ INSTALACJĘ PV Z WYKORZYSTANIEM PODŁĄCZONEGO DO NIEJ MAGAZYNU ENERGII [OPR. WŁASNE]	48
RYSUNEK 5.4 PRZYKŁAD WYKORZYSTANIA MAGAZYNÓW ENERGII DO FORMOWANIA ŻĄDANEGO PROFILU PRODUKCYJNEGO [OPR. WŁASNE]	48
RYSUNEK 5.5 PRZYKŁAD SAMOROZŁADOWANIA BATERII LITOWO-JONOWEJ [103]	50
RYSUNEK 5.6 SCHEMAT PRZEPLYWU MOCY POMIĘDZY MAGAZYNEM ENERGII I SIECIĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ: PE – MOC ELEKTRYCZNA POBIERANA LUB ODDAWANA DO SIECI; PM – MOC POBIERANA LUB ODDAWANA DO MAGAZYNU, $P\delta$ – STARTY WŁASNE MAGAZYNU ENERGII [OPR. WŁASNE]	51
RYSUNEK 5.7 SCHEMAT INFORMATYCZNY MODELU MAGAZYNU ENERGII [OPR. WŁASNE]	52
RYSUNEK 5.8 SCHEMAT PRZEPLYWU DANYCH POMIĘDZY OBIEKTAMI TYPU ISTEROWNIK A MODELEM SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ [OPR. WŁASNE]	52
RYSUNEK 6.1 MAPA NASŁONECZNIENIA NA ŚWIECIE [105]	54
RYSUNEK 6.2 MAPA NASŁONECZNIENIA DLA POLSKI [105]	55
RYSUNEK 6.3 MAPA PRĘDKOŚCI ŚREDNIEJ 10-MINUTOWEJ WIATRU W POLSCE (NA WYSOKOŚCI 10 M. N. P. G. W OTWARTYM TERENIE) [106]	55
RYSUNEK 6.4 MODEL ELEKTRYCZNY OGNIWA FOTOWOLTAICZNEGO: A) JEDNODIODOWY; B) DWUDIODOWY [109], [111]	56

RYSUNEK 6.5 CHARAKTERYSTKA OGNIWA PV: A) NAPIĘCIOWO-PRĄDOWA B) NAPIĘCIOWO-MOCOWA [109], [111]	57
RYSUNEK 6.6 WPŁYW IRRADIANCJI NA: A) CHARAKTERYSTYKĘ NAPIĘCIOWO-PRĄDOWĄ; B) CHARAKTERYSTYKĘ NAPIĘCIOWO-MOCOWĄ [OPR. WŁASNE]	58
RYSUNEK 6.7 WPŁYW TEMPERATURY OGNIWA PV NA KSZTAŁT CHARAKTERYSTYKI: A) NAPIĘCIOWO-PRĄDOWEJ; B) NAPIĘCIOWO-MOCOWEJ [OPR. WŁASNE]	59
RYSUNEK 6.8 STANDARDOWA CHARAKTERYSTYKA MOCY WYTWARZANEJ PRZEZ TURBINĘ W FUNKCJI PRĘDKOŚCI WIATRU v_w [107], [118]	60
RYSUNEK 6.9 UNORMOWANY HISTOGRAM PRĘDKOŚCI WIATRU Z ROPIĘTOŚCIĄ KLASY O WARTOŚCI 1 M/S [OPR. WŁASNE]	61
RYSUNEK 6.10 ROZKŁAD WEIBULLA WYZNACZONY Z WYKORZYSTANIEM METODY MLE DLA DANYCH Z RYSUNKU 6.9 [OPR. WŁASNE]	62
RYSUNEK 7.2 PRZYKŁAD PRZESTRZENI ROZWIĄZAŃ \mathcal{F} DLA OPTYMALIZACJI Z MINIMALIZACJĄ DWÓCH KRYTERIÓW f_1 I f_2 . CZERWONĄ LINIĄ OZNACZONO FRONT PARETO (OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [124])	65
RYSUNEK 7.3 OPTYMALIZACJA DWUKRYTERIALNA Z WYKORZYSTANIEM METODY SUMY WAŻONEJ DLA DWÓCH WEKTORÓW WAG W ORAZ w' (OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [124])	67
RYSUNEK 7.4 METODA SUMY WAŻONEJ DLA PROBLEMU OPTYMALIZACJI NIERYCHLIKOWEJ [124]	67
RYSUNEK 7.5 LOKALNY I GLOBALNY FRONT PARETO DLA PROBLEMU OPTYMALIZACJI NIERYCHLIKOWEJ [124]	68
RYSUNEK 7.6 METODA SUMY WAŻONEJ DLA PROBLEMU OPTYMALIZACJI NIERYCHLIKOWEJ [124]	68
RYSUNEK 7.7 PRZYKŁADY PUNKTÓW REFERENCYJNYCH DLA OPTYMALIZACJI Z METRYKAMI: Z^* - ROZWIĄZANIE IDEALNE; Z^{**} - ROZWIĄZANIE UTOPIJNE; Z^{NAD} - PUNKT NADIRU [124]	69
RYSUNEK 7.8 GRAFICZNE PORÓWNANIE METRYK: L_1 - LINIOWA; L_2 - EUKLIDESA; L_∞ - CZYBYSZEWA [124]	70
RYSUNEK 7.9 NIERÓWNOMIERNOŚĆ ROZŁOŻENIA ROZWIĄZAŃ A,B,C,D,E WZDŁUŻ FRONTU PARETO [OPR. WŁASNE]	71
RYSUNEK 7.10 PRZYKŁAD SORTOWANIA NA PODSTAWIE NIEZDOMINOWANIA OSOBNIKÓW PRZEZ POZOSTAŁE [129]	73
RYSUNEK 7.11 WYZNACZANIE ODLEGŁOŚCI D OD SĄSIADUJĄCYCH ROZWIĄZAŃ DLA FRONTU Z K OSOBNIKAMI [129]	74
RYSUNEK 7.12 OGÓLNY SCHEMAT METODY NSGA-II [129]	74
RYSUNEK 8.1 WARTOŚĆ UCHYBU F W FUNKCJI NAPIĘCIA WĘZŁOWEGO [OPR. WŁASNE]	80
RYSUNEK 8.2 ZASADA DZIAŁANIA PIERWTONEJ I WTORNEJ REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI: 1) PUNKT PRZED WYSTĄPIENIEM ZMIANY MOCY; 2) NOWY PUNKT RÓWNOWAGI UZYSKANY W WYNIKU REGULACJI PIERWOTNEJ; 3) PUNKT PRACY UZYSKANY W WYNIKU DZIAŁANIA REGULACJI WTORNEJ [143]	81
RYSUNEK 8.3 ŚREDNIA MIESIĘCZNA PRĘDKOŚĆ WIATRU W POLSCE NA PODSTAWIE POMIARÓW PRĘDKOŚCI WIATRU NA WYSOKOŚCI 10 M. N. P. G. Z OSTATNICH 6 LAT [146]	83
RYSUNEK 8.4 ŚREDNIA MIESIĘCZNA IRRADIANCJA NA PODSTAWIE POMIARÓW Z OSTATNICH 6 LAT Z OKOLIC POZNANIA [146]	83
RYSUNEK 8.5 UNORMOWANA KRZYWA MOCY DLA TURBINY VESTAS V52 [147]	84
