



POLSKA AKADEMIA NAUK
INSTYTUT MASZYN PRZEPŁYWOWYCH

Rozprawa doktorska

Mgr inż. Michał Laskowski

Badanie wykorzystania mikrosieci jako wysp energetycznych integrujących prosumentów,
producentów i odbiorców przy wykorzystaniu inteligentnej infrastruktury sieciowej.

Promotor:

Prof. dr hab. Inż. Jan Kiciński

GDAŃSK 2024

Autor pragnie podziękować
Panu Prof. dr hab. inż. Janowi Kicińskiemu, promotorowi rozprawy,
za nieocenioną pomoc, poświęcony czas
oraz inspirację w spojrzeniu na problematykę badawczą.

Moim rodzicom, szczególnie mamie Bogusławie,
za wychowanie w duchu dążenia do celu, wiarą we mnie,
oraz wkładem w mój rozwój naukowy.

Mojej żonie Annie za wsparcie w przygotowywaniu niniejszej rozprawy
oraz siłę napędzającą do ciągłego rozwoju.

Niniejszą rozprawę doktorską pragnę zadedykować mojej córce Łucji.



DEKLARACJA

Niniejsza praca nie zawiera żadnych materiałów, które zostały złożone w celu uzyskania innego stopnia naukowego lub dyplomu na uczelni wyższej. Zgodnie z najlepszą wiedzą autorów i przekonaniem, nie zawiera ona żadnych materiałów uprzednio napisanych lub opublikowanych przez inną osobę, z wyjątkiem sytuacji, gdy w tekście znajdują się odpowiednie odniesienia.

Michał Laskowski

Warszawa, 2024

Spis treści

Spis najważniejszych oznaczeń i symboli	21
1. Wstęp	17
2. Przegląd wiedzy w zakresie mikrosystemów elektroenergetycznych	19
2.1. Wprowadzenie	19
2.2. Struktura Krajowych Sieci Elektroenergetycznych	25
2.2.1. Zadania OSP	31
2.2.2. Zadania OSD	34
2.3. Wytwórcy	35
2.4. Mikrosieci	37
2.5. Rynek energii	40
2.5.1. Rynek scentralizowany	48
2.5.2. Rynek zdecentralizowany	52
2.6. Rozwój systemów dystrybucyjnych	54
2.7.1. Odbiory sterowalne	55
2.7.2. Mikroźródła	58
2.7.3. Magazyny	69
2.7.3.1. Magazyny ciepła	69
2.7.3.2. Bateriajny zasobniki energii (akumulatory)	71
3. Charakterystyka obszaru badanej mikrosieci	78
3.1. Dobór lokalizacji	78
3.2. Opis gminy	80
3.3. Obszar mikrosieci	85
3.3.1. Struktura sieci elektroenergetycznej obszaru mikrosieci	87
3.3.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w obszarze mikrosieci	89
4. Optymalizacja	91

5.	Problem badawczy	92
5.1.	Cel pracy.....	92
5.2.	Sformułowanie problemu badawczego	92
5.3.	Wykorzystane narzędzia do badań	93
5.3.1.	Kryteria doboru narzędzi	93
5.3.2.	Opis metod obliczeniowych rozptyłów sieciowych w NEPLAN.....	95
5.3.3.	Opis metod obliczeniowych doboru źródeł w mikrosieci w Homer Pro.....	98
5.3.4.	Opis metod obliczeniowych opłacalności mikrosieci	104
5.3.5.	Zadanie 1 – kryterium optymalizacji doboru mocy źródeł energii elektrycznej	106
5.3.6.	Zadanie 2 – kryterium minimalizacji obciążenia układu sieciowego	111
5.3.7.	Zadanie 3 – kryterium minimalizacji kosztów energii w mikrosystemie elektroenergetycznym	116
5.4.	Modele matematyczne sformułowanych zadań optymalizacyjnych	118
5.4.1.	Warunki ograniczające.....	118
6.	Mikrosystem testowy	121
6.1.	Mikrosystem zasilający gminę wiejską.....	121
6.2.	Parametry jednostek wytwórczych.....	137
6.3.	Profile odbiorców	144
6.4.	Zadanie 1 – optymalizacja doboru źródeł w mikrosieci.....	150
6.4.1.	Wyniki przeprowadzonych obliczeń.....	152
6.4.2.	Obserwacje dotyczące uzyskanych wyników	157
6.5.	Zadanie 2 – minimalizacja obciążenia układu sieciowego	165
6.5.1.	Wyniki przeprowadzonych obliczeń.....	168
6.5.2.	Obserwacje dotyczące uzyskanych wyników	171
7.	Analiza uzyskanych wyników	176
8.	Podsumowanie i wnioski końcowe	177
9.	Literatura	181

10.	Spis rysunków	187
11.	Spis tabel	190

Spis najważniejszych oznaczeń i symboli

AC (ang. alternating current) – prąd przemienny;

AMI – (ang. Advanced Metering Infrastructure) urządzenia pomiarowe energii elektrycznej;

CAPEX – całkowite nakłady inwestycyjne;

DC (ang. direct current) – prąd stały;

DSR – Demand Side Response – czasowa redukcja poboru mocy;

IRiESD - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej;

IRiESP - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;

JWCD – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane;

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny;

ME – magazyn energii elektrycznej;

nJWCD – Jednostki Wytwórcze nie będące JWCD

NN – najwyższe napięcie;

nN – niskie napięcie;

OPEX – całkowite koszty operacyjne;

OSD – operator systemu dystrybucyjnego;

OSDn - operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie ma bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP;

OSP – operator systemu przesyłowego;

OZE – odnawialne źródła energii;

PV – panel fotowoltaiczny;

SAIDI - Wskaźnik przeciętnego (średni) systemowego czasu trwania przerwy długiej w dostawach energii elektrycznej (ang. System Average Interruption Duration Index);

SAIFI - Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii (ang. System Average Interruption Frequency Index);

SCADA – system informatyczny do zarządzania sieciami elektroenergetycznymi;

SN – średnie napięcie;

TPA - zasada dostępu stron trzecich do sieci (z ang. Third Party Access);

TR – transformator;

WN – wysokie napięcie;

Streszczenie

Tytuł: Badanie wykorzystania mikrosieci jako wysp energetycznych integrujących prosumentów, producentów i odbiorców przy wykorzystaniu inteligentnej infrastruktury sieciowej.

W niniejszej rozprawie przedstawiono zagadnienie wykorzystania opracowanego narzędzia, optymalizującego dobór oraz pracę źródeł wytwórczych, wpływ na obciążenie układu sieciowego, miejsca przyłączenia urządzeń oraz umożliwiającego wsparcie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w poszczególnych trybach pracy.

Pierwszy rozdział zawiera wstęp do pracy, w którym określono wstępny cel. W kolejnym rozdziale scharakteryzowano system elektroenergetyczny w Polsce, rynek energii elektrycznej oraz mikrosystemy elektroenergetyczne niskiego napięcia. Przedstawiono charakterystykę techniczną podstawowych urządzeń wchodzących w ich skład, takich jak: źródła małej mocy, magazyny energii elektrycznej, odbiory sterowalne, przekształtniki czy aparatura zabezpieczeniowa. Rozdział trzeci poświęcony został charakterystyce wytypowanego obszaru badawczego, gdzie na potrzeby przeprowadzenia badań wdrożono ponad 260 urządzeń pomiarowych u odbiorców energii elektrycznej. Przedstawione zostały rzeczywiste przebiegi zapotrzebowania na energię elektryczną, podział odbiorców ze względu na taryfy i sezonowość odbiorów. Kolejne dwa rozdziały zostały poświęcone sformułowaniu celu i tezy rozprawy doktorskiej oraz problemu badawczego. Szczegółowo przedstawiono zagadnienia oraz narzędzia wykorzystane do przeprowadzonych badań. W tym rozdziale omówiono również zadania optymalizacyjne, wraz z modelami matematycznymi. Rozdział szósty poświęcony został opisowi mikrosystemu testowego, zasilającego gminę wiejską, wykorzystywanego do przeprowadzenia obliczeń optymalizacyjnych oraz przedstawieniu wyników. Zawarto w nim niezbędne dane wejściowe w postaci profili zapotrzebowania na energię elektryczną, rzeczywistych poziomów generacji odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz danych technicznych urządzeń przyłączonych do mikrosystemów testowych. Zamieszczono również wyniki z poszczególnych zadań optymalizacyjnych, zawierających całoroczne obliczenia dotyczące bilansowania energii elektrycznej w mikrosieci, w odstępach 15 minutowych. Z technicznego punktu widzenia kluczowe było zidentyfikowanie i dobór odpowiednich źródeł energii odnawialnej, takich jak instalacje fotowoltaiczne i turbiny wiatrowe, oraz systemów magazynowania energii, które zapewniają stabilność dostaw energii, nawet przy zmiennych warunkach pogodowych. Ponadto, zaprezentowano wyniki analizy

obciążalności sieci dystrybucyjnej w lokalizacji badań oraz wpływie na system elektroenergetyczny. Przeprowadzona analiza obciążalności linii elektroenergetycznych wykazała, że pomimo zmienności generacji energii z OZE, maksymalne obciążenie linii nie przekroczyło 12% wartości dopuszczalnej, co potwierdza wystarczający margines bezpieczeństwa operacyjnego. Dodatkowo, w ramach wykonanych analiz, zbadano również opłacalność wdrożenia w pełni funkcjonalnej wyspy energetycznej, w ujęciu porównawczym - krańcowego kosztu kilowatogodziny wyprodukowanej w mikrosieci względem zakupu z rynku.

Przeprowadzone analizy techniczne i ekonomiczne wykazały, że mikrosieci elektroenergetyczne, mogą stanowić opłacalne rozwiązanie w kontekście zaspokajania lokalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z perspektywy technicznej, zastosowanie narzędzia Microgrid Design and Simulation umożliwiło precyzyjną optymalizację struktury mikrosieci oraz modelowanie różnych scenariuszy jej pracy, zarówno w trybie wyspowym, jak i w połączeniu z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Opracowane strategie optymalizacyjne, zastosowanie zaawansowanych algorytmów sterowania oraz wykorzystanie technologii OZE i magazynowania energii pozwalają na osiągnięcie konkurencyjnych kosztów energii przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiego poziomu niezawodności i bezpieczeństwa energetycznego. Dalsza integracja mikrosieci z KSE oraz rozwój technologii magazynowania energii stwarzają perspektywy dla jeszcze większej efektywności i elastyczności tego rozwiązania w przyszłości.

Summary

Title: A study of the use of microgrids as energy islands integrating prosumers, producers and recipients using smart grid infrastructure.

This dissertation presents the issue of the use of a developed tool, optimising generation sources and the grid structure in energy islands, while optimally selecting the operating locations of individual devices, as well as enabling the support of the National Power System in individual operating modes.

The first chapter contains an introduction to the paper, which also defines its initial purpose. The next chapter characterises the power system in Poland, the electricity market and low-voltage microgrids. The technical characteristics of the main devices included in the microgrids were presented, such as: microgrids, electricity storage, controllable loads, converters or protection equipment. The third chapter is devoted to the characteristics of the selected research area, where more than 200 metering devices were implemented at electricity consumers for the purpose of the research. The actual electricity demand patterns, the breakdown of consumers according to tariffs and the seasonality of consumption are presented. The next two chapters were devoted to the formulation of the objective and thesis of the dissertation and the research problem. The issues and tools used for the research were presented in detail. This chapter also discusses the optimisation tasks, together with the mathematical models. Chapter six is devoted to a description of the test microgrid, feeding a rural municipality, used to carry out the optimisation calculations and to present these results. It includes the necessary input data in the form of electricity demand profiles, actual levels of renewable electricity generation and technical data of the equipment connected to the test microgrids. Results from individual optimisation tasks containing year-long calculations of microgrid electricity balancing at 15-minute intervals are also included. From a technical point of view, it was crucial to identify and select suitable renewable energy sources, such as photovoltaic systems and wind turbines, and energy storage systems that ensure the stability of the energy supply, even under varying weather conditions. In addition, the results of the analysis of the distribution network load capacity in the study location, the impact on the power system, were presented. The analysis of the load capacity of the power lines showed that, despite the variability of RES generation, the maximum load on the lines did not exceed 12% of the allowable value, which confirms a sufficient operational safety margin. In addition, as part of the analyses carried out, the cost-effectiveness of implementing a fully functional energy island was also investigated, in terms

of the comparative marginal cost of a kilowatt-hour produced in the microgrid versus purchase from the market.

Technical and economic analyses have shown that microgrids, can be a cost-effective solution for meeting local electricity demand. From a technical perspective, the application of the Microgrid Design and Simulation tool enabled the precise optimisation of the microgrid structure and the modelling of different scenarios of its operation, both in island mode and in connection with the National Electricity System. The optimisation strategies developed, the use of advanced control algorithms and the use of RES and energy storage technologies allow competitive energy costs to be achieved while ensuring a high level of reliability and energy security. Further integration of the microgrid into the NPS and the development of energy storage technologies offer prospects for even greater efficiency and flexibility of this solution in the future.

1. Wstęp

Jesteśmy świadkami dynamicznych zmian w sektorze energetycznym. Energia elektryczna jest kluczowym elementem życia gospodarczego i codziennego, a energetyka jest jedną z głównych dziedzin postępu cywilizacyjnego.

Zmiany w sektorze stymulowane są przez trzy czynniki: rozwój technologii, świadomość ekologiczną klientów oraz presję regulacyjną. Z jednej strony są to zachęty dla gospodarki niskoemisyjnej, a z drugiej restrykcyjne normy środowiskowe i konieczność dostosowania instalacji do najlepszych dostępnych technologii. Krajowe i unijne cele dotyczące rozwoju sektora energetycznego skupiają się na energetyce odnawialnej, ograniczaniu szkodliwych emisji, wzroście efektywności energetycznej oraz zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Prowadzi to do stopniowego odchodzenia od konwencjonalnej energetyki opartej na złożach kopalnych i kreowaniu nowych zasad funkcjonowania sektora, w którym swoje miejsce odnajdą indywidualni wytwórcy energii.

W obliczu ostatnich ekstremalnych warunków pogodowych takich jak wysokie temperatury, obniżony stan wód w rzekach oraz wysokich kosztów awaryjności sieci, konieczne jest zapewnienie dostaw energii w inny sposób niż z Krajowego Systemu Energetycznego. Wzrastające wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przyczynia się do spełniania celów unijnych w zakresie ograniczenia emisji CO₂, lecz wymaga ono stabilizacji i możliwości kontroli ze strony operatora sieci przesyłowej. Pod wpływem rozwoju energetyki prosumenckiej zmienia się model dystrybucji energii. Coraz częściej przepływ jednokierunkowy z elektrowni do konsumenta zastępowany jest przez sieci które odbierają energię z rozproszonych instalacji. Nagromadzenie dużej liczby źródeł, magazynów energii, przekształtników energoelektronicznych oraz odbiorców sterowalnych wymaga opracowania systemu zarządzania ich pracą, co zapewni poprawę bezpieczeństwa energetycznego jak również maksymalną sprawność odnawialnych źródeł energii.

Na świecie istnieją przykłady realizacji inwestycji, które funkcjonują w sposób niezależny na bazie przewagi źródeł odnawialnych. Definicja mikrosieci według międzynarodowego Instytutu Mikrosieci brzmi: „Mikrosieć to grupa połączonych punktów odbioru oraz rozproszonych źródeł energii z jasno zdefiniowanymi granicami, działająca jako pojedynczy sterowalny podmiot sieci elektroenergetycznej, a także który może łączyć się oraz rozłączać się od sieci zewnętrznej, co pozwala mu na działanie w trybie połączonym lub wyspowym”. Aby osiągnąć wspomniane funkcjonalności pracy wyspowej, należy odpowiednio zaprojektować

źródła wytwórcze, które zbilansują stronę popytową oraz podaźową energii elektrycznej w danej lokalizacji, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy energii elektrycznej do odbiorców.

Niniejsza rozprawa składa się z części teoretycznej oraz badawczej. W części teoretycznej, w oparciu o dostępną literaturę, dokonano charakterystyki rynku energii, działania krajowego systemu elektroenergetycznego oraz mikrosystemów elektroenergetycznych. W szczególności opisano technologie wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej oraz dokonano szerokiego opracowania obecnych warunków na rynku energii elektrycznej. Rozprawa zawiera również informacje

Część badawcza zawiera sformułowanie wybranych zdań optymalizacyjnych w zakresie optymalnego doboru źródeł wytwórczych, doboru miejsc przyłączenia źródeł do zaprojektowanego układu sieciowego oraz opracowanie algorytmów pracy projektowanego mikroukładu opartego o dwusekcyjną magistralę. W ramach prowadzonych badań wykonano wielowymiarowe obliczenia optymalizacyjne dla mikrosystemu testowego, w którym na potrzeby niniejszej rozprawy doktorskiej, w 2022 roku zostały zamontowane urządzenia pomiarowe u ponad 260 odbiorców energii elektrycznej. Uzyskane wyniki bazujące na rzeczywistych danych, pozwoliły na przeprowadzenie analizy możliwości współpracy wysp energetycznych - mikrosieci z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym.

Rozprawa została zakończona podsumowaniem i sformułowaniem wniosków, jak również przedstawieniem możliwych ścieżek realizacji dalszych badań w zakresie optymalizacji tworzenia oraz sterowania wyspami energetycznymi z całym systemem elektroenergetycznym.

2. Przegląd wiedzy w zakresie mikrosystemów elektroenergetycznych

W niniejszym rozdziale został zaprezentowany aktualny stan wiedzy w zakresie technicznym oraz organizacyjnym funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym mikrosystemów elektroenergetycznych, sieci elektroenergetycznych, rynku energii i inne. Wiedza oraz informacje zawarte w tym rozdziale, pochodzą zarówno z opracowań naukowych, jak i materiałów branżowych.

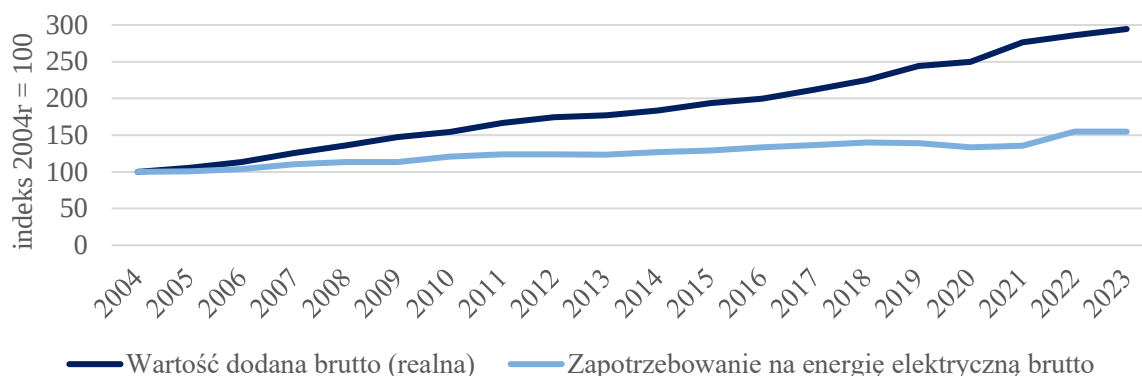
2.1. Wprowadzenie

System elektroenergetyczny odgrywa kluczową rolę w funkcjonowaniu państwa i życiu jego obywateli. W związku z tym musi on spełniać szereg wymagań technicznych, które zapewniają bezpieczeństwo użytkowania, wymaganą jakość oraz niezawodność dostawy energii elektrycznej. Ponadto, system elektroenergetyczny musi działać w sposób racjonalny gospodarczo [65][79].

Wymaga się, aby System Elektroenergetyczny (SEE) dostarczał energię elektryczną odbiorcom w sposób ciągły i niezawodny. Ciągłość dostawy jest określana przez liczbę i czas przerw w zasilaniu. Te przerwy wynikają z różnych czynników, takich jak awarie, zdarzenia losowe oraz konieczność przeprowadzania napraw i przeglądów eksploatacyjnych w systemie. Zapewnienie odpowiedniej niezawodności zasilania wiąże się z minimalizacją tych przerw. W praktyce poziom niezawodności dostosowuje się do charakteru odbiorców [44].

W Polsce istnieje historyczna dodatnia korelacja pomiędzy zmianą zapotrzebowania na energię elektryczną a zmianą tempa wzrostu gospodarczego, jednak zmiana struktury tworzenia wartości dodanej w gospodarce oraz wzrost efektywności energetycznej powoduje, iż elektrochłonność wzrostu gospodarczego maleje [72][73][77].