RYSUNEK 8.6 UNORMOWANA MOC INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ f_{PV} W FUNKCJI IRRADIANCJI I TEMPERATURY OTOCZENIA [OPR. WŁASNE]	85
RYSUNEK 8.7 UŚREDNIONIONE WIDMO $PDFT$ DOBOWYCH PROFILI GENEROWANEJ PRZEZ TURBINĘ WIATROWĄ MOCY DLA: A) ZIMY; B) WIOSNY; C) LATA; D) JESIENI. CZARNYM KOLOREM OZNACZONO NAJWIĘKSZĄ WARTOŚĆ POSZCZEGÓLNYCH HARMONICZNYCH WŚRÓD WSZYSTKICH DÓB DANEGO SEZONU [OPR. WŁASNE]	86
RYSUNEK 8.8 WYSELEKCYJNOWANE ZGODNIE Z PRZEDSTAWIONĄ PROCEDURĄ WZORCOWE PROFILE PRODUKCYJNE TURBIN WIATROWYCH DLA: A) ZIMY; B) WIOSNY; C) LATA; D) JESIENI [OPR. WŁASNE]	87
RYSUNEK 8.9 UŚREDNIONIONE WIDMO $PDFT$ DOBOWYCH PROFILI GENEROWANEJ PRZEZ INSTALACJĘ FOTOWOLTAICZNĄ MOCY DLA: A) ZIMY; B) WIOSNY; C) LATA; D) JESIENI. CZARNYM KOLOREM OZNACZONO NAJWIĘKSZĄ WARTOŚĆ POSZCZEGÓLNYCH HARMONICZNYCH WŚRÓD WSZYSTKICH DÓB DANEGO SEZONU [OPR. WŁASNE]	87

RYSUNEK 8.10 WYSELEKCYJONOWANE ZGODNIE Z PRZEDSTAWIONĄ PROCEDURĄ WZORCOWE PROFILE PRODUKCYJNE MODUŁÓW PV DLA: A) ZIMY; B) WIOSNY; C) LATA; D) JESIENI [OPR. WŁASNE]	88
RYSUNEK 8.11 PRZEBIEG WZORCOWYCH PROFILI DOBOWYCH OBCIĄŻEŃ DLA CZTERECH TARYF: A) B11; B) C11; C) G11; D) G12 (SZARY OBSZAR NA KAŻDYM RYSUNKU TO PRZEDZIAŁ ZMIENNOŚCI WSPÓŁCZYNNIKÓW PROFILU ROCZNEGO) [OPR. WŁASNE]	89
RYSUNEK 8.12 PRZYKŁAD OGRANICZANIA MOCY SZCZYTOWEJ (ANG. PEAK SHAVING) [OPR. WŁASNE].....	90
RYSUNEK 8.13 PRZYKŁADOWY PRZEBIEG MOCY BIERNEJ WYTWARZANEJ PRZEZ MAGAZYN [88], [90], [91].....	91
RYSUNEK 8.14 PRZYKŁAD WYGŁADZANIA PRZEBIEGU MOCY W WĘZLE Z WYKORZYSTANIEM MAGAZYNU ENERGII. WYGŁADZONA WARTOŚĆ MOCY WYZNACZONO NA PODSTAWIE 12 POMIARÓW WSTECZ [97].....	92
RYSUNEK 8.15 SCHEMAT SIECI IEEE 30 [65].....	93
RYSUNEK 8.16 FRONTY UZYSKANE DLA PROBLEMU TESTOWE PT1 Z WYKORZYSTANIEM METOD: A) NSGA-II; B) MPSO; C) BRKGA; D) BRKGA-PM (SZARYM KOLOREM ZAZNACZONO OBSZARY ZMIENNOŚĆ FRONTÓW DLA WIELU URUCHOMIEŃ) [OPR. WŁASNE]	97
RYSUNEK 8.17 PRZEBIEG SUMARYCZNYCH STRAT MOCY W SYSTEMIE IEEE 30 PRZY CZTERECH RÓŻNYCH WARIANTACH INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ P0, P1, P2, P3 DLA SEZONU: A) S1 (ZIMA); B) S2 (WIOSNA); C) S3 (LATO); D) S4 (JESIEŃ) [OPR. WŁASNE]	98
RYSUNEK 8.18 FRONTY UZYSKANE DLA PT2 Z WYKORZYSTANIEM METOD: A) NSGA-II; B) MPSO; C) BRKGA; D) BRKGA-PM. (SZARYM OBSZAREM OZNACZONO PRZEDZIAŁ ZMIENNOŚĆ FRONTÓW DLA WIELU URUCHOMIEŃ KAŻDEJ Z METOD) [OPR. WŁASNE]	99
RYSUNEK 8.19 PRZEBIEG NAPIĘCIA DLA WĘZŁA NR 8 SYSTEMU IEEE 30 PRZY CZTERECH RÓŻNYCH WARIANTACH INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ P0, P1, P2, P3 DLA SEZONU: A) S1 (ZIMA); B) S2 (WIOSNA); C) S3 (LATO); D) S4 (JESIEŃ) [OPR. WŁASNE]	101
RYSUNEK 8.20 PRZEBIEG MOCY CZYNNEJ DLA WZORCOWEJ DOBY W SEZONIE S1: A) DLA WYBRANYCH WĘZŁÓW SYSTEMU IEEE30, B) DLA WĘZŁA BILANSUJĄCEGO [OPR. WŁASNE]	101
RYSUNEK 8.21 FRONTY UZYSKANE DLA PT3 Z WYKORZYSTANIEM METOD: A) NSGA-II; B) MPSO; C) BRKGA; D) BRKGA-PM. (SZARYM OBSZAREM OZNACZONO PRZEDZIAŁ ZMIENNOŚĆ FRONTÓW DLA WIELU URUCHOMIEŃ KAŻDEJ Z METOD) [OPR. WŁASNE]	102
RYSUNEK 8.22 PRZEBIEG MOCY BILANSUJĄCEJ W CZTERECH RÓŻNYCH WARIANTACH INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ P0, P1, P2, P3 DLA SEZONU: A) S1 (ZIMA); B) S2 (WIOSNA); C) S3 (LATO); D) S4 (JESIEŃ) [OPR. WŁASNE].....	103
RYSUNEK 9.1 ROZMIESZCZENIE STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH (CZERWONE PINEZKI) ORAZ LINI ELEKTROENERGETYCZNYCH DLA ANALIZOWANEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 kV POZNANIA I OKOLIC POSE [156]	107
RYSUNEK 9.2 ATLAS WIATRU DLA MIASTA POZNANIU I POWIATU POZNAŃSKIEGO (ŚREDNIOROCZNA PRĘDKOŚĆ WIATRU NA WYSOKOŚCI 10 M. N. P. G.) Z OZNACZONYM ROZMIESZCZENIEM GPZ [OPR. WŁASNE] 110	
RYSUNEK 10.1 WPLYW MOCY I STRUKTURY OZE NA WARTOŚCI KRYTERIÓW: A) f_1 , B) f_2 , C) f_3 . POSZCZEGÓLNYMI KOLORAMI OZNACZONO PROCENTOWY MOCY W INSTALACJI OZE [OPR. WŁASNE]	113
RYSUNEK 10.2 PRZEDZIAŁY ZMIENNOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI PRZY RÓŻNYM PODZIALE ZAINSTALOWEJ MOCY OZE (200 MW) POMIĘDZY SEKCJĘ WIATROWĄ I SOLARNĄ: A) KRYTERIUM f_1 ; B) KRYTERIUM f_2 ORAZ C) KRYTERIUM f_3 (KOLOREM NIEBIESKIM OZNACZONO 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ WIATROWYCH, ZIELONYM 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ PV A ŻÓŁTYM RÓWNY PODZIAŁ MOCY (50% NA 50%). KROPKA OZNACZA NAJMNIEJSZĄ A ROMB NAJWIĘKSZĄ WARTOŚĆ KRYTERIUM PRZY ZADANEJ POJEMNOŚCI) [OPR. WŁASNE].....	115
RYSUNEK 10.3 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI ROZMIESZCZENIA I POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIĘ O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 10, 100 ORAZ 200 MWh (SYSTEM POSE BEZ WŁĄCZONYCH OZE) [OPR. WŁASNE].....	116
RYSUNEK 10.4 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 10 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE] 119	
RYSUNEK 10.5 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ A-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 100 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	120

RYSUNEK 10.6 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ A-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh - PRZYPADK BEZ OZE [OPR. WŁASNE]	120
RYSUNEK 10.7 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIEJ O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI: A) 100 MWh B) 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	121
RYSUNEK 10.8 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	126
RYSUNEK 10.9 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ TW I 50 % ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	127
RYSUNEK 10.10 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	127
RYSUNEK 10.11 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIEJ O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE]	130
RYSUNEK 10.12 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	133
RYSUNEK 10.13 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ PV ORAZ 50% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	134
RYSUNEK 10.14 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	134
RYSUNEK 10.15 PRZEDZIAŁY ZMIENNOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI PRZY RÓŻNYM PODZIALE ZAINSTALOWENEJ MOCY OZE (200 MW) POMIĘDZY SEKCJĘ WIATROWĄ I SOLARNĄ: A) KRYTERIUM f_1 ; B) KRYTERIUM f_2 ORAZ C) KRYTERIUM f_3 (KOLOREM NIEBIESKIM OZNACZONO 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ WIATROWYCH, ZIELONYM 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ PV A ŻÓŁTYM RÓWNY PODZIAŁ MOCY (50% NA 50%). KROPKA OZNACZA NAJMNIEJSZĄ A ROMB NAJWIĘKSZĄ WARTOŚĆ KRYTERIUM PRZY ZADANEJ POJEMNOŚCI) [OPR. WŁASNE]	137
RYSUNEK 10.16 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI ROZMIESZCZENIA I POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIEJ O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 10, 100 ORAZ 200 MWh (SYSTEM POSE BEZ WŁĄCZONYCH OZE) [OPR. WŁASNE]	138
RYSUNEK 10.17 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 10 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	141
RYSUNEK 10.18 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 100 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	141
RYSUNEK 10.19 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	142
RYSUNEK 10.20 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIEJ O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI: A) 100 MWh B) 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	143
RYSUNEK 10.21 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	148

RYSUNEK 10.22 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ TW I 50 % ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	148
RYSUNEK 10.23 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	149