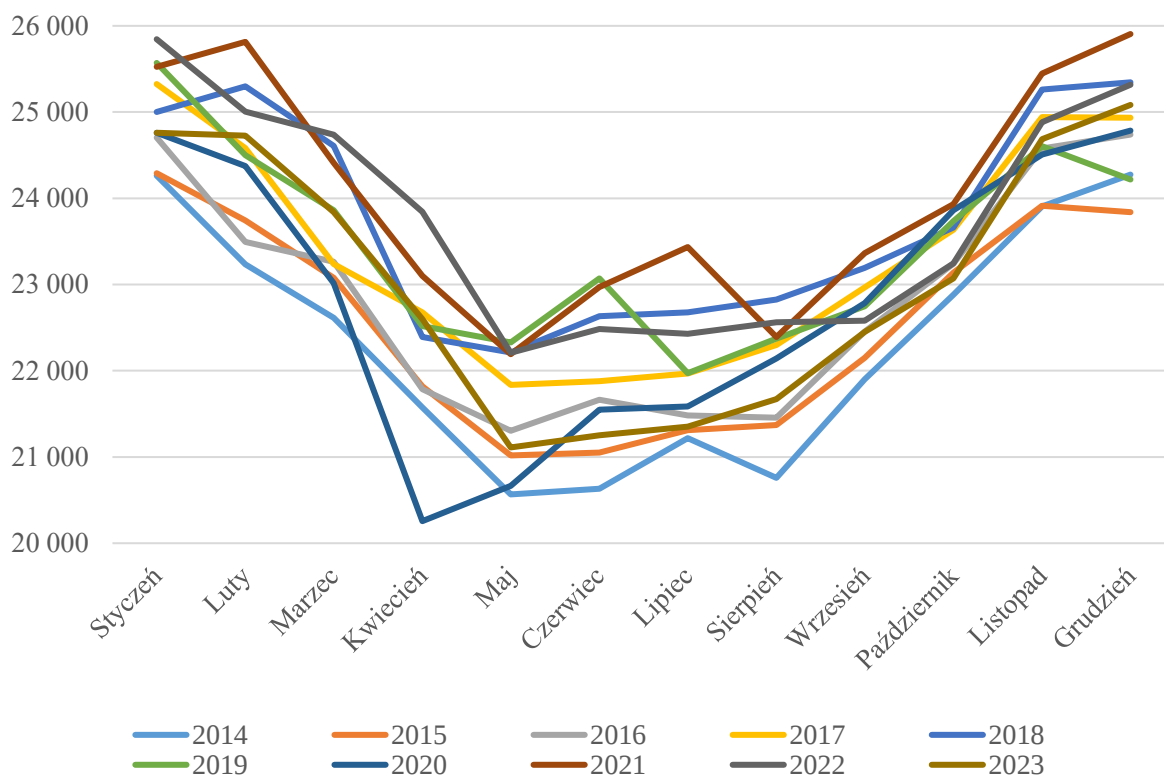
Rysunek 1. Wartość dodana w gospodarce do zapotrzebowania na energię elektryczną



Źródło: Opracowanie własne na podstawie GUS, ARE oraz PSE

Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się w Polsce sezonowością – więcej energii elektrycznej produkuje się i zużywa w miesiącach zimowych niż w miesiącach letnich. To co można również zauważyć, szczególnie w ostatnich latach, to wzrosty zużycia w najgorętszych miesiącach letnich. Trend ten spowodowany jest zapewne przez rosnącą liczbę użytkowanych klimatyzatorów w biurach oraz domach [79].

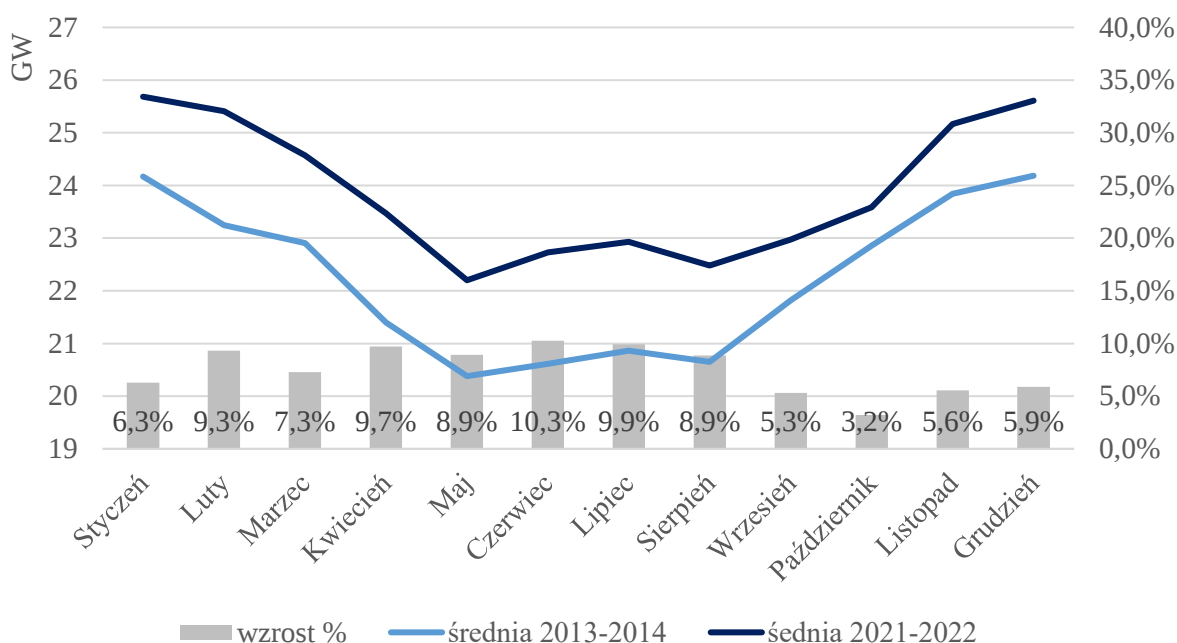
Rysunek 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2014-2023 [MWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

Na przestrzeni ostatniej dekady przeciętne krajowe zapotrzebowanie na moc wzrosło o ok. 8%, szczególnie wyraźnie w okresie letnim. Elektryfikacja transportu, ogrzewania i przemysłu będzie w coraz większym stopniu wpływać na funkcjonowanie KSE, wymuszając coraz większą elastyczność zarówno w wymiarze rocznym jak i dobowym.

Rysunek 3. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE [79]

Obecnie znacząca część energii elektrycznej wytwarzana jest w dużych elektrowniach konwencjonalnych przyłączonych do sieci przesyłowej. Do powyższych uwarunkowań dostosowana jest funkcjonująca obecnie infrastruktura elektroenergetyczna.

Moc zainstalowana polskiego systemu elektroenergetycznego jest zdominowana przez konwencjonalne jednostki węglowe. Wielkość mocy zainstalowanej w elektrowniach zawodowych węglowych na koniec 2023 roku wyniosła ponad 32 GW, co stanowi blisko 50% całej mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Moc zainstalowana w elektrowniach szczytowo-pompowych, wielkoskalowych magazynach energii elektrycznej w 2023 roku wynosiła 1423 MW.

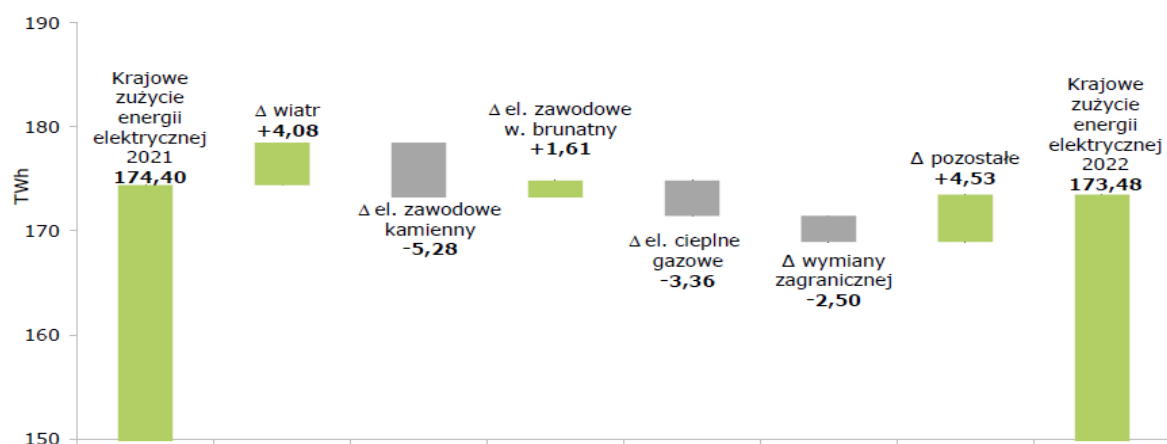
Tabela 1. Moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2021-2023 [MW]

	31.12.2021 r.	31.12.2022 r.	31.12.2023 r.
Ogółem	53 656	60 446	67 770
Elektrownie zawodowe	38 570	38 867	40 552
Elektrownie zawodowe wodne	2 380	2 421	2 426
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	36 190	36 446	38 126
na węgla kamiennym	24 611	24 897	25 111
na węgla brunatnym	8 262	8 262	8 284
gazowe	3 317	3 288	4 732
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	15 086	21 578	27 217
JWCD	27 850	27 129	29 524
nJWCD	25 806	33 317	38 246

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE [79]

Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce opiera się głównie na paliwach kopalnych – węgla kamiennym i brunatnym, które łącznie odpowiadają za 70% produkcji energii. Jednostki te świadczą również znaczną część regulacyjnych usług systemowych oraz biorą udział w mechanizmie rynku mocy. Źródła odnawialne stanowią 22% produkcji energii elektrycznej (łącznie ponad 36 TWh).

Rysunek 4. Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [TWh]

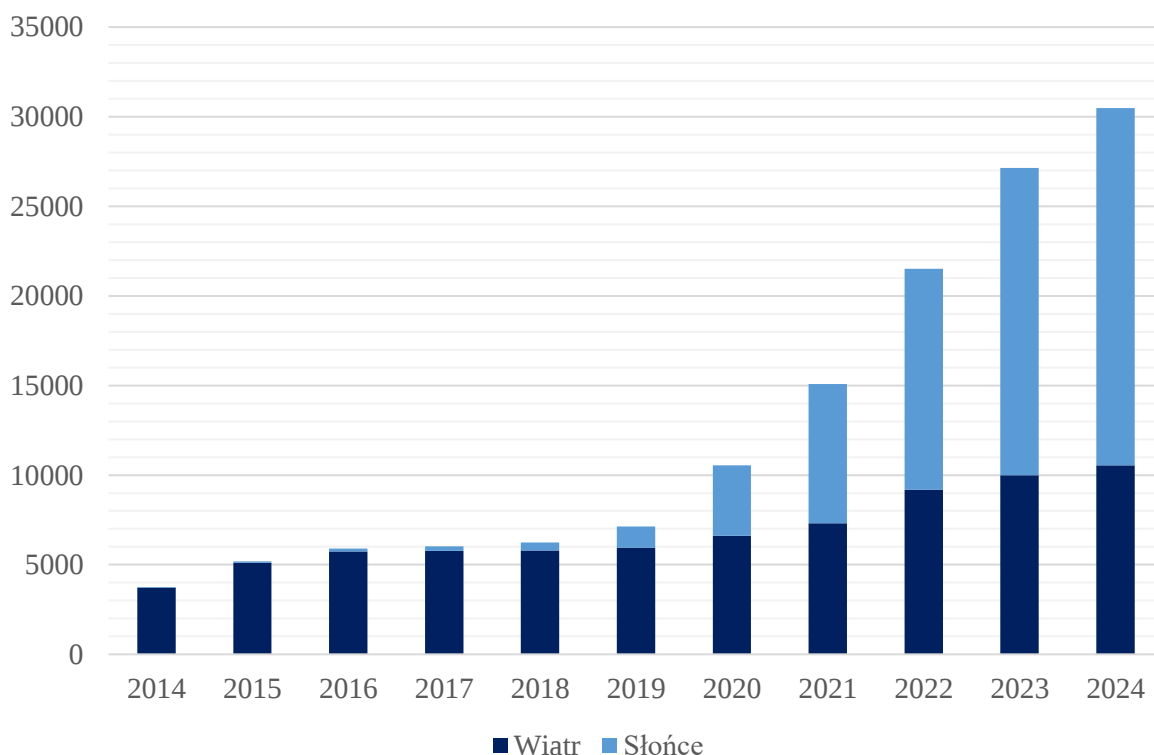


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE [79]

System elektroenergetyczny musi być elastyczny, co oznacza, że powinien łatwo dostosowywać się do zmieniających się warunków odbioru energii, zwłaszcza w obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Już na etapie projektowania układu należy przewidzieć taką elastyczność, wybierając odpowiednią konfigurację i parametry urządzeń [34][44].

W ciągu ostatnich kilku lat sukcesywnie postępuje w Polsce transformacja energetyczna, która przejawia się m.in. we wzroście mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych oraz spadku wykorzystania mocy zainstalowanej w jednostkach węglowych. Od 2015 roku moc zainstalowana źródeł OZE zwiększyła się z 5 GW do ponad 22 GW. Najszybszy rozwój mocy następuje w jednostkach fotowoltaicznych, zarówno wielkoskalowych jak i prosumenckich, których łączna moc zainstalowana w 2022 roku wyniosła 12 GW (w 2015 roku było to zaledwie 0,1 GW). Na drugim miejscu wśród źródeł odnawialnych są elektrownie wiatrowe lądowe z mocą zainstalowaną ponad 8 GW [79][44].

Rysunek 5. Moc zainstalowana w źródłach odnawialnych [GW].



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE [79]

Należy zauważyć, że pomimo wzrostu mocy osiągalnej KSE o ponad 50% od 2015 roku, moc dyspozycyjna wzrosła jedynie o 7%. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej

spadła wyraźnie z 70% w 2015 do 50,5% w 2022. Oznacza to, że polski system elektroenergetyczny wymaga rozbudowy źródeł zdolnych do stabilizowania jego pracy poprzez zdolność do szybkich zmian obciążenia, pracy na niskim minimum technicznym lub magazynowania energii. Praca pogodozależnych odnawialnych źródeł energii nie jest w pełni możliwa do prognozowania, w związku z czym niezbędne jest zapewnienie dyspozycyjności instalacji zdolnych do wielokrotnych cykli szybkiego rozruchu i odstawienia, nastawionego zarówno na dostarczenie do systemu dodatkowej mocy jak i odebranie jej nadwyżek oraz stabilizowanie częstotliwości [2][35][58].

Strategia Komisji Europejskiej w osiągnięciu neutralności klimatycznej w UE do 2050 r. opisuje szereg ścieżek, które prowadzą do różnych poziomów dekarbonizacji gospodarki UE. W każdym z rozpatrywanych scenariuszy sektor elektroenergetyczny w 2050 roku będzie w pełni zdekarbonizowany. To bardzo duże wyzwanie dla całego sektora, co wiąże się z następującymi zjawiskami:

- wysokim poziomem elektryfikacji,
- rozwojem OZE na dużą skalę skutkujące osiągnięciem coraz większego udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii elektrycznej i ciepła (w tym rozwój prosumentów),
- dążeniem do redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz tzw. niskiej emisji.

Scenariusze osiągnięcia neutralności klimatycznej UE będą wymagać budowy bardziej elastycznego systemu elektroenergetycznego, aby zintegrować wdrożone technologie OZE w opłacalny sposób, przy jednoczesnym zachowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw. Jednym z proponowanych obecnie rozwiązań jest tworzenie lokalnych inicjatyw mających na celu dążenie do samowystarczalności energetycznej [11][42].

Należy mieć jednak na uwadze, że system elektroenergetyczny musi spełniać wymagania racjonalności gospodarczej. Oznacza to minimalizację nakładów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, przy jednoczesnym zachowaniu wszystkich technicznych wymagań [42].

Stale rosnąca liczba przyłączanych instalacji OZE do sieci elektroenergetycznych powoduje liczne problemy, z uwagi na ich mało przewidzianą produkcję energii elektrycznej. Czynniki, które decydują o rozwoju OZE są m.in. spadające koszty produkcji OZE i magazynów energii, rosnące stawki opłat za energię elektryczną oraz wspomniane strategiczne plany Unii Europejskiej w dążeniu do neutralności klimatycznej.

By zapewnić systemowi elektroenergetycznemu zdolność reagowania na zmienną dynamikę obciążenia sieci, spowodowaną produkcją z niestabilnych źródeł energii, wymagane jest wdrożenie nowoczesnych mechanizmów elastyczności. Jedną z możliwości wsparcia w zakresie zbilansowania wpływu lokalnej energetyki rozproszonej (w tym prosumenckiej) na Krajowy System Elektroenergetyczny jest mikrosieć [44].

Mianem mikrosieci można nazwać autonomiczny mikrosystem energetyczny obejmujący swoim zakresem źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zasobniki energii, odbiory mocy elektrycznej i ciepła oraz wszelkie urządzenia sterujące pracą takiego układu. Wszystkie wymienione elementy połączone są między sobą liniami elektroenergetycznymi niskiego napięcia. Warto zaznaczyć, że mikrosieci mogą pracować synchronicznie z siecią OSD oraz jako całkowicie niezależne wyspy, czyli tzw. praca offgrid [44].

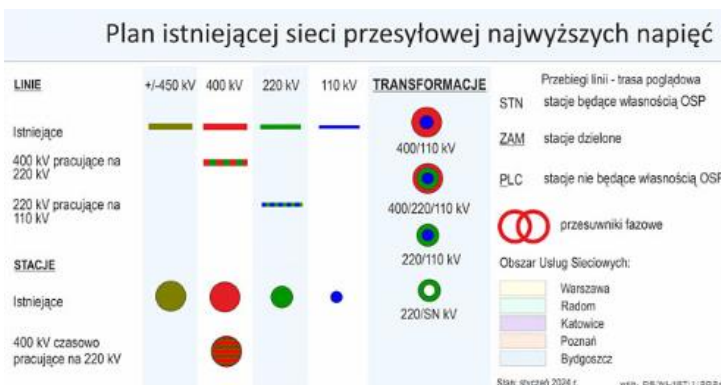
Mikrosieci są w swej istocie bytem ograniczonym obszarowo, celem zachowania ich lokalnego charakteru. Przyjmuje się, iż mikrosieci powstawać będą głównie w gminach wiejskich i wiejsko-miejskich. Powodem takiego rozwoju jest fakt, iż miasta i obszary przemysłowe charakteryzują się popytem na energię, który znacząco przewyższa lokalną podaż energii z OZE na danym obszarze, która jest niezbędna do samodzielnego zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych. Zwarta zabudowa w miastach wysoce zurbanizowanych uniemożliwia również rozwój konsumenckich źródeł energii, co również negatywnie wpływa na możliwość utworzenia lokalnie bilansującego się obszaru elektroenergetycznego.

2.2. Struktura Krajowych Sieci Elektroenergetycznych

Krajowy System elektroenergetyczny to istniejący i funkcjonujący w Polsce zbiór urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalny w system, który umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej do odbiorców na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany [79].

Aby energia elektryczna mogła być dostarczana w sposób ciągły i nieprzerwalny do odbiorców konieczne jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, które zdefiniowane jest w Prawie energetycznym oraz jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska” [60]. Natomiast w Polityce energetycznej Polski do roku 2040 bezpieczeństwo energetyczne powinno być zapewnione przy zachowaniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko [60].

Rysunek 6. Plan sieci przesyłowych – stan na 03.2024 r.



Źródło: PSE [79]

Sieci o napięciu 400 kV i 220 kV pełnią kluczową rolę w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego. Ze względu na ich znaczenie, są one nazywane siecią systemową. Aby zwiększyć niezawodność przesyłu, te sieci są budowane w konfiguracji zamkniętej.

W Systemie Elektroenergetycznym (SEE) działają 71 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 5261 km, oraz 167 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7919 km 1. W Polsce

istnieje również linia o wyższym napięciu znamionowym - 750 kV, która ma długość około 114 km. Ta linia prowadzi z Chmielnickiej Elektrowni Atomowej na Ukrainie do stacji Widelka pod Rzeszowem. Została zbudowana w celu umożliwienia transferu energii elektrycznej wyprodukowanej na terenie dawnego Związku Radzieckiego do krajów Europy Środkowej. Obecnie linia jest trwale wyłączona z ruchu [79][65].

Sieci o napięciu 110 kV pełnią ważne funkcje przesyłowo-rozdzielcze w systemie elektroenergetycznym. Są przeznaczone głównie do zasilania sieci rozdzielczych średniego napięcia (SN). Natomiast sieci o napięciach średnich, z typowym napięciem znamionowym wynoszącym 15 kV, służą do rozdziału energii elektrycznej. W zależności od rodzaju eksploatowanych odbiorników, sieci rozdzielcze odbiorców przemysłowych mogą być budowane także na inne napięcia, np. 10 kV. Często spotyka się również sieci przemysłowe na napięciu 6 kV [24][79][65].