RYSUNEK 10.24 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIE O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE]	151
RYSUNEK 10.25 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	154
RYSUNEK 10.26 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ PV ORAZ 50% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	154
RYSUNEK 10.27 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZAŃ B-D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh Z WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	155
RYSUNEK 10.28 PRZEDZIAŁY ZMIENNOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI PRZY RÓŻNYM PODZIALE ZAINSTALOWENI MOCY OZE (200 MW) POMIĘDZY SEKCJĘ WIATROWĄ I SOLARNĄ W FUNKCJI CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ (KRYTERIUM f_4): A) KRYTERIUM f_1 ; B) KRYTERIUM f_2 ORAZ C) KRYTERIUM f_3 (KOLOREM NIEBIESKIM OZNACZONO 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ WIATROWYCH, ZIEŁONYM 100% UDZIAŁU ŹRÓDEŁ PV A ŻÓŁTYM RÓWNY PODZIAŁ MOCY (50% NA 50%). KROPKA OZNACZA NAJMNIEJSZĄ A ROMB NAJWIĘKSZĄ WARTOŚĆ KRYTERIUM PRZY ZADANEJ POJEMNOŚCI) [OPR. WŁASNE].....	159
RYSUNEK 10.29 FRONT PARETO UZYSKANY DLA POSE BEZ ŹRÓDEŁ PRZEDSTAWIONY W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_3, f_4)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIE O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 10, 50 ORAZ 200 MWh [OPR. WŁASNE]	160
RYSUNEK 10.30 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 10 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	162
RYSUNEK 10.31 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 50 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	163
RYSUNEK 10.32 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh (PRZYPADK BEZ OZE) [OPR. WŁASNE]	163
RYSUNEK 10.33 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIE O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI: A) 50 MWh B) 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	164
RYSUNEK 10.34 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI ZE WZGLĘDU NA ROZWIĄZANIE D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh DLA POSE O MOCY OZE 25 MW (PRZYPADK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE]	169
RYSUNEK 10.35 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI ZE WZGLĘDU NA ROZWIĄZANIE D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh I MOCY OZE 25 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ TW I 50 % ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	169
RYSUNEK 10.36 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI ZE WZGLĘDU NA ROZWIĄZANIE D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWh I MOCY OZE 25 MW (PRZYPADK 50% ŹRÓDEŁ TW I 50 % ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE]	170
RYSUNEK 10.37 FRONT PARETO W PRZESTRZENI $\mathcal{F}(f_1, f_2, f_3)$ W PRZYPADKU OPTIMALIZACJI DLA INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ ENERGIE O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh (SYSTEM POSE Z WŁĄCZONYMI ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE]	171

RYSUNEK 10.38 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWH ORAZ WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADEK 100% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE].....	174
RYSUNEK 10.39 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWH ORAZ WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADEK 50% ŹRÓDEŁ PV ORAZ 50% ŹRÓDEŁ TW) [OPR. WŁASNE].....	174
RYSUNEK 10.40 MAPA POZNANIA Z NANIESIONYMI WĘZŁAMI SYSTEMU POSE ISTOTNYMI WEDŁUG ROZWIĄZANIA D DLA CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW 200 MWH ORAZ WŁĄCZONYMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW (PRZYPADEK 100% ŹRÓDEŁ PV) [OPR. WŁASNE].....	175

SPIS TABEL