Rysunek 7. Podział Polski na obszary działania głównych operatorów systemu dystrybucyjnego



Źródło: Opracowanie własne

Dane poszczególnych dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce [70]:

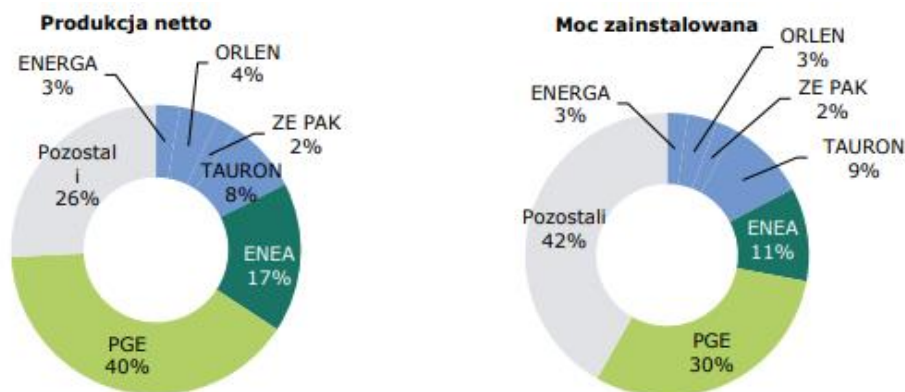
1. Enea Operator
 - a. Klienci: 2,7 mln;
 - b. Dystrybucja: 20,3 TWh;
 - c. Obszar: 58 tys. km²;

- d. Długość linii: 110 tys. km;
 - e. Inwestycje: 1,0 mld zł;
2. Tauron Dystrybucja
- a. Klienci: 5,8 mln;
 - b. Dystrybucja: 51,9 TWh;
 - c. Obszar: 57 tys. km²;
 - d. Długość linii: 194 tys. km;
 - e. Inwestycje: 2,1 mld zł;
3. Energa Operator
- a. Klienci: 3,2 mln;
 - b. Dystrybucja: 23,1 TWh;
 - c. Obszar: 75 tys. km²;
 - d. Długość linii: 169 tys. km;
 - e. Inwestycje: 1,5 mld zł;
4. Stoen Operator
- a. Klienci: 1,1 mln;
 - b. Dystrybucja: 7,5 TWh;
 - c. Obszar: 0,5 tys. km²;
 - d. Długość linii: 16 tys. km;
 - e. Inwestycje: 292 mld zł;
5. PGE Dystrybucja
- a. Klienci: 5,6 mln;
 - b. Dystrybucja: 37,7 TWh;
 - c. Obszar: 122 tys. km²;
 - d. Długość linii: 297 tys. km;
 - e. Inwestycje: 1,4 mld zł;

Na sektor elektroenergetyczny w Polsce składają się cztery segmenty działalności: wytwarzanie energii, przesył, za który odpowiedzialny jest Operator Systemu Przesyłowego – PSE S.A., dystrybucja, sprzedaż detaliczna.

Do najważniejszych uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce zaliczyć należy cztery ogólnopolskie, zintegrowane pionowo koncerny elektroenergetyczne. Zaliczają się do nich PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A. oraz PKN Orlen S.A [75].

Rysunek 8. Szacunkowy udział największych polskich producentów energii elektrycznej w mocy zainstalowanej oraz produkcji netto na koniec III kwartału 2022 roku

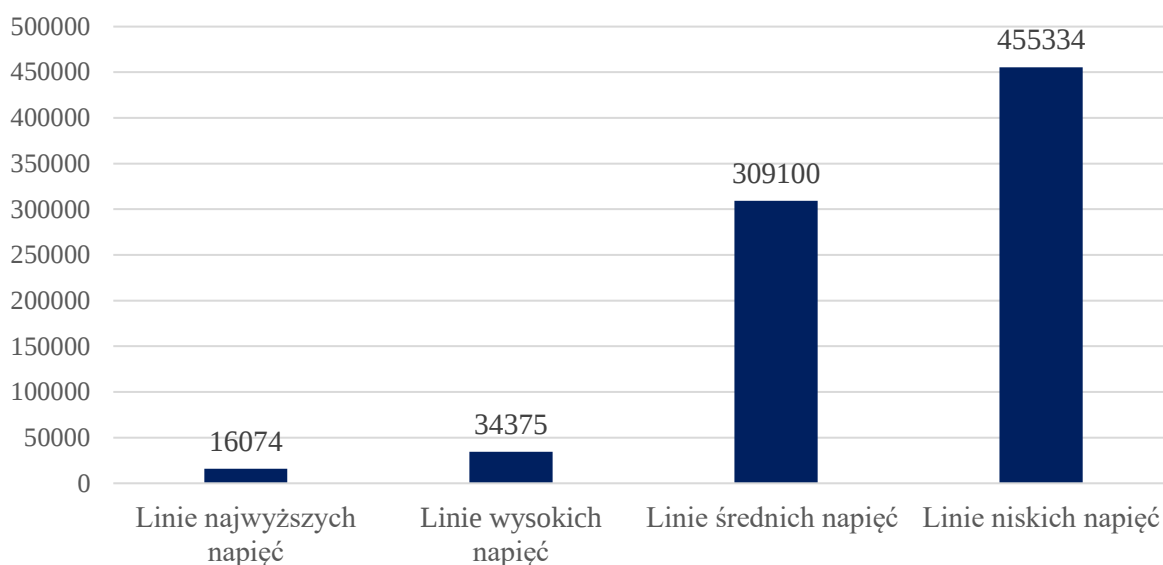


Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez Spółki oraz ARE [75]

W obszarze dystrybucji występuje geograficzny podział kraju (jak na rysunku 6), a na rynku obecnych jest czterech dużych operatorów systemu dystrybucyjnego, którzy zostali zobligowani do rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od pozostałej działalności biznesowej: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., Enea Operator sp. z o.o. oraz Energa-Operator S.A. Oprócz wspomnianych grup energetycznych istotnymi podmiotami są Stoen Operator sp. z o.o. (spółka z grupy E.ON, poprzednio innogy Stoen Operator sp. z o.o.), odpowiadający za dystrybucję energii elektrycznej na terenie m.st. Warszawy, a także PKP Energetyka S.A. obsługująca kolejową sieć elektryczną na terenie całego kraju.

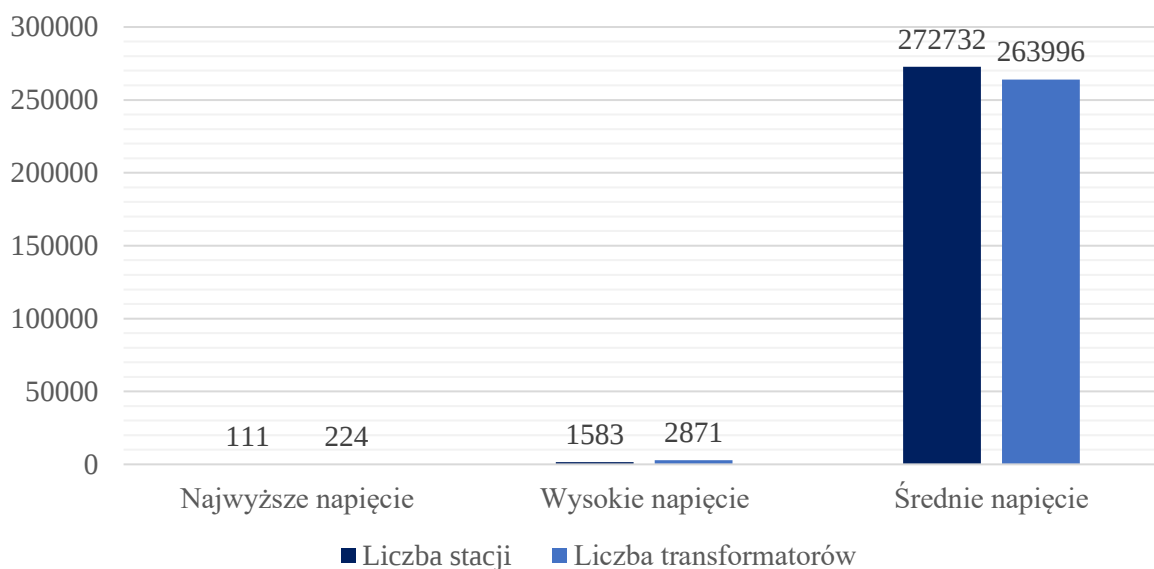
Sieci rozdzielcze budowane są w układach zamkniętych magistralnych lub pętlowych, ale zwykle pracują jako otwarte. Oznacza to, że w normalnych warunkach pracy w jednej ze stacji węzłowych tworzona jest przerwa (otwarty łącznik), co jest równoznaczne z podzieleniem magistrali na dwie otwarte części. Możliwość dwustronnego zasilania jest wykorzystywana w przypadku awarii.

Rysunek 9. Długość linii napowietrznych oraz kablowych z podziałem na poziomy napięcia [km] (stan na 31.12.2023 r.) [65]



Źródło: Energetyka Dystrybucja Przesył, Raport 2024, PTPiREE [65]

Rysunek 10. Liczba stacji elektroenergetycznych oraz liczba transformatorów (stan na 31.12.2023 r.)

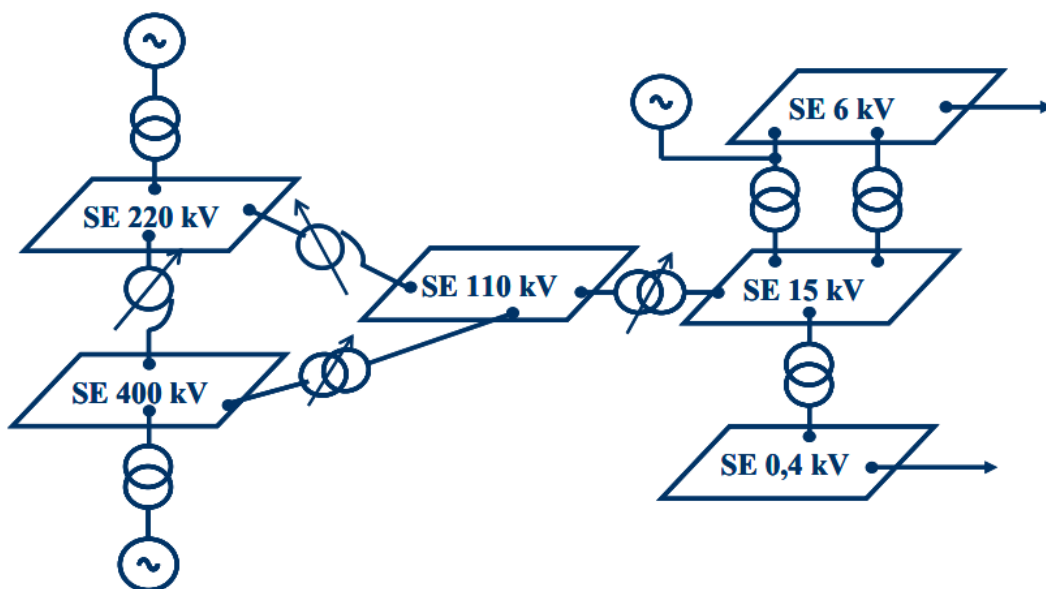


Źródło: Energetyka Dystrybucja Przesył, Raport 2024, PTPiREE [65]

Sieci niskiego napięcia to sieci odbiorcze, otwarte, których zadaniem jest doprowadzenie energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorników. Końcowe odcinki takich sieci są często budowane jako jednofazowe, jeśli przeznaczone są do zasilania odbiorników jednofazowych.

Typowym napięciem sieci odbiorców bytowo-komunalnych jest 230 V. Wyższe napięcia znamionowe mogą dotyczyć odbiorników o charakterze przemysłowym o wyższych mocach. Sieci o różnych wartościach napięć znamionowych są ze sobą sprzęgnięte za pomocą transformatorów lub autotransformatorów. Struktura sieci w krajowym Systemie Elektroenergetycznym (SEE) została przedstawiona schematycznie na rysunku poniżej [24].

Rysunek 11. Struktura sieci elektroenergetycznych w krajowym SEE



Źródło: I. Wasiak: „Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej”, Politechnika Łódzka, 2010.

2.2.1. Zadania OSP

Powszechność dostępu i korzystanie z zalet energii elektrycznej wymaga sprawnego działania rozbudowanego układu urządzeń do jej wytwarzania, przesyłania i rozdziału. Energia elektryczna dostarczana do naszych domów wytwarzana jest w elektrowniach. W Polsce są to głównie elektrownie ciepłone opalane węglem brunatnym lub kamiennym. Przesył energii z elektrowni do odbiorcy możliwy jest dzięki rozległej sieci linii i stacji elektroenergetycznych. W Polsce rolę Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Cele oraz zadania nałożone na OSP przez krajowego ustawodawcę, zostały zwarte w ustawie Prawo energetyczne, określające m.in. działalność przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z zapisami prawnymi, operator ma obowiązek zachować ciągłość

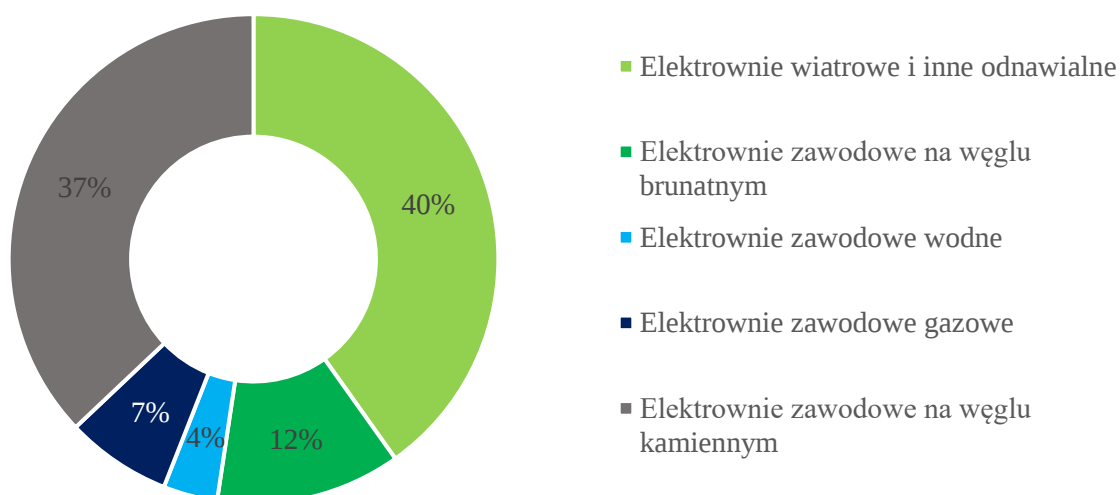
dostaw energii elektrycznej, poprzez dokonywanie bilansowania w systemie elektroenergetycznym. Przy jego realizacji OSP uwzględnia zapotrzebowanie na energię elektryczną i jej wytwarzanie, ograniczenia sieciowe dostarczania energii elektrycznej, parametry techniczne jednostek wytwórczych oraz złożone oferty bilansujące [60].

Rysunek 12. Produkcja energii elektrycznej w latach 2011-2023 [GWh] [65]



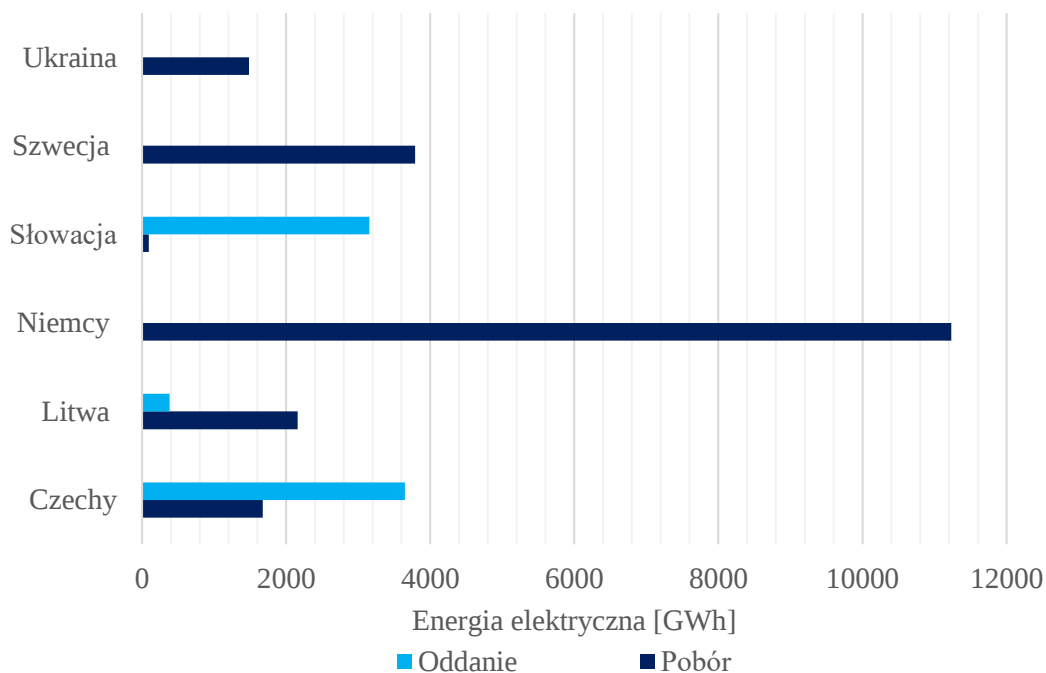
Źródło: Opracowanie własne, na podstawie PTPiREE, Energetyka dystrybucja przesył, 2020

Rysunek 13. Moc zainstalowana w KSE stan na 31.12.2023 roku [79]



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych z PSE

Rysunek 14. Przepływy rzeczywiste z poszczególnymi krajami na przykładzie roku 2020 roku [GWh] [65]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTPiREE

PSE realizują zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą (stan na 31 grudnia 2023 r.):

- 306 linii o łącznej długości 16 133 km, w tym:
- 135 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 8 950 km,
- 171 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 183 km,
- 109 stacji najwyższych napięć (NN)
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o całkowitej długości 254 km (z czego 127 km należy do PSE S.A.).

Tabela 2. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW] [79]

	Stan na 31.12.2021 r.	Stan na 31.12.2022 r.	Stan na 31.12.2023 r.
Ogółem	53 656	60 446	67 770
Elektrownie zawodowe	38 570	38 867	40 552
Elektrownie zawodowe wodne	2 380	2 421	2 426
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	36 190	36 446	38 126
na węglu kamiennym	24 611	24 897	25 111
na węglu brunatnym	8 262	8 262	8 284
gazowe	3 317	3 288	4 732
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	15 086	21 578	27 217
JWCD	27 850	27 129	29 524
nJWCD	25 806	33 317	38 246

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE

2.2.2. Zadania OSD

Kolejnym z elementów KSE jest sieć dystrybucyjna – sieć dostarczająca energię elektryczną do odbiorców, na następujących poziomach napięć – wysokie napięcie, średnie napięcie i niskie napięcie. Podmiotami odpowiedzialnymi za ten element systemu elektroenergetycznego są operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD) na podstawie ustawy Prawo Energetyczne, która zawiera jasne definicje OSD. Podmiot prowadzący działalność energetyczną, określany jako OSD, zajmuje się dystrybuowaniem energii elektrycznej oraz odpowiednim nadzorem w zakresie ruchu sieciowego. Ponadto, operatorzy mają obowiązek utrzymywania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizując ciągłego zaopatrzenia w energię, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, jak również zapewnienia

wszystkim odbiorcom, na zasadzie równego traktowania, świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej [60].

Każdy z Operatorów Dystrybucyjnych przy realizacji wszelkiego rodzaju przedsięwzięć, muszą dokonywać oszacowania popytu na energię elektryczną oraz rozwoju mocy wytwórczej przyłączonych źródeł wytwórczych. Pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie sprzedawcy danych, dotyczących pomiarów zużycia energii to kolejne obowiązki jakie spoczywają na OSD. Warto również dodać, że ustawodawca wymusza na OSD stosowanie obiektywnych i przejrzystych zasad zapewniających równe traktowanie użytkowników systemów dystrybucyjnych oraz uwzględnianie wymogów ochrony środowiska. Wymienione zadania i obowiązki podlegają bezpośredniemu nadzorowi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki [60].

2.3. Wytwórcy

Struktura wytwórcza oparta głównie o paliwa kopalne, ukształtowała się na wczesnym etapie rozwoju polskiej energetyki, a więc w latach 50 i 60 ubiegłego wieku. Wówczas powstała znacząca część źródeł wytwórczych, które po przejściu modernizacji dalej są aktywne. Z uwagi na nowe wymagania dotyczące emisji spalin, część z jednostek w niedalekiej przyszłości będą musiały być wyłączone. W tabeli 3 zaprezentowano zestawienie polskich elektrowni zawodowych w kategorii tzw. Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD).

Tabela 3. Zestawienie elektrowni zawodowych w trybie JWCD [79]

Właściciel jednostki	Nazwa jednostki wytwórczej	Moc osiągalna [MW]	Rodzaj paliwa podstawowego
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	5102	Węgiel brunatny
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Dolna Odra	900	Węgiel kamienny
PGE Energia Odnawialna S.A.	Dychów	85	Woda
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	EC Stalowa Wola	450	Gaz ziemny
PKN Orlen S.A.	EC Włocławek	465	Gaz ziemny

PGNiG TERMIKA SA	EC Żerań 2	497	Gaz ziemny
Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.	Jaworzno 2	910	Węgiel kamienny
TAURON Wytwarzanie S.A.	Jaworzno 3	1345	Węgiel kamienny
Veolia Energia Poznań S.A.	Karolin	212	Węgiel kamienny
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 1	1800	Węgiel kamienny
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Kozienice 2	2207	Węgiel kamienny
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łagisza	460	Węgiel kamienny
TAURON Wytwarzanie S.A.	Łaziska 3	905	Węgiel kamienny
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Opole	3342	Węgiel kamienny
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	Ostrołęka B	690	Węgiel kamienny
ZE PAK S.A.	Pątnów	644	Węgiel brunatny
ZE PAK S.A.	Pątnów B9	474	Węgiel brunatny
PKN Orlen S.A.	Płock	630	Gaz ziemny
ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	Połaniec	1674	Węgiel kamienny
PGE Energia Odnawialna S.A.	Porąbka Żar	540	Woda
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Rybnik	1350	Węgiel kamienny
TAURON Wytwarzanie S.A.	Siersza	306	Węgiel kamienny

PGE Energia Odnawialna S.A.	Solina	198	Woda
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Turów	2029	Węgiel brunatny
PGE Energia Odnawialna S.A.	Żarnowiec	716	Woda
Energa OZE SA	Żydowo	167	Woda

Źródło: PSE

Z uwagi na zmieniające się zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju, jak również na wspomniane wymagania Unii Europejskiej dotyczące emisyjności jednostek wytwórczych oraz planowanych wyłączeń przestarzałych elektrowni, obecnie realizowanych jest wiele projektów, które w niedalekiej przyszłości będą stanowiły podstawę produkcji energii w tzw. miksie energetycznym.