TABELA 3.1 PORÓWNANIE CZASU WYZNACZENIA ROZPŁYWU MOCY DLA WYBRANYCH SIECI TESTOWYCH IEEE ORAZ PEGASE METODAMI: GS, NR, DNR 5 i FDLF (BR - BRAK ROZWIĄZANIA)	32
TABELA 3.2 PORÓWNANIE UCHYB BILANSU ΔS OTRZYMANYCH DLA POSZCZEGÓLNYCH METOD OBLICZANIA ROZPŁYWU MOCY: : DNR 5 – METODA DNR Z WYZNACZANIEM JAKOBIANU CO 5 ITERACJĘ; BR - BRAK ROZWIĄZANIA	32
TABELA 4.1 CZAS POTRZEBNY NA WYKONANIE 1000 ROZPŁYWÓW MOCY Z WYKORZYSTANIEM JEDNOSTKI CPU (OBLICZENIA SEKWENCYJNE) ORAZ GPU (OBLICZENIA RÓWNOLEGŁE) W ROZBICIU NA POSZCZEGÓLNE FRAGMENTY METODY NR.....	41
TABELA 5.1 ZESTAWIENIE STANDARDOWYCH PARAMETRÓW MAGAZYNÓW ENERGII WYKONANYCH W WYBRANYCH TECHNOLOGIACH. KOLORY POSZCZEGÓLNYCH TECHNOLOGII ZGODNE SĄ Z OZNACZENIAMI NA RYSUNKU 5.1 [75,76]	45
TABELA 5.2 FIZYKALNA INTERPRETACJA PARAMETRÓW $\sigma, \varphi, K_\sigma$ ORAZ DEFINICJA POJEMNOŚCI A_{MAX} ZE WZGLĘDU NA TYP MAGAZYNU: uC, uL – NAPIĘCIE NA KONDENSATORZE I CEWCE, iC, iL – PRĄDU KONDENSATORA I CEWKI, ω – PRĘDKOŚĆ OBROTOWA WIRUJĄCEJ MASY, M – MOMENT SIŁY, P – CIŚNIENIE; $V\varphi$ – OBJĘTOŚĆ, H – WYSOKOŚĆ, G - PRZEPIY W GRAWITACYJNY WODY, G – PRZYŚPIESZENIE ZIEMSKIE, C – POJEMNOŚĆ KONDENSATORA, L – INDUKCYJNOŚĆ CEWKI, J – BEZWŁADNOŚĆ MASY, NA – STAŁA AVOGADRA, $Vmax$ – OBJĘTOŚĆ MAKSYMALNA GAZU, R – STAŁA GAZOWA, ρ – GĘSTOŚĆ, T – TEMPERATURA [100]:.....	50
TABELA 7.1 PRZYKŁAD KRZYŻOWANIA DWÓCH RODZICÓW A I B Z WYKORZYSTANIEM METODY RZUTU MONETA. OSOBNIKI POSIADAJĄ 4-GENOWE CHROMOSOMY. PO WYGENEROWANIU 4 LOSOWYCH LICZB r (PO JEDNEJ NA KAŻDY GEN), OTRZYMANE WARTOŚCI SĄ PRZYRÓWNYWANE DO ρa [131]	75
TABELA 8.1 PARAMETRY MODUŁU FOTOWOLTAICZNEGO LG LG400N2W-A5 (WARUNKI STC) [147]	85
TABELA 8.2 PARAMETRY GENERATORÓW PRACUJĄCYCH W SYSTEMIE IEEE 30 [67]	94
TABELA 8.3 OBCIĄŻENIA WYSTĘPUJĄCE WĘZŁACH SYSTEMU IEEE 30 [65]	94
TABELA 8.4 PRZYJĘTE ZAŁOŻENIA DLA BADAŃ WSTĘPNYCH [OPR. WŁASNE].....	96
TABELA 8.5 ANALIZA EFEKTYWNOŚCI RELATYWNEJ I WŁASNEJ PRZY OPTIMALIZACJI ZADANIA PT1 DLA METOD NSGA-II, MPSO, BRKGA ORAZ BRKGA-PM (Lm – LICZBA OTRZYMANYCH ROWIĄZAŃ NIEZCOMINOWANYCH, Nm – LICZBA ROZWIĄZAŃ FAKTYCZNIE NIEZDOMINOWANYCH) [OPR. WŁASNE].....	97
TABELA 8.6 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW DLA ROZWIĄZAŃ ODNALEZIONYCH METODA BRKGA-PM DLA ROZWIĄZAŃ (PUNKTÓW) P0,P1,P2,P3 [OPR. WŁASNE].....	98
TABELA 8.7 ANALIZA EFEKTYWNOŚCI RELATYWNEJ I WŁASNEJ PRZY OPTIMALIZACJI TESTOWEGO ZADANIA PT2 DLA METOD NSGA-II, MPSO, BRKGA ORAZ BRKGA-PM (Lm – LICZBA OTRZYMANYCH ROWIĄZAŃ NIEZCOMINOWANYCH, Nm – LICZBA ROZWIĄZAŃ FAKTYCZNIE NIEZDOMINOWANYCH) [OPR. WŁASNE]	99
TABELA 8.8 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW DLA ROZWIĄZAŃ ODNALEZIONYCH METODA BRKGA-PM DLA ROZWIĄZAŃ (PUNKTÓW) P0,P1,P2,P3 [OPR. WŁASNE].....	100
TABELA 8.9 WARIANCJA SZUMU σ DODANEGO DO POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁÓW	102
TABELA 8.10 ANALIZA EFEKTYWNOŚCI RELATYWNEJ I WŁASNEJ PRZY OPTIMALIZACJI PT3 DLA METOD NSGA-II, MPSO, BRKGA ORAZ BRKGA-PM (Lm – LICZBA OTRZYMANYCH ROWIĄZAŃ NIEZCOMINOWANYCH, Nm – LICZBA ROZWIĄZAŃ FAKTYCZNIE NIEZDOMINOWANYCH) [OPR. WŁASNE].....	102
TABELA 8.11 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW DLA ROZWIĄZAŃ ODNALEZIONYCH METODA BRKGA-PM DLA ROZWIĄZAŃ P0,P1,P2,P3 [OPR. WŁASNE].....	103
TABELA 9.1 SPIS STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH ANALIZOWANEJ SIECI WRAZ Z WARTOŚCIAMI NAPIĘĆ SKUTECZNYCH W NICH WYSTĘPUJĄCYMI ORAZ SUMARYCZNĄ MOC WYJŚCIOWĄ (PO STRONIE 15 kV) TRANSFORMATORÓW [154,155].....	105
TABELA 9.2 SPIS LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH 110 kV i 220 kV WCHODZĄCYCH W SKŁAD SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO POZNANIA I OKOLIC [154,155]	106
TABELA 9.3 ZESTAWIENIE KONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH ZNAJDUJĄCYCH SIĘ W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ POZNANIA I OKOLIC POSE [154]	108