2.4. Mikrosieci

Sieć dystrybucyjna, która integruje rozproszone źródła energii, w tym energię odnawialną oraz zasobniki energii, przechodzi z charakteru sieci pasywnej (odbiorczej) na sieć aktywną. W takiej aktywnej sieci realizowane są procesy generacji, transmisji, dystrybucji i użytkowania, tworząc mikrosystem elektroenergetyczny. Mikrosystem to mini system elektroenergetyczny, który integruje działania wszystkich uczestników tych procesów. Jego celem jest dostarczanie energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny [53][54][58].

Technologie wykorzystywane w mikrosystemach obejmują:

- źródła i zasobniki energii,
- dodatkowe urządzenia kompensacyjne,
- oraz układy zabezpieczeń, telekomunikacji i sterowania.

Lokalne źródła energii, zarówno odnawialne jak i nieodnawialne, są wykorzystywane głównie do zaspokajania potrzeb lokalnych odbiorców. Wspomagają je zasobniki energii, które pomagają w regulacji pracy źródeł o zmiennej mocy, a także uczestniczą w bilansowaniu dostarczanej energii w celu optymalizacji korzyści ekonomicznych [24].

2.4.1. Kluczowe cechy mikrosieci

Poniżej zaprezentowane zostały kluczowe cechy mikrosieci [53][54][58]:

- zdolność działania w połączeniu z siecią OSD jak i autonomicznie (np. w sytuacjach awaryjnych),
- występowanie względem sieci OSD jako pojedynczy sterowalny wewnętrznie podmiot (poprzez operatora mikrosieci),
- kombinacja wzajemnie połączonych tą siecią odbiorców, rozproszonych źródeł energii oraz magazynów energii,
- zapewnienie właściwych parametrów jakościowych energii oraz niezawodności dostaw dla jej użytkowników,
- zaprojektowanie i wykonanie ich tak, aby spełniły niezbędne wymagania techniczne właściwe dla sieci do której będą podłączone,
- mikrosieć zarządzana i prowadzona jest przez Operatora tej sieci (operator mikrosieci).

2.4.2. Obszar mikrosieci

Obszarem mikrosieci można nazwać wyodrębnioną sieć elektroenergetyczna niskiego i średniego napięcia, do której przyłączeni są odbiorcy i wytwórcy, z możliwością rekonfiguracji sieciowej. Wydzielony technicznie obszar, jest zdolny pracować synchronicznie z siecią dystrybucyjną bądź jako systemy wyspowe. Obszar ma za zadanie integrowanie składowych takich jak: odnawialne źródła energii, zasobniki energii elektrycznej, sterowniki, zabezpieczenia i automatyka, integruje komponenty, aby odpowiednio bilansować zapotrzebowanie na moc z wytwarzaniem. W tym celu wykorzystuje się zaawansowane systemy informatyczne, które kontrolują pracę mikrosieci również poprzez bezpośrednią kontrolę pracy wybranych odbiorników [7][44].

2.4.3. Kryteria definiujące mikrosieć

- Możliwość wyodrębnienia z sieci OSD - połączenie mikrosieci z siecią OSD w ustalonych punktach wymiany (stacje SN, pola liniowe itp.) tworzących wydzielony obszar sieciowy. Punkty połączenia mikrosieci z siecią OSD muszą być wyposażone w automatykę oraz układy pomiarowe dostosowane do wymogów określonych w IRIESD, w tym zapewniać rejestrację oraz zdalną transmisję danych pomiarowych do OSD.

- Mikrosieć jako wydzielony obszar sieciowy winien mieć możliwość rekonfiguracji (przełączeń) elementów sieci, tak aby zminimalizować ryzyko podziału obszaru na podobszary rozdzielone sieciowo.
- Zapewnienie możliwości przepływu energii elektrycznej w obrębie mikrosieci, z wchodzących w jej skład rozproszonych źródeł wytwórczych do odbiorców, z ewentualnym wykorzystaniem magazynów energii. Właściciel mikrosieci, będącej zamkniętym obszarem zasilania, będzie miał obowiązek spełnienia wymagań technicznych dot. urządzeń wewnątrz mikrosieci oraz całej infrastruktury mikrosieci wynikających z:
 - Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych,
 - Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieciowy dotyczący przyłączania odbioru,
 - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. dot. pozyskiwania i przepływu danych pomiarowych, ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.
- Istnieje system zarządzania mikrosiecią umożliwiający wykorzystanie źródeł i odbiorów w obrębie mikrosieci, także na potrzeby zewnętrzne jako zbiorcze źródło elastyczności.
- Wszystkie PPE użytkowników mikrosieci są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe spełniające wymagania IRIESD (zalecane jest aby układy pomiarowe zapewniały rejestrację danych pomiarowych w okresach integracji nie dłuższych niż 60 min. oraz ich zdalną transmisję), sterowalne w zakresie poboru i wprowadzania energii do mikrosieci.
- Istnieje system komunikacji i wymiany informacji (w tym danych pomiarowych, sygnałów sterujących) między operatorem mikrosieci a jej użytkownikami oraz OSD.

Z punktu widzenia OSD istotny jest wybór kryteriów lokalizacji w sieci OSD gdzie jest preferowane tworzenie mikrosieci. Zasadne jest połączenie rozwoju mikrosieci z potrzebami i w dalszej perspektywie z usprawnieniem pracy sieci OSD oraz z planowaniem jej rozwoju [44][53][54][58][64].

2.5. Rynek energii

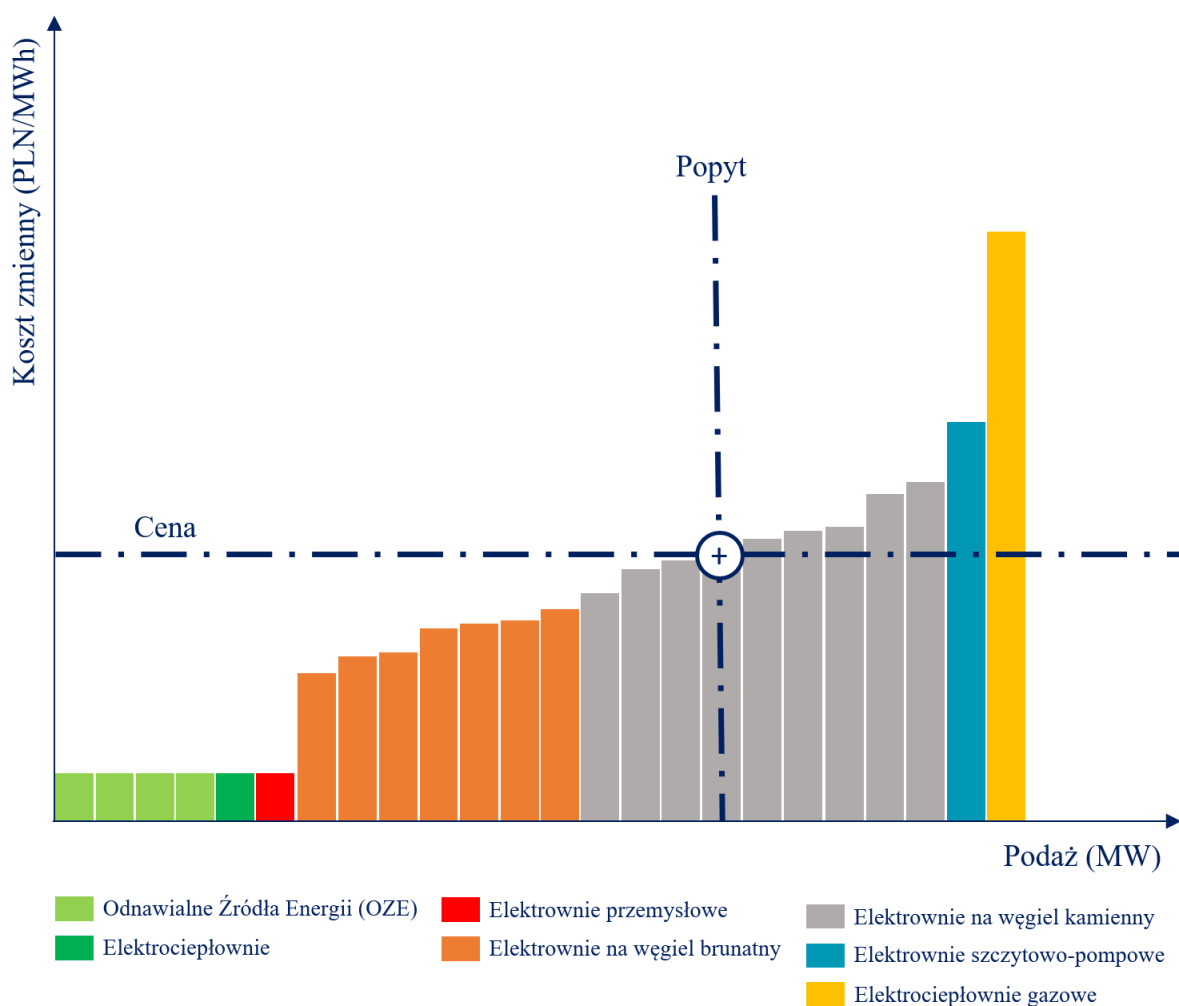
Przed rozpoczęciem liberalizacji rynków energii powszechnie obowiązującym mechanizmem w UE był ekonomiczny rozdział obciążeń, który polegał na scentralizowanym doborze źródeł wytwórczych do produkcji energii elektrycznej w oparciu o jednostkowe koszty zmienne wytworzenia energii elektrycznej po uwzględnieniu ograniczeń systemu elektroenergetycznego [9].

Operator Systemu dobierał jednostki wytwórcze uwzględniając przede wszystkim jednostki wytwórcze tzw. *must run*, które są nieelastyczne i zaprojektowane do pracy przy obciążeniu podstawowym (takim jak elektrownia jądrowa) oraz jednostki wytwórcze, których status prawny pozwala im działać jako priorytet w stosunku do innych tańszych źródeł wytwórczych. W systemie zarządzanym centralnie będą to zasadniczo odnawialne źródła energii, które kwalifikuje się do specjalnego statusu regulacyjnego. Po skorygowaniu o oczekiwane współczynniki przestojów i straty przesyłu, ta generacja z OZE jest kompensowana z profilem zapotrzebowania [9].

Rynek energii zorganizowany jest w taki sposób, że jednostki o niższym koszcie zmiennym mają pierwszeństwo przed jednostkami o koszcie wyższym. Reguła ta nazywa się „Merit order” albo stos. Podczas szczytu zapotrzebowania, do zaspokojenia popytu angażowana jest większa liczba jednostek wytwórczych, niż w godzinach pozaszczytowych, kiedy energia wytwarzana jest tylko w najbardziej ekonomicznych jednostkach. Naturalnie energia w szczycie jest droższa niż poza szczytem.

Elektrownie konwencjonalne mogą dostosowywać swoją produkcję do popytu oraz warunków rynkowych w ramach swych technicznych możliwości. Natomiast podaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest zależna wyłącznie od warunków atmosferycznych [71].

Rysunek 15. Organizacja rynku energii elektrycznej [71]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie strony internetowej - raportzintegrowany2017.gkpge.pl/wyzwania-dla-energetyki/megatrendy-i-otoczenie.html

Omówienie znaczenia poszczególnych jednostek wchodzących w skład „merit order” [71]:

- Odnawialne źródła energii – ich koszt zmienny jest bliski zeru, jako pierwsza wchodzi do systemu, mając gwarantowany odbiór energii, dodatkowo OZE wspierane jest poprzez zielone certyfikaty lub system aukcyjny.
- Elektrociepłownie – traktowane jako „muszące pracować”, produkują ciepło, a energia elektryczna jest produktem dodatkowym, również wspierana żółtymi lub czerwonymi certyfikatami.
- Elektrownie na węgiel brunatny oraz kamienny – jednostki pracujące w podstawie systemu.

- Elektrownie przemysłowe – produkują ciepło i energię elektryczną na potrzeby własnych zakładów przemysłowych, a dodatkowe nadwyżki energii mogą dostarczać na rynek.
- Elektrownie szczytowo-pompowe – pracują na zapotrzebowanie operatora systemu, oddzielnie wynagradzane za gotowość do pracy.

Efektem liberalizacji rynków energii elektrycznej w UE rozpoczętej na przełomie lat 80 i 90 ubiegłego wieku była zmiana zasad obrotu energią elektryczną, rozwój mechanizmów konkurencji oraz deregulacja i prywatyzacja pionowo zintegrowanych grup energetycznych, posiadających pozycję monopolistyczną. W efekcie liberalizacji rozdzielono działalność wytwórczą i sprzedażową energii elektrycznej od przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Rozwiązanie takie pozwoliło na wprowadzenie mechanizmów konkurencyjności pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej oraz pomiędzy spółkami obrotu energią elektryczną. Postępująca liberalizacja rynków wytwarzania oraz sprzedaży energii elektrycznej spowodowała przejście w kierunku rozwiązań rynkowych [25].

Jednym z pierwszych wdrożonych rozwiązań rynkowych był tzw. *pool*, który działał na podstawie złożonych przez wytwórców energii elektrycznej ofert cenowych na konkretną godzinę sprzedaży energii. Najwyższa, ostatnia oferta przyjęta do sprzedaży wyznaczała cenę sprzedaży w danej godzinie. Innym rozwiązaniem rynkowym uwzględniającym zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi był mechanizm *market coupling* funkcjonujący na giełdzie energii elektrycznej w rozliczeniu w ramach tzw. Rynku Dnia Następnego (RDN). Mechanizm ten jako optymalne narzędzie w zakresie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi zaczął być stosowany w całej Europie [25][74].

Obecnie dla europejskiego RDN wdrażany jest projekt *Price Coupling of Regions* (PCR), który ma na celu standaryzację rozwiązań informatycznych dla europejskiego RDN energii elektrycznej poprzez opracowanie wspólnego algorytmu handlowego – EUPHEMIA (Europejski hybrydowy algorytm rynku energii elektrycznej, ang. European Hybrid Electricity Market Integration) oraz systemu komunikacji i wymiany danych – PCR Matcher and Broker (PMB), służący do kalkulacji cen energii elektrycznej w Europie. Ma na celu również opracowanie jednolitego rozwiązania w zakresie łączenia cen, w tym przepustowości odpowiednich elementów sieci, z jednodniowym wyprzedzeniem. Ma to kluczowe znaczenie dla osiągnięcia nadrzędnego celu UE, jakim jest stworzenie zharmonizowanego europejskiego rynku energii elektrycznej. Algorytm PCR jest obecnie używany praktycznie w całej UE. Inicjatywa została uruchomiona w 2009 roku, a strony PCR podpisały Umowę o Współpracy

oraz Umowę Współwłasności w czerwcu 2012 roku. Towarowa Giełda Energii (TGE) jest współwłaścicielem projektu PCR od października 2015 r. W listopadzie 2017 r. TGE uzyskała wszystkie niezbędne certyfikaty akceptacji, aby zostać operatorem giełdy i koordynatorem w modelu PCR. Tym samym Giełda uzyskała prawo do aktywnego udziału w projektach rynku regionalnego i wdrażaniu mechanizmów unijnego rynku energii elektrycznej [74].

Natomiast w odniesieniu do europejskiego Rynku Dnia Bieżącego (RDB) energii elektrycznej, to na platformie transakcyjnej XBID został on uruchomiony w czerwcu 2018 r. Zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji przepustowości i zarządzania ograniczeniami, NEMO (Nominated Electricity Market Operator) oraz operatorzy sieci przesyłowych kraje UE i Norwegia opracowały Plan MCO (Market Coupling Operator), zgodnie z którym po zatwierdzeniu przez wszystkich europejskich regulatorów projekt XBID (Cross-Border Intraday) został uznany za wehikuł łączenia rynków dnia bieżącego w państwach członkowskich i Norwegii. W Polsce TGE uruchomiła RDB w modelu XBID w dniu 19.11.2019 r. Obecnie łączy on 21 krajów i umożliwia transgraniczny handel energią elektryczną pomiędzy podmiotami na terenie większości krajów UE [73].

Strony zaangażowane w transgraniczny handel energią to [78]:

- Operatorzy Systemów Przesyłowych: 50Hertz Transmission, ADMIE, Amprion, APG, AST, CEPS, Creos, EirGrid, Elering, ELES, ELIA, Energinet, ESO, Fingrid, HOPS, Litgrid, MAVIR, PSE, REE, REN, RTE, SEPS, SONI, Statnett, Svenska Kraftnät, TenneT DE, TenneT NL, Terna, Transelectrica, TransnetBW
- Nominowani Operatorzy Rynku Energii Elektrycznej (NEMO): BSP, CROPEX, SEMOpx (EirGrid and SONI), EPEX, EXAA, GME, HEnEx, HUPX, IBEX, Nasdaq, Nord Pool, OMIE, OKTE, OPCOM, OTE, TGE)

Rysunek 16. Kraje zaangażowane w transgraniczny handel energią elektryczną (kolor ciemnoniebieski) [78]



Źródło: <https://www.nemo-committee.eu/sdac>

Liberalizacja polskiego rynku energii elektrycznej rozpoczęła się wraz z transformacją gospodarczą w roku 1989 i trwa do chwili obecnej (nadal rynek energii dla taryfy G jest regulowany a taryfa dla tzw. sprzedawców historycznych wymaga zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki powołanemu wraz z przyjęciem ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.) [60].

Prawo energetyczne wprowadziło podział na podmioty funkcjonujące rynku energii elektrycznej, którego główni uczestnicy to [60]:

- **Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej** jest odpowiedzialne za wytwarzanie energii i wyprowadzanie mocy oraz wprowadzenie jej do sieci OSP lub OSD. Na sprzedaż energii elektrycznej przez niektóre przedsiębiorstwa od 2010 r. zgodnie z prawem energetycznym nałożony jest obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych. Wykonanie obowiązku kontroluje Prezes Urzędu Regulacji.

- **Prosument energii odnawialnej** to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji [61],
 - prosument wirtualny energii odnawialnej to odbiorca końcowy wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego,
 - prosument zbiorowy energii odnawialnej to odbiorca końcowy wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy.
- **Operator systemu przesyłowego** – W Polsce funkcję tę realizuje jeden podmiot – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.). W krajach europejskich funkcjonują również modele kilku OSP na terenie Niemiec jest to 4 operatorów (TransnetBW, TenneT TSO, Amprion i 50Hertz Transmission) a na terenie Austrii dwóch operatorów (Austrian Power Grid, Vorarlberger Übertragungsnetz) [77].
- **Operator systemu dystrybucyjnego**
- **Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (NEMO)** to podmiot wyznaczony przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łąčeniem rynków dnia następnego (RDN) lub dnia bieżącego (RDB) [51][52]. Aktualnie na polskim rynku działa trzech operatorów NEMO tj.: Towarowa Giełda Energii S.A., EPEX SPOT SE oraz Nord Pool AS.
- **Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe** to osoba fizyczna lub prawna uczestnicząca w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z operatorem systemu przesyłowego, zajmującą się bilansowaniem handlowym użytkowników systemu.

- **Uczestnik rynku** oznacza każdą osobę (fizyczną i prawną), w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii [52].
- **Sprzedawca z urzędu** to podmiot świadczący usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.
- **Sprzedawca energii elektrycznej** to spółka obrotu, która sprzedaje energię elektryczną głównie do odbiorcy finalnego, jednocześnie ma możliwość handlu na rynku hurtowym energią elektryczną na zasadach gry rynkowej bez fizycznej dostawy do odbiorcy końcowego. W Polsce funkcjonuje ok. 400 spółek obrotu energią elektryczną, w tym ok. 190 spółek obrotu powiązanych z OSD oraz ok. 170 niezależnych spółek obrotu [56].
- **Sprzedawca zobowiązany**, jest to sprzedawca energii elektrycznej, który ma obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez prosumenta.
- **Klaster energii** to cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z OZE lub z innych źródeł, w ramach OSD w sieci nN-SN, na obszarze działania ograniczonym do jednego powiatu lub 5 gmin.
- **Spółdzielnia energetyczna** to spółdzielnia, której celem jest m.in. wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni i jej członków przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej [61].
- **Odbiorca końcowy** to odbiorca, który dokonuje zakupu energii elektrycznej na własny użytek.

Proces liberalizacji zachodził w Polsce przez kolejne lata. Dla ułatwienia można podzielić go na następujące, umowne etapy [69]:

- lata 1990-1997 – od wejścia w życie w 1990 roku ustawy o likwidacji „Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego” do ustawy Prawo Energetyczne i powołanie Urzędu Regulacji Energetyki

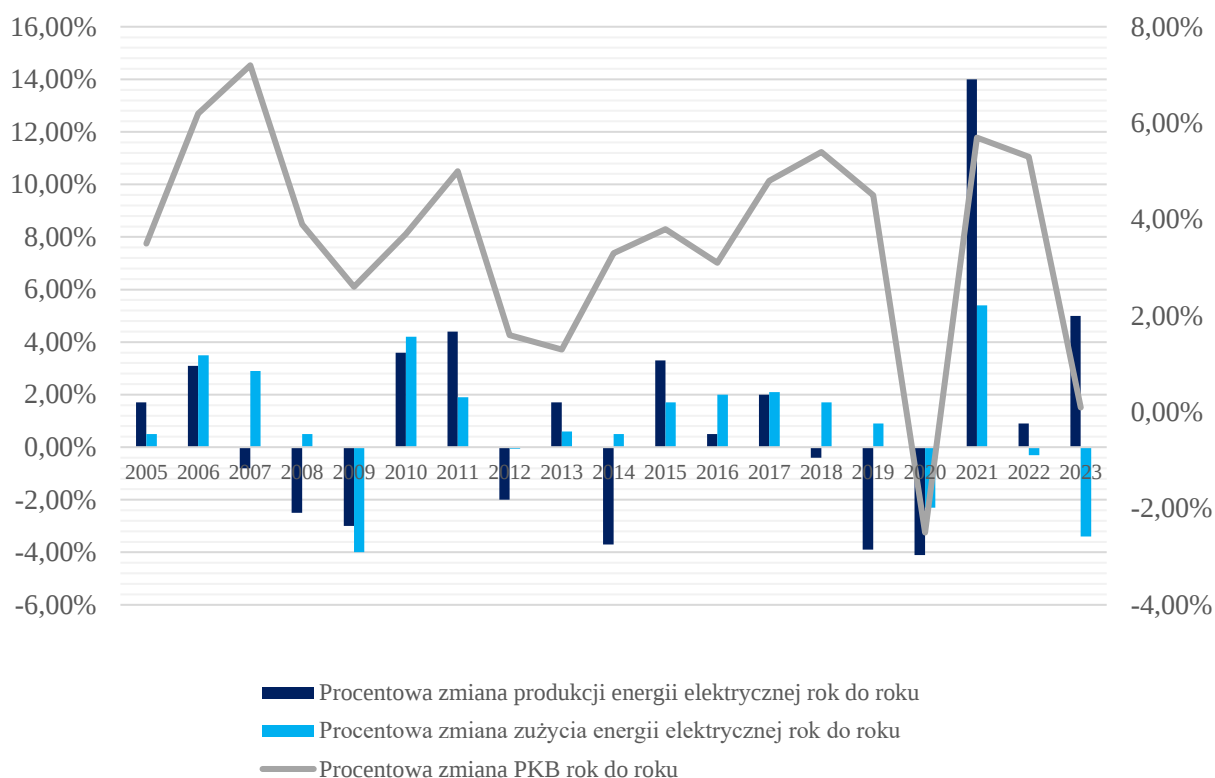
- rok 2004 – przystąpienie Polski do Unii Europejskiej oraz wdrożeniem przez nasz kraj dwóch Dyrektyw dotyczących wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego (Dyrektywa 2003/54/WE oraz Dyrektywa 2003/55/WE)
- 1 lipca 2007 – otwarcia rynku energii elektrycznej na konkurencję oraz dostępu do sieci przesyłowych w oparciu o zasadę ang. Third Party Access (TPA)
- lata 2014 – 2020 – od wejścia w życie nowelizacji Prawa Energetycznego zwanej „Małym trójpakiem energetycznym”, do pogorszenia się sytuacji na polskim rynku energetycznym spowodowanym wejściem w życie ustawy z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (tzw. ustawa prądowa), która doprowadziła do zmniejszenia się liczba ofert sprzedaży energii elektrycznej oraz upadku wielu niezależnych sprzedawców energii elektrycznej.

Rynek energii elektrycznej w Polsce można podzielić na część detaliczną i hurtową oraz na regulowaną i konkurencyjną [36]. Segment detaliczny przeznaczona dla odbiorców indywidualnych realizowany jest na podstawie kontraktów oraz taryf dla części regulowanej (obecnie tylko dla gospodarstw domowych). Indywidualni odbiorcy mają prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej. W segmencie hurtowym uczestnicy rynku prowadzą swobodną grę rynkową i próbują realizować indywidualne strategie rynkowe [36].

W związku z transformacją sektora elektroenergetycznego pojawia się również pojęcie rynku wschodzącego (zderegulowanego, zdecentralizowanego) i schodzącego (scentralizowanego, dotychczasowego) [27].

W ostatnim roku produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce wynosiła rekordowe 163,6 TWh i była mniejsza od produkcji z 2022 roku o ok. 5% [56].

Rysunek 17. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2023 [56]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie URE

Najwięcej energii elektrycznej wyprodukowano z węgla kamiennego (ponad 93 TWh) oraz węgla brunatnego (ponad 45 TWh). Łączna produkcja z węgla wyniosła ok. 80% produkcji ogółem w 2021 roku. Z Odnawialnych Źródeł Energii wytworzono ok. 13% energii w ze źródeł gazowych ok. 8%, natomiast saldo wymiany transgranicznej wyniosło 820 GWh tj. poniżej 1% [56].

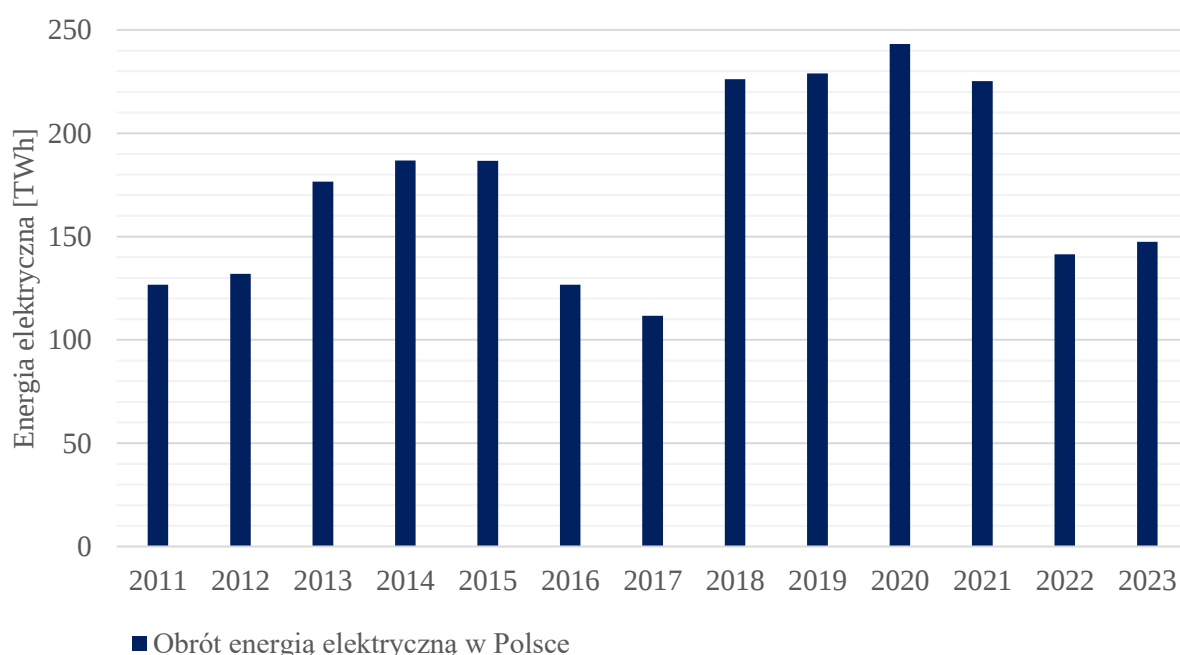
W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym moc w 2021 roku wyniosła 53,7 GW przy średnim rocznym zapotrzebowaniu na moc na poziomie 23,7 GW oraz maksymalnym zapotrzebowaniu w wysokości 27,6 GW [56].

2.5.1. Rynek scentralizowany

Sprzedaż energii elektrycznej na polskim scentralizowanym hurtowym rynku energii nie różni się od struktur i mechanizmów funkcjonujących w innych państwach europejskich, których rynki uznawane są za konkurencyjne, gdzie podmioty działające na rynku mają równe prawa do informacji dotyczących rynku energii oraz równy dostęp do form handlu energią. Wytwórcy energii elektrycznej najwięcej energii sprzedają poprzez rynki regulowane tj. giełda,

na których sprzedano w 2021 roku ponad 108 TWh, wytwórcy kupowali również energię elektryczną głównie z rynku bilansującego, którego wolumen wynosił 9,8 TWh. Natomiast spółki obrotu sprzedawały najwięcej energii tj. 133 TWh do odbiorców końcowych a kupowały ją głównie na rynkach regulowanych tj. giełda energii, wolumen zakupu w roku 2021 kształtował się na poziomie 213 TWh. Kolejne lata zanotowały znaczące spadki, kolejno w 2022 było to już 141 TWh oraz 147 TWh w 2023 r. [56].

Rysunek 18. Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej na TGE w latach 2011-2023 [TWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z URE

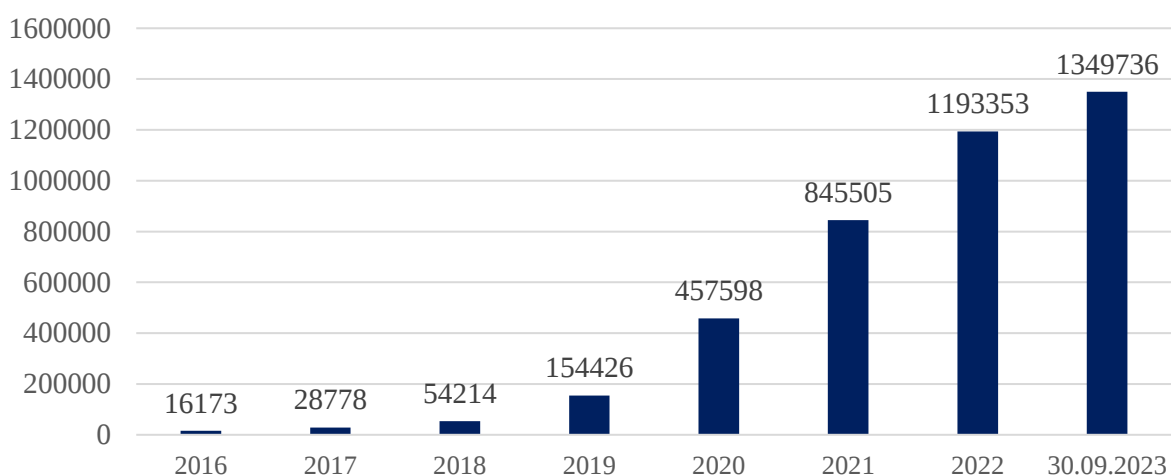
Na rynku hurtowym zawierane były również transakcje bilateralne tj. kontrakty zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku. Wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC (over the counter), nie uwzględniający kontraktów wewnątrzzgrupowych, wyniósł 12,9 TWh [56].

Rynek detaliczny nie jest wyznaczany przez wolumeny sprzedaży, ale poprzez zużycie energii na swoje potrzeby. W 2023 roku według URE w Polsce występowało ok 17,8 mln odbiorców energii elektrycznej, z których 15,4 mln stanowiły gospodarstwa domowe. Łączne zużycie energii na rynku detalicznym wyniosło ok. 150 TWh z czego na gospodarstwa domowe przypadło ok. 30 TWh [56].

Na rynku detalicznym w operuje 6 sprzedawców w ramach pionowo zintegrowanych grup energetycznych, 182 sprzedawców będących jednocześnie OSD oraz ponad 168 sprzedawców na rynku detalicznym niepowiązanych kapitałowo z OSD [56].

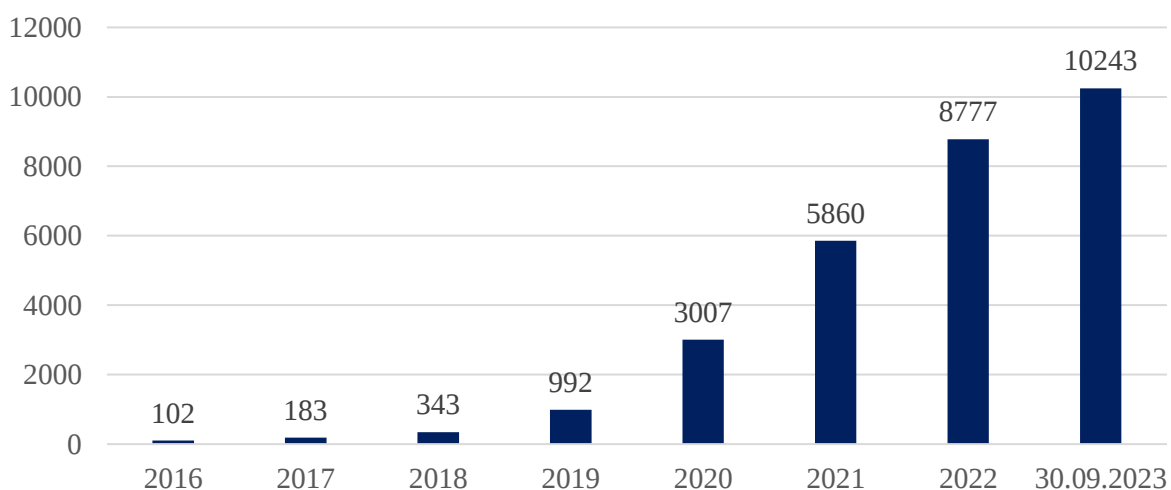
W 2023 roku na rynku detalicznym zaobserwować można było kontynuację rozwoju prosumentów, których liczba na koniec września 2023 roku wynosiła ok. 1,35 mln, a moc instalacji prosumenckich osiągnęła ponad 10 GW.

Rysunek 19. Przyrost liczby instalacji prosumenckich [szt.]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Ministerstwa Klimatu i Środowiska

Rysunek 20. Przyrost mocy instalacji prosumenckich [MW]



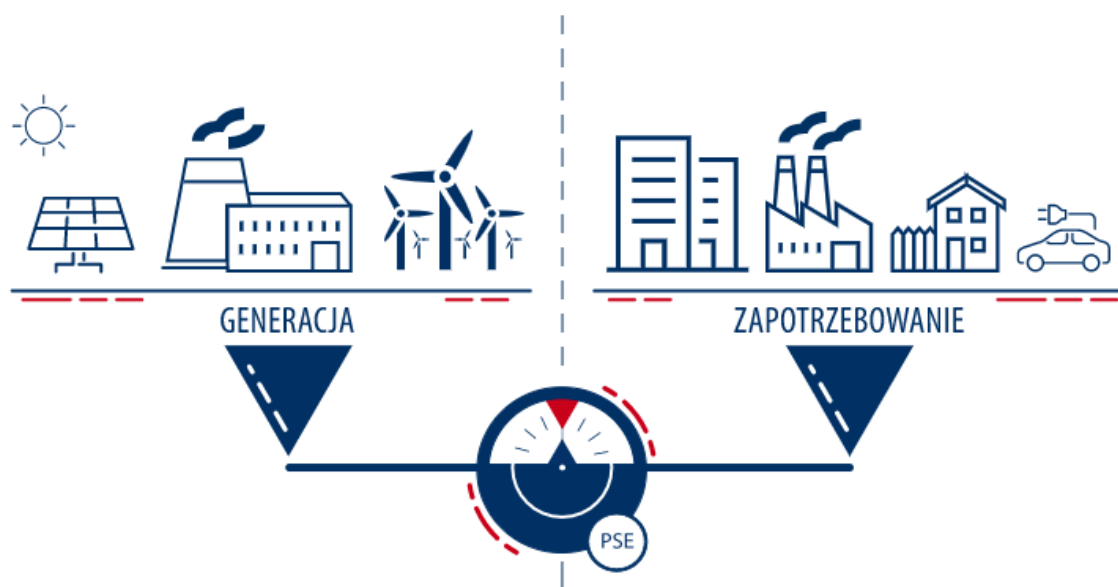
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Ministerstwa Klimatu i Środowiska

Ważnymi uczestnikami rynku detalicznego są Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za utrzymanie i rozwój infrastruktury technicznej oraz systemów OSD w celu optymalizacji pracy sieci i zagwarantowaniu dostaw energii do odbiorców oraz dalszemu rozwojowi rynku.

Za bilansowanie techniczne KSE na scentralizowanym rynku energii elektrycznej odpowiedzialny jest Operator Systemu Przesyłowego, który poprzez posiadane przez niego odpowiednie narzędzia m.in. Rynek Bilansujący czy mechanizmy JWCD oraz współpracę z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych i wytwórcami energii elektrycznej realizuje powierzone mu obowiązki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa i ekonomicznej pracy KSE.

Podstawą zapewnienia bezpiecznej i efektywnej ekonomicznie pracy systemu elektroenergetycznego jest odpowiednie planowanie jego pracy w różnych horyzontach czasowych. Priorytetem jest pokrycie zapotrzebowania odbiorców na moc i energię elektryczną, przy uwzględnieniu uwarunkowania pracy sieci, jak również jednostek wytwórczych oraz wymagań bezpieczeństwa pracy systemu. Podczas planowania strony podażowej mocy należy uwzględnić konieczność zapewnienia wymaganej nadwyżki mocy ponad zapotrzebowanie odbiorców na moc – tzw. rezerw mocy. Rezerwa mocy jest niezbędna, aby system był przygotowany na wypadek awarii skutkującej ubytkiem mocy wytwórczych (w tym wyłączeń elementów sieciowych i/lub jednostek wytwórczych), jak i na nieoczekiwany wzrost zapotrzebowania na moc przez odbiorców. Praca systemu elektroenergetycznego jest planowana w taki sposób, aby żadna pojedyncza awaria nie doprowadziła do przeciążeń elementów sieciowych, ani nie spowodowała naruszenia żadnego innego kryterium bezpiecznej pracy systemu, takiego jak wymagane poziomy napięcia, częstotliwość, dopuszczalne obciążenie elementów sieciowych, itd. Zjawisko takie określa się jako „kryterium N-1”, będące podstawą planowania pracy systemów elektroenergetycznych na całym świecie. Naruszenie kryterium N-1 wiąże się z ryzykiem wystąpienia zdarzeń awaryjnych, które mogą skutkować kolejnych ryzykiem niekontrolowanych, kaskadowych wyłączeń awaryjnych elementów systemu prowadzących do przerw w zasilaniu odbiorców. Dynamika zjawisk fizycznych w sytuacji wyłączeń awaryjnych jest na tyle wysoka, iż możliwość reakcji przez Operatora na rozwój wypadków jest bardzo ograniczona. Stąd tak istotne jest odpowiednie planowanie pracy sieci i zasobów wytwórczych z odpowiednim marginesem bezpieczeństwa [55][79].

Rysunek 21. Bilansowanie podaży i zapotrzebowania na moc [79]



Źródło: PSE

Za bilansowanie handlowe odpowiedzialne są wszystkie podmioty uczestniczące w centralnym mechanizmie bilansowania handlowego na podstawie umowy z Operatorem Systemu Przesyłowego, zajmującym się również bilansowaniem handlowym całego systemu.

2.5.2. Rynek zdecentralizowany

Rynek zdecentralizowany charakteryzuje się obszarem działalności na infrastrukturze sieciowej nN-SN oraz dwoma segmentami. Pierwszym z nich jest segment rynku energii odnawialnej, prosumenckiej produkowanej głównie w rozproszonych na danym obszarze mikro i małych źródłach. Drugim segmentem jest segment opierający się jeszcze na rynku scentralizowanym, pobierającymi niedobory energii z dużych jednostek wytwórczych np. Morskich Farm Wiatrowych (MFW) oraz sprzedaży nadwyżek wygenerowanej energii [27].

Szczególnym przypadkiem rynku zdecentralizowanego jest mikrosieć, która jest w stanie bilansować swoje potrzeby elektroenergetyczne będąc odłączona od KSE i posiadając własnego operatora technicznego i handlowego.

W przypadku zdecentralizowanych rynków energii elektrycznej szczególnie ważną rolę pełnią operatorzy techniczni obszaru sieci nN-SN odpowiedzialni za bilansowanie techniczne obszaru zdecentralizowanej sieci elektroenergetycznej, którymi są ich obecni właściciele tj. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Jednakże coraz częściej zaobserwować można dążenie podmiotów (głównie wytwórców i odbiorców) funkcjonujących

na zdecentralizowanym rynku do odchodzenia od operatorstwa obecnych OSD na rzecz rozwoju własnych kompetencji oraz infrastruktury nN-SN np. przez Klastry energii.

Narzędziami dedykowanymi rozwijaniu dla energetyki prosumenckiej, obywatelskiej w polskim prawodawstwie są Prosumenci, Klastry energii oraz Spółdzielnie Energetyczne [61]. Wprowadzenie tych narzędzi było pierwszym krokiem do decentralizacji rynku energii elektrycznej oraz wytwarzania energii elektrycznej. Był to też krok w kierunku rozwoju energetyki obywatelskiej [45].

Obecnie w Polsce obowiązują dwa systemy rozliczeń dla prosumentów. Pierwszy z nich obowiązujących prosumentów, którzy do dnia 31.03.2022 r. złożą wniosek do Operatora Sieci Dystrybucyjnej o przyłączenie mikroinstalacji do sieci, pozostaną w systemie opustów, z którego będą korzystać przez 15 lat. System ten polega na bezgotówkowym rozliczeniu ilościowym wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii z OZE w stosunku 1:0,7 lub 1:0,8 (w zależności od mocy instalacji) do pobranej z sieci przez prosumenta energii elektrycznej w okresie 12 miesięcy oraz braku opłaty dystrybucyjnej zmiennej od tej pobranej z sieci energii [37].