TABELA 10.1 WPLYW CAŁKOWITEJ MOCY ORAZ STRUKTURY OZE WŁĄCZONYCH DO POSE NA WARTOŚCI KRYTERIUM f_1 [OPR. WŁASNE].....	112
TABELA 10.2 WPLYW CAŁKOWITEJ MOCY ORAZ STRUKTURY OZE WŁĄCZONYCH DO POSE NA WARTOŚCI KRYTERIUM f_2 [OPR. WŁASNE].....	112
TABELA 10.3 WPLYW CAŁKOWITEJ MOCY ORAZ STRUKTURY OZE WŁĄCZONYCH DO POSE NA WARTOŚCI KRYTERIUM f_3 [OPR. WŁASNE].....	112
TABELA 10.4 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 10 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	117
TABELA 10.5 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 10 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	117
TABELA 10.6 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	117
TABELA 10.7 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 100 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	117
TABELA 10.8 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	118
TABELA 10.9 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 200 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	118
TABELA 10.10 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE].....	122
TABELA 10.11 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	122
TABELA 10.12 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE].....	122
TABELA 10.13 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	123
TABELA 10.14 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE Z WŁĄCZONYMI OZE O MOCY 25 MW I RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	123
TABELA 10.15 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE].....	123
TABELA 10.16 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE Z WŁĄCZONYMI OZE O MOCY 25 MW I RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	124
TABELA 10.17 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE].....	124
TABELA 10.18 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE].....	124

TABELA 10.19 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	125
TABELA 10.20 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	125
TABELA 10.21 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	125
TABELA 10.22 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	128
TABELA 10.23 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	129
TABELA 10.24 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	129
TABELA 10.25 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	130
TABELA 10.26 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	131
TABELA 10.27 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE Z WŁĄCZONYMI OZE O MOCY 200 MW I RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	131
TABELA 10.28 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	131
TABELA 10.29 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	132
TABELA 10.30 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	132
TABELA 10.31 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE]	135
TABELA 10.32 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	135
TABELA 10.33 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI	

ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MWh) [OPR. WŁASNE]	135
TABELA 10.34 ZESTAWIENIE WARTOŚCI KRYTERIÓW f_1 , f_2 ORAZ f_3 DLA ROZWIĄZAŃ A-D (W1) ORAZ ICH ZREDUKOWANYCH WARIANTÓW (W2) DLA SYSTEMU POSE Z WŁĄCZONYMI OZE: TYLKO ŹRÓDŁAMI TW (TW), ŹRÓDŁAMI PV I TW Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (PV+TW) ORAZ TYLKO ŹRÓDŁAMI PV (PV) [OPR. WŁASNE]	136
TABELA 10.35 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 10 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	139
TABELA 10.36 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE - PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 10 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	139
TABELA 10.37 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	139