Drugi systemem rozliczeń tzw. net-billing, który obowiązuje wszystkich, którzy po 31.03.2022 r. złożą wniosek do OSD o przyłączenie mikroinstalacji do sieci polega na sprzedaży przez prosumenta wytworzonej w mikroinstalacji i niewykorzystanej na potrzeby własne energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu stając się aktywnym i świadomym uczestnikiem rynku energii. System net-billingu polega na rozliczeniu wartości energii elektrycznej, którą to wprowadził do sieci oraz wartości energii elektrycznej pobranej z sieci, w oparciu o wartość energii ustaloną wg ceny giełdowej – ceny z Rynku Dnia Następnego [37].

W obu systemach rozliczeń prosumenta za bilansowanie handlowe odpowiedzialny jest sprzedawca zobowiązany, który na podstawie danych otrzymanych od OSD dokonuje handlowych rozliczeń niedoborów i nadwyżek energii elektrycznej.

Innym rozwiązaniem bilansowania handlowego jest powołanie na rynku zdecentralizowanym operatora handlowego, którego funkcję może pełnić zarówno Spółdzielnia energetyczna jak i Klaster energii. Operator handlowy będzie odpowiadał za optymalizację przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wygenerowanych na danym obszarze działalności oraz kosztu zakupu energii na pokrycie niedoborów na tym obszarze. Optymalizacja (zbilansowanie popytu i podaży) ta polega na tym, iż nadwyżka energii elektrycznej z instalacji OZE może być skonsumowana przez innego odbiorcę na danym

obszarze. Rozwiązanie takie pozwala uzyskać wyższą cenę sprzedaży prosumentowi z nadwyżki energii elektrycznej a odbiorcy uzyskać niższą cenę zakupu niż energii oferowana na rynku scentralizowanym.

2.6. Rozwój systemów dystrybucyjnych

Rozwój sieci elektroenergetycznych w głównej mierze zależy od pojawiających się innowacyjnych rozwiązań technicznych. Nowoczesne sieci dystrybuujące energię elektryczną nazywa się Smart Grid, która jest określana jako inteligentna wielofunkcyjna sieć przyszłości. Wdrażanie inteligentnych sieci skutkują efektywniejszym wykorzystaniem coraz droższych surowców energetycznych, na czym zyskają indywidualni odbiorcy, krajowe gospodarki i środowisko naturalne.

Smart Grid to inteligentna sieć elektroenergetyczna, która reaguje na zachowania strony popytowej oraz podażowej na rynku energii, czyli wszystkich podmiotów – wytwórca, odbiorca, prosument, operator sieci. Stosowane rozwiązania techniczne pozwalają kreować odpowiednie zachowania w celu zapewnienia niezawodnego i efektywnego ekonomicznie dostarczania energii elektrycznej. W odróżnieniu do tradycyjnych rozwiązań jest nowoczesną oraz w pełni dyspozycyjną siecią, wyposażoną w systemu zdalnego i dwukierunkowego odczytu, dzięki czemu spółka dystrybucyjna – operator, może kontrolować dostawy energii, rozprawy w sieci, sprawniej zarządzać jej wyłączeniami, szybciej reagować na awarie, bilansować moce przyłączonych farm wiatrowych czy biogazu, a także lepiej współpracować z krajowym system elektroenergetycznym [29].

Z drugiej strony, dla odbiorcy energii elektrycznej sieć inteligentna, może oznaczać aktywne zarządzanie jego własnym zapotrzebowaniem na energię, co nie tylko przełoży się na obniżenie rachunków, ale w wymiarze środowiskowym przyniesie istotne korzyści ekologiczne. Sieci Smart Grid pozwalają również samodzielnie dokonywać wyborów, co w przypadku awarii sieciowych jest kluczowe, ku zmniejszeniu przerw w dostawach energii elektrycznej.

Operatorzy systemu dystrybucyjnego są zobowiązani w ramach Dyrektywy Unii Europejskiej, inwestować, aby zwiększyć ich niezawodność. Inwestycje w najbliższych latach będą obejmować następujące obszary:

- infrastruktura AMI dla sieci SN i NN: urządzenia pomiarowe (czujniki, inteligentne liczniki) i kontrolne (wyłączniki z samoczynnym ponownym zamykaniem, bezpieczniki), także na poziomie urządzeń domowych

- automatyzacja podstacji: systemy zarządzania energią i systemy w podstacjach, które monitorują zdarzenia i jakość dostaw energii, a także przełączniki kontrolne przepływu energii
- automatyzacja dystrybucji: komponenty i aplikacje sieci Smart Grid zwiększające niezawodność sieci dystrybucyjnej
- aplikacje Smart Grid (rozszerzone funkcje zarządzania awariami, systemy zarządzania aktywami itp.) w połączeniu ze sztuczną inteligencją ułatwiające eksploatację i utrzymanie sieci energetycznej.

2.7. Charakterystyka podstawowych elementów tworzących mikrosystem elektroenergetyczny

Mikrosystem elektroenergetyczny, to złożony układ składający się z różnorodnych elementów technicznych, umożliwiających lokalną generację, magazynowanie oraz dystrybucję energii elektrycznej. W odróżnieniu od tradycyjnych systemów elektroenergetycznych, mikrosieci charakteryzują się zdolnością do funkcjonowania zarówno w trybie połączonym z krajowym systemem elektroenergetycznym (KSE), jak i w trybie wyspowym, co zapewnia elastyczność oraz bezpieczeństwo dostaw energii. Kluczowymi komponentami mikrosystemów są źródła wytwórcze, takie jak instalacje fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe czy generatory gazowe, które wytwarzają energię w sposób zrównoważony i lokalny. Ważną rolę odgrywają również magazyny energii, umożliwiające stabilizację pracy systemu i bilansowanie podaży oraz popytu. Elementy sterujące i automatyka, w tym zaawansowane systemy zarządzania energią (EMS), odpowiadają za optymalne wykorzystanie zasobów i reagowanie na dynamiczne zmiany obciążenia oraz warunków zewnętrznych. W ramach rozdziału zostanie szczegółowo omówiona funkcja oraz charakterystyka poszczególnych elementów mikrosystemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem ich wpływu na efektywność i niezawodność pracy całego układu [44][54].

2.7.1. Odbiory sterowalne

Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest podstawową przesłanką do budowy i rozwoju elektroenergetycznych systemów na całym świecie. Obecne czasy wymuszają w pewien sposób akceptację rozwiązania, w którym to odbiorcy dobrowolnie dostosowują zapotrzebowanie, na rzecz dostarczenia wymaganej ilości i jakości energii elektrycznej do innych odbiorców. Dodatkowym czynnikiem powodującym konieczność zarządzania planem

odbiorów, jest generacja rozproszona, która w zależności od warunków atmosferycznych jest w stanie bilansować zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców. Powoduje to, że system elektroenergetyczny, musi być elastyczny, tak aby zawsze był w stanie utrzymać ciągłość pracy, w zależności od zdarzeń popytowo-podażowych [18][26].

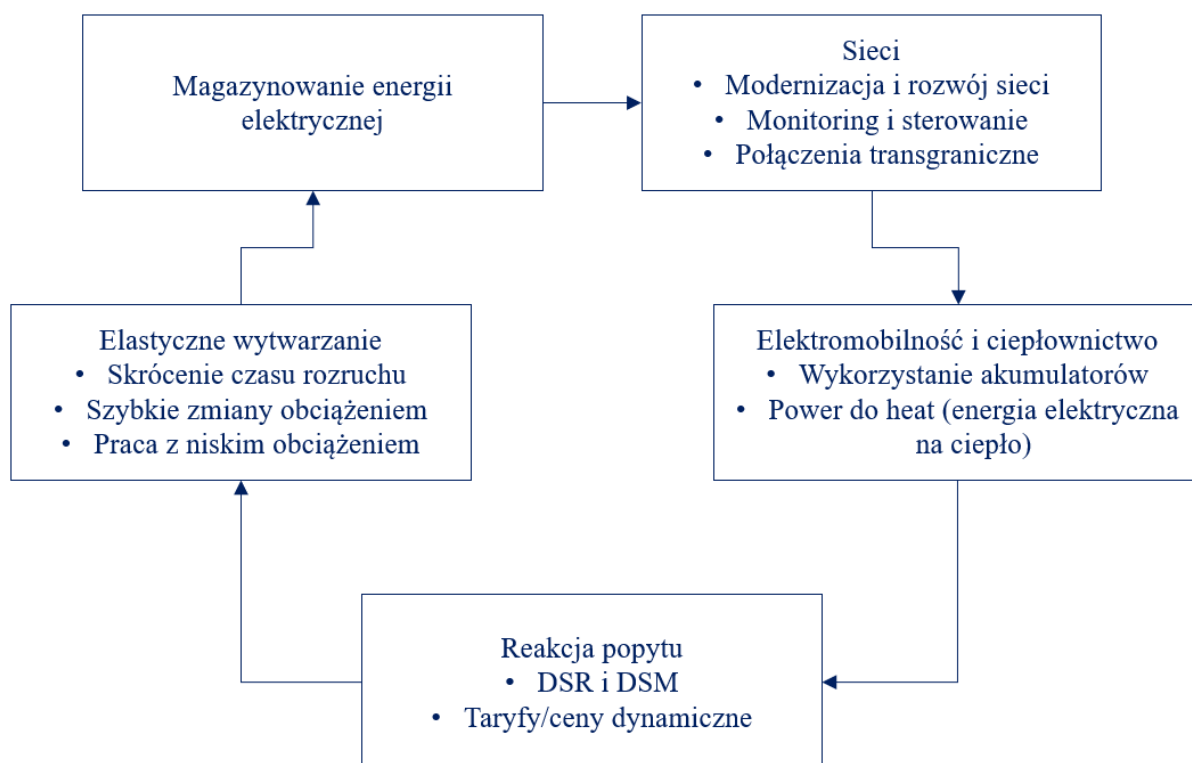
Elastyczność systemu elektroenergetycznego to jego zdolność do utrzymania ciągłej pracy w warunkach szybkich i dużych wahań generacji i poboru energii elektrycznej.

Elastyczność systemu elektroenergetycznego, umożliwiającą zarówno obszarowe, jak również czasowe równoważenie wytwarzania i poboru energii, była od dawna podstawowym elementem projektowania i sterowania jego pracą. Dawniej, była głównie zapewniana przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane. W nowoczesnych systemach o elastyczności należy myśleć szerzej. Kluczem do zwiększenia elastyczności systemu jest wykorzystanie wszystkich możliwości uczestników systemu, gdzie narzędziem do ich akwizycji jest rynek energii [18][26].

Elastyczność systemu elektroenergetycznego charakteryzuje się różnym stopniem dopasowania do ram czasowych planowania jego pracy. Możemy wyróżnić:

- Elastyczność krótkoterminowa, jest wymagana do bilansowania energii elektrycznej w czasie rzeczywistym;
- Elastyczność średnioterminowa, jest wymagana na rynkach dnia bieżącego i dnia następnego;
- Elastyczność długoterminowa, jest związana z przewidywaniem długotrwałych zmian, np. zdolności do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w wieloletniej perspektywie, oraz planowaniem rozwoju sieci przesyłowych, dystrybucyjnych lub poprawy efektywności;

Rysunek 22. Powiązania w elastycznym systemie elektroenergetycznym



Źródło: Elastyczność krajowe systemu elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania, Rynek Energii, 2018

Reakcja popytu zaprezentowana na rysunku 5, w której w skład wchodzi DSR, zawiera sterowanie odbiorami w kontekście ograniczania mocy i energii w określonym przedziale czasu. Z kolei zwiększanie obciążenia dotyczy grupy zasobników energii, a nie jej konsumpcji. Sterowanie odbiorami, będącymi rozwiązaniem segmentu rynku energii – DSR, może odbywać się w sposób dyskretny – na zasadzie załączania oraz wyłączania napięcia zasilającego przez operowanie łącznikami, lub ciągły – wpływ w określonych granicach na wartość skuteczną napięcia lub jego częstotliwość za pomocą układów transformująco-przekształtnikowych. W procesie sterowania odbiorami może pośredniczyć człowiek, dla którego harmonogramy pracy odbiorników są pewnego rodzaju propozycją, na którą może wyrazić zgodę bądź nie. Istnieje również forma sterowania bez aktywności użytkownika, wyłącznie z informacją zwrotną. [24][26].

Parametrami wejściowymi w lokalnych układach sterowania, mogą być parametry stanu obiektów, takie jak:

- temperatura,
- natężenie oświetlenia,

- stany łączników przypisanych do obwodów,

przy czym w nadrzędnych układach, które są odpowiedzialne za zarządzanie energią elektryczną, można zadawać moc progową, do której dany obiekt sterowania powinny się dostosować. Znaczącą rolę mogą tu odgrywać, tzw. Internet rzeczy, czyli idea, wedle której, domowe przedmioty takie jak RTV oraz AGD, mogą pośrednio albo bezpośrednio gromadzić lub przetwarzać dane za pośrednictwem sieci komputerowej [29].

2.7.2. Mikroźródła

Mikroźródła, tj. małe jednostki wytwórcze, stanowiące podstawowy element składowy mikrosystemów elektroenergetycznych, bezpośrednio odpowiedzialne za pokrycie zapotrzebowania na moc odbiorców. Mikroźródła można podzielić w oparciu o kilka kryteriów. Mianowicie, z punktu widzenia parametrów wytwarzanej energii elektrycznej, mikroźródła można podzielić na źródła prądu przemiennego oraz prądu stałego. W zależności od użytych zasobów energii pierwotnej, wyróżnić można źródła odnawialne oraz nieodnawialne [26][46][49][41][44].

2.7.2.1. Silniki tłokowe

Gaz spalany jest w silniku tłokowym (o zapłonie iskrowym lub samoczynnym, zależy od producenta i mocy silnika, w małych mocach dla mikrosieci najczęściej zapłon iskrowy), woda podgrzewana jest przy pomocy gazów wylotowych oraz chłodnicy oleju silnikowego, co maksymalizuje sprawność rozwiązania. Moce pojedynczych jednostek silnikowych od 37 kW (MAN) aż do 50 MW (Wartsila). Istnieje możliwość łączenia jednostek (zajmują mało przestrzeni), co zwiększa elastyczność ruchową (możliwość uruchamiania jednostek uruchamiane jedna po drugiej). Możliwość rozłączenia generacji ciepła i energii elektrycznej przez zastosowanie tzw. „gorącego komina” w okresie letnim (spaliny są wypuszczane do otoczenia z pominięciem podgrzewacza wody). Sprawność całkowita w granicach 85-90% (z generacją energii cieplnej), sprawność wytwarzania energii elektrycznej do 45%.

2.7.2.2. Mikroturbiny gazowe

Mikroturbiny to turbiny gazowe o małych rozmiarach i stosunkowo małej mocy (do 1 MW). Zaletą jest szybki start oraz jeszcze bardziej zwarta budowa niż w przypadku silników tłokowych (sama turbina jest wielkości silnika samochodu osobowego) oraz niskie koszty O&M. Technologia nie jest jednak komercyjnie dostępna na rynku polskim z uwagi na niższą sprawność niż silniki tłokowe (dla wytwarzania energii elektrycznej: 25-29% dla turbin

vs 35-42% dla silników). Rozwiązanie raczej „badawczo-rozwojowe” niż skomercjalizowane, jak silniki.

2.7.2.3. Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (CHP) opalane biomasą

Zastosowanie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej umożliwia maksymalizację wykorzystania energii chemicznej zawartej w paliwie (sprawności do 85-90%) dzięki wykorzystaniu ciepła odpadowego („dolnego źródła ciepła” obiegu termodynamicznego) do wytwarzania ciepła sieciowego. Istnieje możliwość startu w aukcjach OZE.

2.7.2.4. Elektrociepłownia parowa

Klasyczna elektrociepłownia parowa – w parowym kotle rusztowym lub fluidalnym spalana jest biomasa stała (najczęściej w formie zrębki drzewnej, ale może być również słoma, pellet itp.).

W mniejszych aplikacjach z uwagi na problemy ze stabilizacją złoża fluidalnego oraz małe wymiary stosowane są najczęściej kotły rusztowe, kotły fluidalne jednak posiadają lepsze sprawności oraz niższe emisyjności, w szczególności NO_x z uwagi na niższe temperatury spalania w kotle.

Para z kotła napędza klasyczną turbinę parową przeciwpęzną, po czym trafia do wymiennika ciepłowniczego. Sprawność całego procesu: ok. 85% (przy zastosowaniach małej skali), sprawność wytwarzania energii elektrycznej: 20-25%. Skala od 0,5 MWe do 200 MWe. Wysoka aplikowalność w polskich warunkach – ogólnodostępna znana technologia. Istnieje możliwość zastąpienia starych ciepłowni i elektrociepłowni węglowych źródłami biomasowymi, co miało już miejsce w kilku polskich gminach (m.in. Płońsk, Grajewo, Krosno).

2.7.2.5. Zgazowanie biomasy

Biomasa stała (lub stałe odpady komunalne) są najpierw suszone w celu pozbycia się wilgoci. Następnie trafiają do zgazowarki, w której przy udziale pary wodnej lub powietrza w temperaturach 250-700 °C następuje proces pirolizy (krakingu) do: gazu zawierającego CO, H₂, CH₄ i CO₂ z parą wodną oraz oparami węglowodorów aromatycznych (benzen, toluen, ksyleny itp.), do smółek i olejów oraz do węgla drzewnego i składników mineralnych. W kolejnej strefie zgazowarki następuje właściwe zgazowanie - w temperaturach powyżej 750 °C. W tej fazie przebiega szereg reakcji endotermicznych przy niedomiarze tlenu oraz

częściowo z udziałem pary wodnej, a nawet z CO₂, które ciekłe i stałe surowce pirolizy przemieniają głównie do tlenku węgla i wodoru, a częściowo również do metanu.

Otrzymany w ten sposób gaz syntezowy spalany jest w silniku tłokowym lub mikroturbinie gazowej. Ciepło gazów wylotowych używane jest do podgrzania wody. Zaletą zgazowania jest mniejsza emisyjność tlenków, ograniczenie emisji metali ciężkich, wyższa sprawność generacji energii elektrycznej oraz możliwość użycia biomasy niższej jakości.

2.7.2.6. Biogazownie

Paliwem służącym do produkcji energii w biogazowniach jest biogaz – gaz uzyskiwany z rozkładu materii organicznej przez bakterie metanowe w specjalnych bioreaktorach, zawierający od 40 do 60% metanu. Biogaz po oczyszczeniu spalany jest w silniku tłokowym, który napędza generator elektryczny. Ciepło odbierane z układu chłodzenia silnika oraz ze spalin jest wykorzystywane, analogicznie jak w przypadku CHP opalanego gazem ziemnym, do produkcji ciepła. Duża część generowanego ciepła (od 25% do 100% w zależności od źródła pochodzenia biogazu oraz mocy) jest zużywana na potrzeby ogrzewania reaktorów biogazowych. Budowa biogazowni, z uwagi na konieczność wybudowania bioreaktorów wymaga większego miejsca niż budowa agregatu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym. W wielu polskich gminach zdarzały się protesty przeciwko budowom biogazowni z powodu obaw, że biogazownia stanie się źródłem odoru w okolicy (w rzeczywistości dzieje się tak dla nieprawidłowo eksploatowanych instalacji).

2.7.2.7. Biogazownie rolnicze

Surowcem do produkcji biogazu w biogazowniach rolniczych są odpady pochodzenia rolniczego (gnojowica) oraz produkty rolnicze o stosunkowo niskiej cenie zbytu (kiszonka kukurydziana). Najczęściej stosuje się mieszanki darmowej gnojowicy i kiszonki (150 PLN/t), które dają optymalne wyniki z uwagi na zawartość metanu w biogazie oraz koszt. Biogazownie rolnicze zużywają od 25% (moc 1 MW) do 100% (mniejsze aplikacje) generowanego ciepła na potrzeby ogrzewania bioreaktorów. Praca reaktorów wymusza prawie ciągłą pracę w roku. Technologia jest aplikowalna w Polsce (w Polsce istnieje ponad 50 biogazowni), minusem są jednak stosunkowo wysokie nakłady inwestycyjne przy budowie biogazowni. Istnieje możliwość wykonania biogazowni przez polskich wykonawców, również przez Spółkę Skarbu Państwa (Hipolit Cegielski-Poznań S.A. – producent silników).

2.7.2.8. Biogazownia wysypiskowa

Biogaz uzyskiwany jest z rozkładu materii organicznej zawartej w odpadach komunalnych (tzw. biogaz wysypiskowy), po oczyszczeniu trafia do silnika tłokowego napędzającego prądnicę (sprawność 40-45%). Ciepło odbierane z układu chłodzenia silnika, chłodnicy oleju oraz gazów wylotowych, zużywane jest w całości na potrzeby ogrzania bioreaktorów. Konieczność zlokalizowania w pobliżu wysypiska śmieci oraz zbudowania sortowni odpadów. Istotną zaletą jest zerowy koszt paliwa (a właściwie ujemny – zakład pobiera opłatę za utylizację odpadów). Budowa sortowni odpadów umożliwia również produkcję paliwa alternatywnego (RDF) z odpadów, które może być sprzedane cementowniom lub energetyce zawodowej. Nakłady inwestycyjne porównywalne jak dla biogazowni rolniczych (10 000 – 15 000 tys. PLN/MW). Istnieje możliwość napędzania turbiny gazowej przez biogaz – turbina jednak jest droższa oraz ma niższą sprawność niż silnik tłokowy o porównywalnej mocy. Przy budowie całego ciągu technologicznego (sortownia odpadów, składowisko) – bardzo wysokie nakłady inwestycyjne – inwestycja jest wówczas inwestycją komunalną zapewniającą wyższy stopień utylizacji odpadów niż klasyczne składowisko. Zaletą jest możliwość uzyskania wsparcia z NFOŚiGW oraz certyfikatów biogazowych. Praca bioreaktorów wymusza prawie ciągłą pracę w ciągu roku.

2.7.2.9. Biogazownia przy oczyszczalni ścieków

Biogaz pozyskiwany z materii organicznej zawartej w ściekach komunalnych spalany jest w silniku tłokowym napędzającym prądnicę (sprawność 40-45%). Materia organiczna ze ścieków trafia najpierw do suszarni, a następnie do bioreaktorów. Ciepło odbierane z układu chłodzenia silnika, chłodnicy oleju oraz gazów wylotowych, zużywane jest w całości na potrzeby ogrzania bioreaktorów. Zaletą jest zerowy koszt paliwa (a właściwie ujemny – oczyszczalnia otrzymuje opłaty za przyjmowane ścieki). Obecnie coraz więcej oczyszczalni ścieków realizuje lub rozważa inwestycję w biogazownię.

Biogazownie umieszczone przy oczyszczalniach ścieków zużywają również prawie całą produkcję energii elektrycznej na zapotrzebowanie oczyszczalni – nie są więc najczęściej inwestycjami zarabiającymi na produkcji energii, ale polepszającymi efektywność ekonomiczną oczyszczalni ścieków (i mogącą przełożyć się na mniejsze opłaty za ścieki dla mieszkańców). Zaletą jest możliwość uzyskania wsparcia z NFOŚiGW lub projektów europejskich oraz certyfikatów biogazowych.

2.7.2.10. Silniki Diesla

Olej napędowy spalany jest w klasycznym silniku tłokowym Diesla połączonym z prądnicą. Sprawność do 45%. Rozwiązanie głównie stosowane jest w rezerwowych układach zasilania. W naszych szerokościach geograficznych nie produkuje się energii elektrycznej z oleju napędowego z powodu wysokich kosztów paliwa (koszty eksploatacji łącznie z paliwem – rzędu 1100 PLN/MWh). Możliwość zastosowania paliwa alternatywnego (biodiesel) po uzgodnieniu z producentem. Zaletą są stosunkowo niskie koszty inwestycyjne (ok. 600 tys. PLN/MW) oraz wysoka dojrzałość technologii – technologia jest oferowana przez wielu polskich dostawców (również Spółka Skarbu Państwa: Hipolit Cegielski-Poznań S.A.), korzystających jednak zazwyczaj z gotowych komponentów produkowanych przez dostawców zagranicznych (przez polskiego dostawcę sprzedawany jest zestaw brandowany jego firmą – np. Fogo Sp. z o.o.). Teoretycznie możliwa jest ciągła praca w ciągu roku (z odstawieniem wyłącznie na przeglądy). Bardzo szeroki zakres mocy dostępnych agregatów: od 10 kW do kilkudziesięciu MW. W zastosowaniach do 1 MW bardzo kompaktowa budowa – agregat w obudowie kontenerowej jest wielkości dwóch garaży samochodowych.

2.7.2.11. Instalacje PV

Energia elektryczna w tego typu instalacjach wytwarzana jest w panelach fotowoltaicznych, w których zachodzi zjawisko fotoelektryczne – na skutek padania promieni słonecznych na złącze typu P-N generowana jest siła elektromotoryczna (prąd stały). Fotowoltaika przechodzi obecnie intensywny rozwój z uwagi na ekologiczność (brak jakichkolwiek efektów środowiskowych przy produkcji energii) oraz powszechną dostępność (promieniowanie słoneczne jest dostępne wszędzie).

- Ogniwa krzemowe monokrystaliczne

Ogniwa monokrystaliczne wykonane są na bazie monokryształu krzemu i cechują się najlepszymi właściwościami. Sprawność takich ogniw dochodzi do ok. 25 % i praktycznie nie zmienia się w trakcie długiego okresu eksploatacji. Do ich głównych wad można zaliczyć duże koszty związane z ich wytwarzaniem, ze względu na skomplikowany proces produkcji oraz znaczny spadek ich wydajności w temperaturach powyżej 25°C, co wymaga instalowania modułów w taki sposób, by umożliwić swobodny przepływ chłodnego powietrza nad i pod panelem. Tego typu ogniwa stosuje się w profesjonalnych instalacjach, gdzie głównie zależy sprawności i żywotności fotoogniwa.

- Ogniwa krzemowe polikrystaliczne

W stosunku do ogniw monokrystalicznych cechują się mniej złożonym procesem produkcyjnym, co przekłada się na ich niższe koszty wytwarzania. Niestety budowa tego rodzaju fotoogniw nie pozwala na uzyskanie wysokich sprawności i długiej trwałości.

- Ogniwa cienkowarstwowe amorficzne

Wykonywane są w technologii cienkowarstwowej, która polega na napyłaniu cienkich warstw na izolowanym podłożu, którym to najczęściej jest płytka szklana. Pomimo że sprawność tego typu ogniw wynosi ok. 9% są one szeroko stosowane w wielu urządzeniach np. kalkulatory czy zegarki. Do głównych zalet ogniw amorficznych można zaliczyć niski koszt budowy oraz możliwość produkcji dowolnie dużych płyt. Największą wadą tego typu ogniw, podobnie jak w przypadku ogniw pierwszej generacji, jest znaczny spadek ich wydajności (do ok. 30% wartości początkowej) podczas długotrwałego oświetlenia.

- Ogniwa wysokosprawne GaAs

Ogniwa budowane na bazie arsenku galu. Urządzenia na bazie GaAs są jednymi z najbardziej wydajnych ogniw, których sprawność sięga 30%. Ze względu na wysoką cenę i toksyczność odczynników chemicznych, ogniwa te wykorzystuje się głównie do zasilania statków i sond kosmicznych.

2.7.2.12. Kolektory słoneczne

Kolektor słoneczny jest to urządzenie służące do konwersji energii promieniowania słonecznego na ciepło. Energia słoneczna docierająca do kolektora zamieniana jest na energię cieplną nośnika ciepła, którym może być ciecz (glikol, woda) lub gaz (np. powietrze). Rozwiązanie jest szeroko dostępne na polskim rynku, oferowane jest również przez polskich producentów.

- Kolektory płaskie

Typowy kolektor słoneczny płaski składa się z następujących elementów: absorbera, osłony, izolacji i konstrukcji (obudowy, instalacji zaworów, króćców pomiarowych i konstrukcji nośnej). Układ cienkich rurek (ewentualnie kanałów wykonanych z profili) wypełnionych czynnikiem roboczym przymocowany jest do absorbera, czyli płyty, najczęściej metalowej, pokrytej tak zwaną powłoką selektywną. Rurkami płynie ciecz, ogrzewając się od rozgrzanego absorbera. Całość jest zamknięta w obudowie, której

zadaniem jest ochrona absorbera i rurek przed uszkodzeniami mechanicznymi i działaniem czynników atmosferycznych, a przede wszystkim ograniczenie strat ciepła.

- Kolektory próżniowe

Kolektory próżniowe to najczęściej baterie ustawionych równolegle względem siebie szklanych rur o średnicy 5-10 cm. W każdej z nich znajduje się osobna rurka, którą przepływa ciecz. Rurka ta jest połączona z absorberem – płaskim lub naniesionym na powierzchnię rury. Wewnątrz szklanych rur jest wytworzona próżnia, dzięki której mniejsze są straty ciepła do otoczenia. Wynika to z braku konwekcji (transportu ciepła wynikającego z ruchu materii). Absorber w kolektorze próżniowym również szybciej się ogrzewa, bo ciepło nie jest tracone na podgrzanie otaczającego go powietrza, co skutkuje większą sprawnością kolektorów próżniowych pracujących w chłodnym otoczeniu niż płaskich.

2.7.2.13. Turbiny wiatrowe

Turbiny wiatrowe to urządzenia zamieniające energię kinetyczną wiatru na ruch wirnika, napędzającego prądnicę. Wyróżniamy dwa typy turbin wiatrowych: HAWT (horizontal axis wind turbine) – o poziomej osi obrotu oraz VAWT (vertical axis wind turbine) – o pionowej osi obrotu.

- Turbiny wiatrowe HAWT

Turbiny tego typu są obecnie najczęściej wykorzystywane na rynku. Posiadają tradycyjne śmigło o ilości łopat zależnej od projektanta. Układy te są zwykle trójłopatowe, choć spotyka się nawet 2- i 1-łopatowe wirniki. Wyróżnikiem turbin o poziomej osi obrotu jest fakt, iż aby turbina taka pracowała z maksymalną efektywnością, musi być ona zwrócona dokładnie w kierunku wiatru. Turbiny HAWT cechują się większą sprawnością niż turbiny VAWT, a ponadto posiadają estetyczny i harmonijny wygląd. W przypadku umieszczenia generatora takiej turbiny w gondoli wymagane jest zastosowanie połączeń ślizgowych w postaci pierścieni ślizgowych (takie rozwiązanie w instalacjach większych mocy generuje pewne problemy eksploatacyjne ze względu na duże wartości prądów). W konstrukcji turbin o osi poziomej stosuje się dwa podstawowe warianty umiejscowienia wirnika:

Up-Wind: nawietrzne (wirnik tego typu turbiny umiejscowiony jest od strony nawietrznej), najczęściej spotykane rozwiązanie; wymagające sztywnych łopat, a także systemu nakierowywania na wiatr.

Down-wind: zawietrzne (wirnik tego typu turbiny umiejscowiony jest po stronie zawietrznej), rozwiązanie rzadziej stosowane, można tutaj stosować wirnik podatny na podmuch wiatru, gdyż nie ma ryzyka zawadzenia łopat o maszt elektrowni. Rozwiązanie tego typu przy odpowiednim kształcie gondoli zapewnia samoczynne kierowanie się wirnika na wiatr, dzięki czemu nie ma potrzeby instalowania mechanizmu regulującego odchylenie wirnika, który jest wymagany w elektrowniach typu up-wind.

- Turbiny wiatrowe VAWT

Prace nad turbinami VAWT nie postępowały w takim tempie jak nad turbinami HAWT, w związku z czym stanowią one zdecydowaną mniejszość na światowym rynku. Turbiny VAWT nie wymagają w swojej konstrukcji układu naprowadzania na kierunek wiatru oraz charakteryzują się prostą konstrukcją i możliwością zastosowania niższych masztów. Z uwagi na zerowy moment startowy konieczne jest ich wstępne rozpędzenie silnikiem elektrycznym.

- Turbina Savoniusa

Konstrukcja tej turbiny w widoku z góry przypomina literę „S”. Jest to turbina typu oporowego, która obraca się relatywnie powoli, lecz generuje spory moment obrotowy. Modyfikacją turbiny Savoniusa jest tzw. turbina świderkowa - turbina Savoniusa o przekroju zmiennym wzdłuż osi. Rozwiązanie jest dostępne na polskim rynku, również od polskich producentów.

- Turbina Darrieus’a

Turbina Darrieus’a odznacza się bardzo prostą budową. Ruch turbiny jest efektem powstawania siły nośnej na zestawie profili aerodynamicznych, opływanych przez wiatr. Przez to, że wirnik turbiny Darrieus jest napędzany dzięki sile nośnej, prędkość łopaty może być większa niż prędkość wiatru. Każda z łopat turbiny Darrieus wytwarza maksymalny „ciąg” (moment) jedynie dwa razy na obrót – moment obrotowy ma więc charakter sinusoidalny. Rozwiązanie to nie przyjęło się powszechnie, ponieważ łopaty wirnika wraz z ruchem obrotowym stale zmieniają kąt natarcia w stosunku do wiejącego wiatru. Kolejną wadą tej konstrukcji jest fakt, że podczas obrotu jedna łopata zawsze wytwarza opór rzeczywisty, co jest nieuniknione, ale ma wpływ na pracę wirnika i ostatecznie na sprawność i generowaną moc.

- Turbina H-rotor

Turbina H-Rotor jest pewną odmianą wirnika Darrieus'a. Posiada kształt litery H i wyposażona jest w dwie (lub więcej) łopaty. Łopaty tego wirnika wraz z ruchem obrotowym stale zmieniają kąt natarcia względem kierunku wiatru. Od kątów ujemnych poprzez optymalne (wtedy chwilowa sprawność jest bardzo wysoka), aż do przekroczenia krytycznych kątów natarcia (przeciągnięcia). Gdy jedna łopata pracuje, ta która znajduje się po przeciwnej stronie wirnika wytwarza opór. Turbiny H Rotor są najczęściej oferowanymi komercyjnie turbinami VAWT.

2.7.2.14. Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe to urządzenia, w których energia elektryczna jest generowana w reakcji utleniania stale dostarczanego do niego z zewnątrz paliwa. W ogniwach paliwowych energia nie jest magazynowana. Zaletą ogniw paliwowych jest brak części ruchomych (a co za tym idzie niższa awaryjność), prosta obsługa, szybki rozruch oraz możliwość pracy w szerokich zakresach obciążeń.

2.7.2.15. Elektrownie wodne małych mocy (od 1 MW do 5 MW)

Średnie nakłady inwestycyjne dla elektrowni wodnych małych mocy wynoszą ok. 15 000 tys. PLN/MW, zaś uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej – ok. 500 PLN/MWh. Technologia jest ogólnie dostępna, możliwy jest również zakup od polskich producentów.

2.7.2.16. Turbina reakcyjna – Francisa

W przypadku tego typu turbiny wodnej strumień wody doprowadzany jest do wirnika obwodowo za pomocą łopatek kierownicy. Na łopatach wirnika turbiny energia dynamiczna wody zamieniana jest na energię mechaniczną wirnika. Woda po zmianie kierunku przepływu z promieniowego na osiowy opuszcza turbinę. Turbina Francisa pracuje z największą wydajnością przy spadach od 5 m do 500 m. Może być instalowana w komorze otwartej z wałem pionowym, w komorze z wałem poziomym lub w obudowie spiralnej. Istotnym wymogiem dla pracy tego typu turbin jest to, iż wymagają one zanurzenia w wodzie przynajmniej na głębokość 1,5 – 2 m w celu ochrony przed zasysaniem do nich powietrza.

2.7.2.17. Turbina reakcyjna – Kaplana

W porównaniu do turbiny Francisa w tym rodzaju turbiny, zarówno w wirniku jak i w kierownicy istnieje możliwość regulacji kąta ustawienia łopatek. Na skutek takiego rozwiązania ten rodzaj turbin daje większe możliwości dostosowania poziomu otrzymywanej mocy oraz duży zakres wysokich sprawności. Jednostka może pracować w układzie pionowym

ze spiralnym doprowadzeniem wody, jednakże w celu zmniejszenia oporów przepływu coraz częściej instalowana jest w poziomym lub ukośnym układzie rurowym, co pozwala na zwiększenie sprawności turbiny. Turbina Kaplana wykorzystywana jest przy małych spadach od 2 do 80 m.

2.7.2.18. Pompy ciepła

Zasada działania pompy ciepła jest taka sama jak klimatyzatora lub lodówki, różnicą jest jedynie zmiana celu – w klimatyzatorze celem jest odbiór energii z dolnego źródła ciepła, w pompie ciepła zaś dostarczenie jej do źródła górnego. Zarówno klimatyzatory jak i pompy ciepła korzystają z termodynamicznego obiegu Lindego będącego odwróceniem obiegu silnikowego Carnot’a. Dolnym źródłem ciepła w pompach ciepła może być powietrze lub woda (geotermalna, ale również woda w studniach głębinowych), górnym zaś jest obieg centralnego ogrzewania. Do napędu sprężarek w pompach ciepła używana jest energia elektryczna.

- **Pompa ciepła typu powietrze/woda (P/W)**

Dolnym źródłem ciepła w pompach tego typu jest powietrze atmosferyczne, natomiast górnym – woda w instalacji CO. W tym układzie należy się liczyć z koniecznością zastosowania dodatkowego źródła ciepła, ponieważ pompa ciepła typu powietrze – woda pracuje efektywnie do temperatury zewnętrznej -5°C . Pompy ciepła typu P/W mogą również zostać wyposażone w aktywne chłodzenie – klimatyzacja latem (tzw. rewersyjne pompy ciepła). Do zalet można zaliczyć: szybki montaż instalacji, niskie koszty w porównaniu z innymi rodzajami pomp i niemal nieograniczoną dostępność dolnego źródła. Największą wadą takiej instalacji jest duża zależność od panujących warunków atmosferycznych.

- **Pompa ciepła typu woda/woda (W/W)**

Wodne pompy ciepła odbierają energię z wód głębinowych. W takiej instalacji wykorzystuje się układ dwóch lub większej ilości studni pomiędzy którymi krąży woda. Woda zasysana jest w studni poboru za pomocą pompy głębinowej, następnie doprowadzana jest do pompy ciepła, a stamtąd odprowadzana przez studnię zrzutową do wód gruntowych. Głębokość studni w typowych warunkach geologicznych wynosi 6-30 m, a w praktyce nie przekracza 15 m, co spowodowane jest wysokim kosztem podnoszenia wody z głębokości większej niż 15 m. Należy pamiętać o tym, że na wykonanie studni głębszej niż 30 m potrzebne jest zezwolenie wodno-prawne. Aby nie dopuścić do zmieszania się wody chłodnej z wodą czerpalną, odległość między studnią

poboru i studnią zrzutową powinna wynosić minimum 15 m. Zalety: niskie koszty dolnego źródła przy istniejących zasobach wodnych, niska zależność pogodowa, stabilna temperatura źródła przez cały rok, mała dewastacja terenu, wyższy współczynnik efektywności niż w układzie z gruntową pompą ciepła (jego wartość przekracza 4, gdyż temperatura wody głębinowej jest zawsze wyższa niż gruntu na głębokości 1 m i nie spada poniżej 5-8°C). Wady: wysokie wymagania co do jakości wody (zawartość żelaza, manganu, twardość wody), wysokie koszty wykonania studni, ograniczony czas eksploatacji studni czerpальной i zrzutowej (15-20 lat), dodatkowy element wrażliwy na awarie – pompa głębinowa, jeśli woda głębinowa jest agresywna chemicznie (co ustalane jest na podstawie analizy chemicznej), może być potrzebny odpowiedni układ filtrów, a to zdecydowanie podnosi koszty inwestycji.

- **Pompa ciepła typu solanka/woda (S/W)**

Pompa ciepła typu S/W współpracuje z kolektorem gruntowym, przez który przepływa czynnik roboczy w postaci solanki (glikol). Obieg solanki jest zamknięty. W pompach ciepła typu S/W stosowane są trzy różne wersje wymiennika gruntowego: kolektor gruntowy płaski poziomy, kolektor gruntowy spiralny poziomy, kolektor gruntowy pionowy (sondy głębinowe).

Kolektor płaski wykonuje się z rur polietylenowych o średnicy jednego cala, układanych w wykopie o głębokości 1,5 – 2 m, czyli około 30 cm poniżej strefy przemarzania. Jeżeli przyszły użytkownik dysponuje stawem lub jeziorem, można wykorzystać je jako źródło ciepła. W większości wypadków wystarczają stawy o powierzchni 1 000 – 2 000 m² i minimalnej głębokości 1,5 - 2,5 m. Zaletami kolektorów poziomych są: relatywnie niski koszt inwestycyjny; prostota wykonania; brak konieczności stosowania specjalistycznego sprzętu. Wadami zaś: duży obszar zajmowanego terenu – w przypadku kolektora płaskiego; skrócony czas wegetacji roślin na terenie nad kolektorem; duże opory hydrauliczne skutkujące większymi kosztami pompowania glikolu. Sonden głębinowych stosowane są wtedy, gdy nie ma warunków do wykonania kolektora płaskiego lub spiralnego. Sekcje kolektora mają kształt wydłużonej litery „U” i są umieszczone w kilku odwiertach o głębokości od 30 do 150 m. Odległość pomiędzy odwiertami nie powinna być mniejsza niż 5 m. Wykonanie odwiertów jest dość kosztowne i wymaga uzyskania stosownych zezwoleń, ale korzyści są wymierne, ponieważ temperatura gruntu na dużych głębokościach jest wysoka (ok. 15°C na głębokości 100 m) i nie podlega wahaniom w ciągu roku. Wydajność cieplna

z 1 m sondy głębinowej zależy od struktury podłoża, w którym wykonany jest odwiert. Zaletami kolektora pionowego są: brak zależności pogodowej; wysoka efektywność; mała dewastacja terenu; niskie opory hydrauliczne – niskie koszty pompowania glikolu. Wadami: potrzeba stosowania specjalistycznego sprzętu oraz potrzeba zezwoleń wodno-prawnych dla kolektorów powyżej 30 m głębokości.

- **Pompa ciepła typu bezpośrednie parowanie/woda**

Kolektor gruntowy wykonany jest w tym przypadku z miedzi i pokryty z zewnątrz warstwą polietylenu wysokiej gęstości. Wewnątrz znajduje się czynnik termodynamiczny o niskiej temperaturze wrzenia, który po zetknięciu z gruntem poprzez ścianki paruje. Metoda ta eliminuje konieczność zastosowania parownika. Dzięki temu liczba wymian ciepła zostaje zmniejszona o jedną. Ma to ogromny wpływ na podniesienie sprawności pompy ciepła, a co za tym idzie – obniżenie kosztów eksploatacji. Nitki kolektora rozkładane są tak jak w przypadku kolektora gruntowego poziomego – poniżej strefy przemarzania gruntu.