TABELA 10.38 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE - PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	140
TABELA 10.39 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	140
TABELA 10.40 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE - PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	140
TABELA 10.41 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	144
TABELA 10.42 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	144
TABELA 10.43 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	144
TABELA 10.44 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	145
TABELA 10.45 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE Z WŁĄCZONYMI OZE O MOCY 25 MW I RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	145
TABELA 10.46 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	145
TABELA 10.47 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE Z WŁĄCZONYMI OZE O MOCY 25 MW I RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	145
TABELA 10.48 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	146
TABELA 10.49 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 100 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	146

TABELA 10.50 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 100 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	147
TABELA 10.51 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	147
TABELA 10.52 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	147
TABELA 10.53 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	150
TABELA 10.54 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	150
TABELA 10.55 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	150
TABELA 10.56 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	151
TABELA 10.57 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	152
TABELA 10.58 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	152
TABELA 10.59 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	153
TABELA 10.60 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIA W PUNKTACH A-D) [OPR. WŁASNE]	153
TABELA 10.61 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKTACH A-D DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW – PRZYPADKEM CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	153
TABELA 10.62 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE]	156
TABELA 10.63 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADKEM SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	156
TABELA 10.64 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI	

ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MWh) [OPR. WŁASNE]	156
TABELA 10.65 ZESTAWIENIE WARTOŚCI KRYTERIÓW f_1 , f_2 ORAZ f_3 DLA ROZWIĄZAŃ B-D (W1) ORAZ ICH ZREDUKOWANYCH WARIANTÓW (W2) DLA SYSTEMU POSE Z WŁĄCZONYMI OZE: TYLKO ŹRÓDŁAMI TW (TW), ŹRÓDŁAMI PV I TW Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (PV+TW) ORAZ TYLKO ŹRÓDŁAMI PV (PV) [OPR. WŁASNE]	157
TABELA 10.66 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 10 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	160
TABELA 10.67 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 10 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	160
TABELA 10.68 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 50 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	160
TABELA 10.69 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 50 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	161
TABELA 10.70 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O ŁĄCZNEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE (ROZWIĄZANIA DLA PUNKTÓW A-D) [OPR. WŁASNE]	161
TABELA 10.71 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W ROZWIĄZANIACH A-D DLA SYSTEMU POSE BEZ PRZYŁĄCZONYCH ŹRÓDEŁ OZE PRZY CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI MAGAZYNÓW ENERGII 200 MWh Z PROCENTOWĄ ZMIANĄ WARTOŚCI WZGLĘDEM PRZYPADKU POSE BEZ MAGAZYNÓW [OPR. WŁASNE]	161
TABELA 10.72 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 50 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	165
TABELA 10.73 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 50 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	165
TABELA 10.74 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	165
TABELA 10.75 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O MOCY 25 MW – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	166
TABELA 10.76 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 50 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	166
TABELA 10.77 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 50 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	166
TABELA 10.78 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	166
TABELA 10.79 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	167
TABELA 10.80 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 50 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	167

TABELA 10.81 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 50 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE].....	168
TABELA 10.82 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W SYSTEMIE POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 25 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	168
TABELA 10.83 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O MOCY 25 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	168
TABELA 10.84 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	170
TABELA 10.85 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	170
TABELA 10.86 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_1 , ρ_2 , ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI OPTIMALIZACJI ODPOWIEDNIO f_1 , f_2 ORAZ f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 25 MW) [OPR. WŁASNE]	170
TABELA 10.87 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	171
TABELA 10.88 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH O MOCY 200 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE].....	172
TABELA 10.89 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ WIATROWYCH I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOC (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE]	172
TABELA 10.90 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI I PV Z RÓWNYM PODZIAŁEM MOCY – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE]	173
TABELA 10.91 ROZMIESZCZENIE MAGAZYNÓW ENERGII O CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI 200 MWh W POSE DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW (ROZWIĄZANIE D) [OPR. WŁASNE].....	173
TABELA 10.92 WARTOŚCI KRYTERIÓW OPTIMALIZACJI f_1 , f_2 ORAZ f_3 W PUNKCIE D DLA ŹRÓDEŁ PV O MOCY 200 MW – PRZYPADEK CAŁKOWITEJ POJEMNOŚCI INSTALACJI MAGAZYNUJĄCEJ 200 MWh (W NAWIASACH PODANO PROCENTOWĄ ZMIANĘ WARTOŚCI KRYTERIÓW WZGLĘDEM PRZYPADKU BEZ MAGAZYNÓW) [OPR. WŁASNE].....	173
TABELA 10.93 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI WIATROWYMI O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE].....	176
TABELA 10.94 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI OZE O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW I RÓWNYM JEJ ROZDZIALE POMIĘDZY INSTALACJĘ PV I WIATROWĄ) [OPR. WŁASNE]	176
TABELA 10.95 WARTOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKA KORELACJI SPEARMANA ρ_3 POMIĘDZY POJEMNOŚCIAMI MAGAZYNÓW W POSZCZEGÓLNYCH WĘZŁACH SYSTEMU A KRYTERIAMI f_3 (PRZYPADEK SYSTEMU POSE ZE ŹRÓDŁAMI PV O ŁĄCZNEJ MOCY 200 MW) [OPR. WŁASNE].....	176
TABELA 10.96 ZESTAWIENIE WARTOŚCI KRYTERIÓW f_1 , f_2 ORAZ f_3 DLA ROZWIĄZAŃ A-D (W1) ORAZ ICH ZREDUKOWANYCH WARIANTÓW (W2) [OPR. WŁASNE].....	176