2.7.3. Magazyny

2.7.3.1. Magazyny ciepła

Wynikający z dążenia do neutralności klimatycznej dalszy rozwój OZE ma również przełożenie na magazynowanie ciepła, ponieważ według danych GUS statystycznie w 2019 roku najwięcej energii zużywanej w gospodarstwie domowym przeznaczonej było na ogrzewanie pomieszczeń 63,2%, oraz podgrzanie wody 17,3%. Komisja Europejska w Strategii UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia zakłada wariant całkowitego odejścia od wykorzystania paliw stałych w ciepłownictwie do 2040 roku ponieważ połowa energii zużywanej w UE przeznaczana jest na ogrzewanie i chłodzenie.

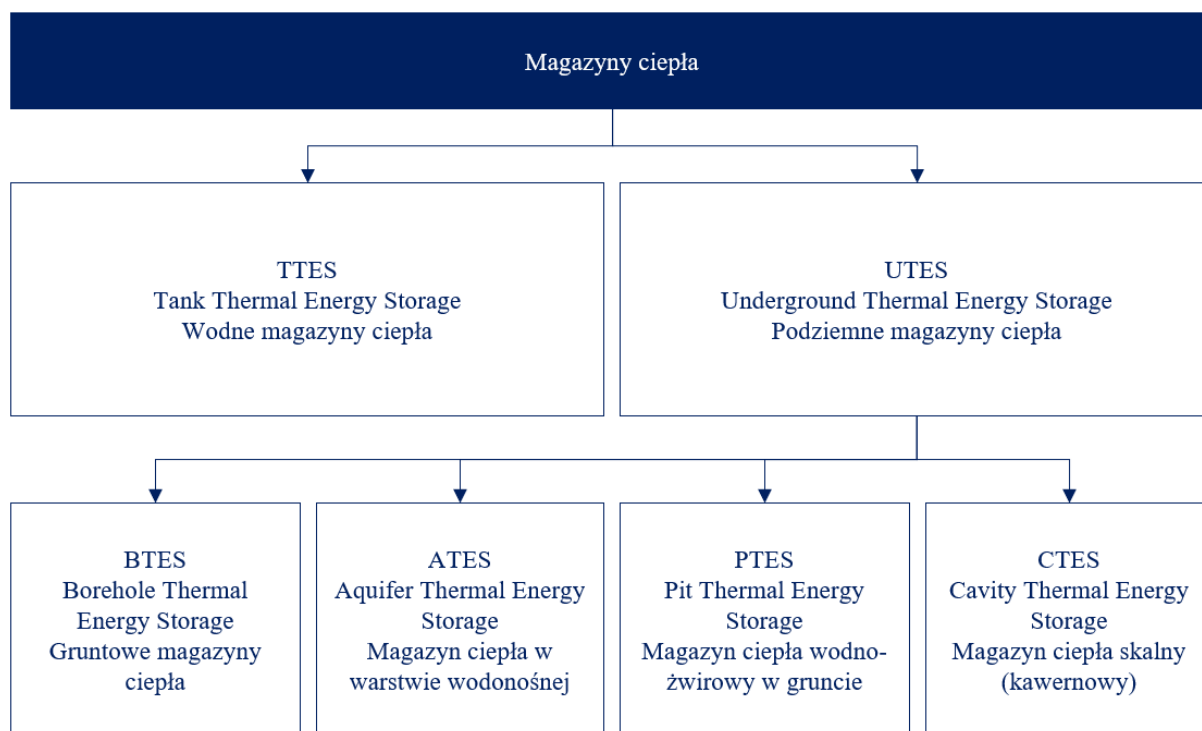
Neutralnie klimatycznie ciepło do ogrzewania pomieszczeń lub podgrzania wody może pochodzić bezpośrednio z kolektorów słonecznych, pomp ciepła, odzysku ciepła odpadowego (stosowane głównie w przemyśle) lub z energii elektrycznej wytworzonej w OZE. Generacja ciepła z pogodozależnych OZE podobnie jak w przypadku energii elektrycznej nie pokrywa się w pełni z zapotrzebowaniem na ciepło, dlatego warto magazynować nadwyżki wytworzonego ciepła oraz wykorzystać niebilansowaną energię elektryczną z OZE na potrzeby ciepła i jego zmagazynowanie.

Według Instytutu Energetyki Odnawialnej w celu uzyskania udziału OZE powyżej 50% w ciepłownictwie jest wprowadzenie na szeroką skalę sezonowych magazynów ciepła, które pozwala na wyrównywanie podaży i zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim i zimowym.

Magazynowanie ciepła umożliwia przechowywanie ciepła lub chłodu w celu ich późniejszego wykorzystania. Magazyny ciepła można podzielić ze względu na kilka kryteriów [49]:

- Okres przechowywania ciepła – godziny, dni, miesiące
- Temperatury medium – niskotemperaturowe do 120°C, średnotemperaturowe (120°C - 500°C) oraz wysokotemperaturowe (powyżej 500°C)
- Systemy magazynowania ciepła ze względu na wykorzystanie:
 - Ciepła właściwego – jest to najtańszy i najprostszy sposób na magazynowanie ciepła, który odbywa się poprzez podniesie temperatury cieczy bądź ciała stałego;
 - Energii przemian fazowych (ang. Phase Change Material PCM) – opierająca się na działaniu substancji zmiennofazowej, która jest w stanie absorbować, akumulować i uwalniać energię w zakresie temperatury przemiany fazowej zastosowanego materiału. Materiały PCM można podzielić na organiczne (parafiny, kwasy tłuszczowe, ciecze jonowe) oraz nieorganiczne (uwodnione sole)
 - Przemian chemicznych – polega głównie na wykorzystaniu ciepła powstałego na skutek endotermicznych reakcji chemicznych. Energia cieplna może być odzyskana przez odwrócenie reakcji z dodatkiem katalizatora.

Rysunek 23. Klasyfikacja magazynów ciepła



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Enerad

2.7.3.2. Bateryjne zasobniki energii (akumulatory)

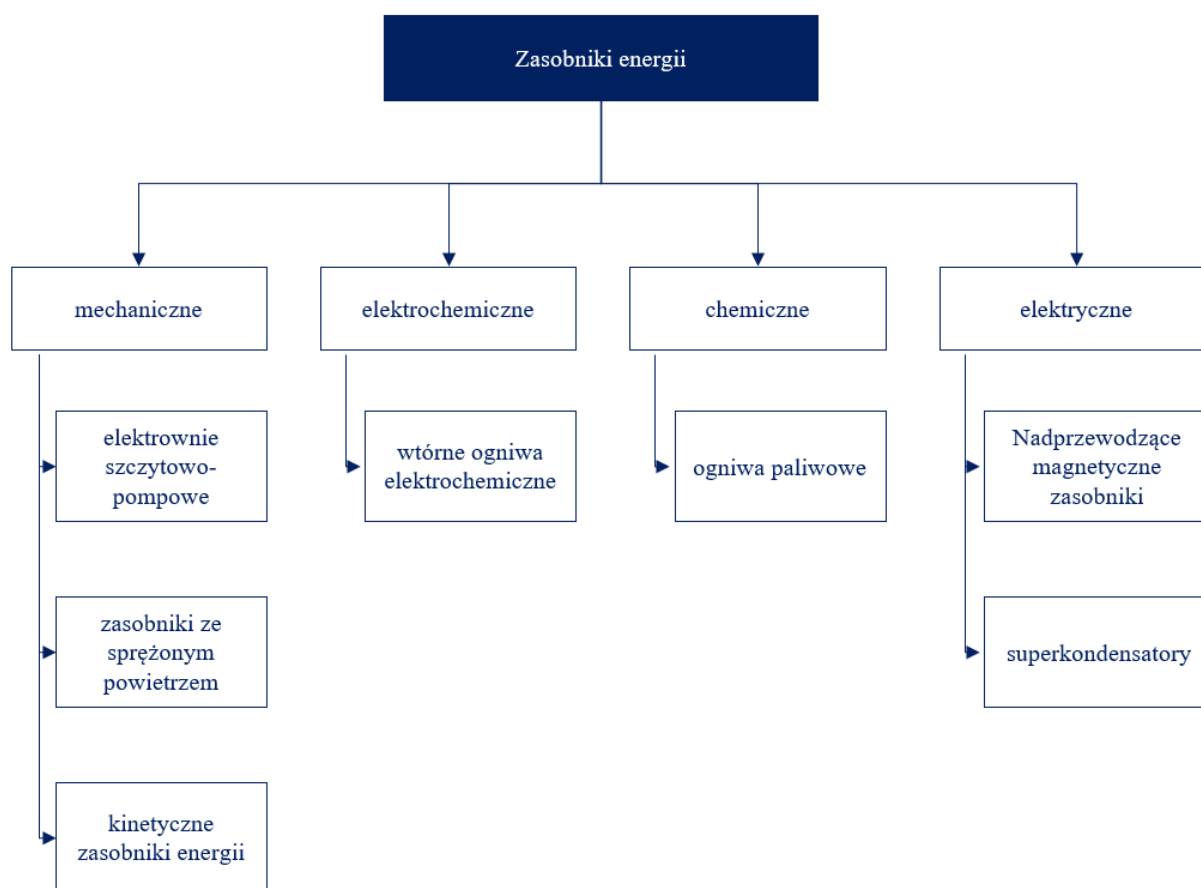
Koncepcja mikrosystemów elektroenergetycznych zakłada możliwość ich odłączania od krajowego systemu elektroenergetycznego, tj. poprzez ogólnodostępną sieć dystrybucyjną. Taki stan pracy nazywany jest wówczas pracą wyspową. W celu zapewnienia zdolności mikrosystemu do pracy w rozłącznym trybie z KSE, konieczne jest instalowanie urządzeń zdolnych do magazynowania chwilowych nadwyżek energii w celu ich późniejszego wykorzystania. Co więcej, obecność magazynów energii pozwala między innymi na zmniejszenie zmienności obciążenia linii elektroenergetycznych. Obserwowany obecnie rosnący udział odnawialnych źródeł energii (OZE) spowoduje zwiększanie zapotrzebowania na usługi związane z poprawą funkcjonowania systemów elektroenergetycznych zarówno w krótko jak i długo-okresowych horyzontach czasowych. Magazyny energii są jednym z kilku zasobów, które posiadają techniczną możliwość poprawy funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Najczęściej stosowany jest podział ze względu na zastosowaną technologię magazynowania:

- baterie akumulatorów;
- kinetyczne magazyny energii;

- superkondensatory;
- cewki nadprzewodzące;
- pneumatyczne magazyny energii;
- elektrownie szczytowo-pompowe;
- pojazdy elektryczne.

Nie wszystkie z zaprezentowanych powyżej technologii, dają możliwość wykorzystania do budowy wielkoskalowych magazynów energii, które są zdolne do magazynowania dużej ilości energii, dla potrzeb np. pracy wyspowej. Poniżej zaprezentowano podział technologii, które dzięki swojej specyfice są wykorzystywane w wielkoskalowych magazynach energii [44][48][49].

Rysunek 24. Wielkoskalowe technologie magazynowania energii



Źródło: Opracowanie własne na podstawie R. Sikora, M. Zeńczak: „Magazynowanie energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym”, Napędy i Sterowanie, nr 2, str. 61–66, 2011

- Elektrochemiczne zasobniki energii elektrycznej

Elektrochemiczne systemy magazynowania energii - przechowują energię w postaci chemicznej. Są wygodnym rodzajem magazynów energii elektrycznej, ponieważ nie wymagają dodatkowej infrastruktury i obecnie są szeroko wdrożone w systemach elektroenergetycznych.

- Litowo-jonowe zasobniki energii elektrycznej

Litowo-jonowe magazynowanie energii elektrycznej (ang. Lithium-ion energy storage) są coraz częściej wykorzystywane w zastosowaniach stacjonarnych, zarówno wielkoskalowych, jak i małoskalowych tzw. „za licznikiem”. Szybki czas reakcji, długi cykl życia i odpowiedni czas pracy przy maksymalnej mocy pozwalają na wykorzystanie tego typu zasobników do zastosowań dobowych, które wymagają częstych i głębokich cykli. Obecnie magazyny litowo-jonowe są wykorzystywane w regulacji częstotliwościowej oraz innych podstawowych usługach związanych z niezawodnością sieci, które pomagają operatorom systemów w utrzymaniu bilansu między obciążeniem, a zapotrzebowaniem w krótkich horyzontach czasowych (do kilka godzin). Przykładem takich zasobników w Polsce jest magazyn energii w Rzepedzi.

Zasobniki te znalazły również zastosowanie w magazynowaniu nadwyżek energii i rozładowywaniu w okresach zwiększonego zapotrzebowania, aby pomóc przedsiębiorstwom użyteczności publicznej w zaspokojeniu szczytowego zapotrzebowania. Ponadto, litowo-jonowe magazyny energii mogą być również używane do redukcji obciążenia sieci i odroczenia modernizacji systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

- Przepływowe zasobniki energii elektrycznej

Przepływowe magazyny energii elektrycznej (ang. Flow energy storage) są wykorzystywane głównie w zastosowaniach wielkoskalowych, w celu zapewnienia szeregu usług związanych z jakością energii i zarządzaniem energią, w tym w integracji farm fotowoltaicznych i wiatrowych do sieci energetycznej. Należy jednak zaznaczyć, że dotychczasowe wdrożenia w/w rozwiązań są minimalne w porównaniu do powszechnie stosowanych akumulatorów litowo-jonowych i elektrowni szczytowo-pompowych. Podstawowymi obszarami, w których zasobniki przepływowe mogą znaleźć zastosowanie to: zapewnienie mocy szczytowej i wsparcia napięcia końcowego,

odroczenie inwestycji w systemach dystrybucyjnych i przesyłowych oraz wyrównywanie obciążenia w podstacjach.

- Kwasowo-ołowiowe zasobniki energii elektrycznej

Od 2018 r. na całym świecie wdrożono 75 MW zasobników energii elektrycznej kwasowo-ołowiowych (lead-acid energy storage) do zastosowań sieciowych, co stanowi 2% wykorzystania magazynowania energii, pomijając elektrownie szczytowo-pompowe. Chociaż akumulatory kwasowo-ołowiowe do zastosowań magazynowania energii na średnią i dużą skalę są komercyjnie dostępne od dziesięcioleci, to ich niska gęstość energii i krótki cykl życia ograniczają stosowanie tej technologia w powszechnych zastosowaniach sieciowych.

Historycznie, akumulatory kwasowo-ołowiowe na skalę użytkową były używane do redukcji szczytów, kontroli częstotliwości, regulacji napięcia i zasilania w trybie czuwania. Obecnie jednak większość z tych zastosowań zastąpiły magazyny litowo-jonowe.

- Sodowo-siarkowe zasobniki energii elektrycznej

W 2018 r. na całym świecie wdrożono około 190 MW baterii sodowo-siarkowych (ang. Sodium-sulfur energy storage). Wysoka gęstość energii sprawia, że jest to pożądana technologia do zastosowań takich jak krótkoterminowa rezerwa mocy, arbitraż energetyczny i odroczenie modernizacji systemu przesyłowego. Jednak istotną wadą tych systemów jest ich wysoka temperatura pracy (300-350 °C).

- Mechaniczne zasobniki energii elektrycznej

Mechaniczne systemy magazynowania energii: elektrownie szczytowo-pompowe, magazynowanie energii sprężonym powietrzem oraz koła zamachowe są obecnie najczęstszą kategorią magazynowania energii na świecie. W 2020 r. wdrożono na świecie ok. 190 GW mocy w samach elektrowniach szczytowo-pompowych. Systemy te wytwarzają energię elektryczną, przekształcając energię kinetyczną lub potencjalną z powrotem do energii elektrycznej.

- Elektrownie szczytowo-pompowe

Elektrownie szczytowo-pompowe (ang. Pumped storage hydropower) są najbardziej rozwiniętą i szeroko skomercjalizowaną technologią magazynowania energii na całym świecie. ESP charakteryzuje się dużymi pojemnościami i długimi czasami działania, które sprawiają, że doskonale nadaje się do świadczenia usług systemowych takich jak:

rezerwa mocy, wygładzanie profili obciążenia, arbitraż cenowy. Elektrownie szczytowo-pompowe są ograniczone przez wymagania geograficzne i wysokie początkowe koszty kapitałowe.

- Magazyn na sprężone powietrze

Magazyn na sprężone powietrze (ang. Compressed Air Energy Storage - CAES) charakteryzuje się dużą pojemnością i może mieć wyjątkowo długie czasy działania od kilku godzin do kilku dni. Dzięki swoim właściwościom może świadczyć usługę takie jak: rezerwa mocy, łagodzenie profilu zapotrzebowania czy arbitraż energii. Wdrożenie CAES jest ograniczone przez unikalne wymagania geologiczne (potrzeba podziemnych jaskiń do magazynowania sprężonego powietrza).

- Koła zamachowe

Koła zamachowe (ang. Flywheels) to uznana, szeroko skomercjalizowana technologia magazynowania energii, wykorzystywana głównie w: zastosowanie na mniejszą skalę w porównaniu z innymi technologiami mechanicznego magazynowania energii, takimi jak ESP lub CAES. Koła zamachowe charakteryzują się szybkim ładowaniem i rozładowywaniem, stosunkowo niewielkimi potrzebami serwisowania i długą żywotnością. Systemy te są dedykowane do zapewnienia ciągłości zasilania w sytuacjach krótkotrwałych przerw i usług systemowych takich, jak krótkotrwała regulacja częstotliwości sieci. Chociaż koszty są porównywalne z innymi technologiami na podstawie mocy (\$/kW) to porównując koszty związane z pojemnością (\$/kWh), koła zamachowe są znacznie droższe niż porównywalne alternatywy, takie jak baterie, co ograniczyło ich zastosowanie poza specyficznymi przypadkami.

- Chemiczne zasobniki energii elektrycznej

Produkcja wodoru na dużą skalę z energii elektrycznej i jego wydajna konwersja na energię elektryczną jest obecnie na poziomie wstępnej komercjalizacji. Wodór, ze względu na koszty, nie jest obecnie w stanie konkurować z elektrochemicznymi zasobnikami energii elektrycznej, jednak technologia magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru jest przystosowywana do świadczenia usług w bardzo długich ramach czasowych, takich jak przesunięcie wiosennej nadwyżki energii odnawialnej do deficytów w okresach zimowych lub letnich.

- Ciepłne zasobniki energii elektrycznej – przechowywanie ciepła jawnego

Cieplne zasobniki energii to znana technologia, która polega na przechowywaniu energii albo w celu bezpośredniego zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło, albo do późniejszego wytwarzania energii elektrycznej. Technologia ta charakteryzuje się czasem działania do kilku godzin. W odróżnieniu od ESP i CAES nie podlega ograniczeniom geologicznym i często działa w połączeniu ze skoncentrowanymi systemami energii słonecznej. Cieplne zasobniki energii pozwalają na magazynowanie energii podczas szczytu produkcji i wykorzystaniu jej wieczorem lub rano.

- Elektryczne zasobniki energii elektrycznej – Superkondensatory

Superkondensator to urządzenie magazynujące energię poprzez ładunek statyczny. Te systemy mają dużą moc oraz niską pojemność. Superkondensatory są przydatne dla poprawy jakości energii, ponieważ mogą one często się ładować i rozładowywać wysokimi prądami przez krótki czas. Technologia ta nie jest używana do długoterminowego przechowywania energii, ale raczej do zasilania podczas przerw do 60 sekund z możliwością szybkiego ładowania.

Tabela 4. Parametry wielkoskalowych zasobników energii

Typ zasobnika energii elektrycznej	Rodzaj zasobnika	Stopień komercjalizacji	Typowy czas rozładowania przy maksymalnej mocy	Sprawność cyklu	Okres życia [lata]
Elektrochemiczne	Litowo-jonowy	Szeroko skomercjalizowany	Minuty do kilku godzin	86-88 %	15
	Przepływowy	Wstępna komercjalizacja	Kilka godzin	65-70 %	15
	Kwasowo-ołowiowy	Szeroko skomercjalizowany	Minuty do kilku godzin	79-85%	12
	Sodowo-siarkowy	Wstępna komercjalizacja	Kilka godzin	77-83%	15

Mechaniczne	Elektrownia szczytowo-pompowa (ESP)	Szeroko skomercjalizowany	Kilka godzin do kilku dni	70-85%	40
	Magazyn na sprężone powietrze	Wstępna komercjalizacja	Kilka godzin	50%	30
	Koła zamachowe	Szeroko skomercjalizowany	Sekundy do kilku minut	86-96%	20
Chemiczne	Paliwo wodorowe i ogniwa paliwowe	Wstępna komercjalizacja	Kilka godzin do miesięcy	35%	30
Ciepłne	Przechowywanie ciepła jawnego	Szeroko skomercjalizowany	Dni do tygodni	50-90%	20-30
Elektryczne	Superkondensatory	Wstępna komercjalizacja	Sekundy	97%	20

Źródło: Opracowanie własne na podstawie R. Sikora, M. Zeńczak: „Magazynowanie energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym”, Napędy i Sterowanie, nr 2, str. 61–66, 2011

3. Charakterystyka obszaru badanej mikrosieci

W tym rozdziale zostaną przedstawione metody doboru lokalizacji oraz podstawowe informacje dotyczące wytypowanego obszaru, spełniającego wymogi wdrożenia mikrosieci. Wszelkie pozyskane dane i informacje użyte do poniższych rozdziałów, pochodzą z zasobów Gminnych oraz Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Z uwagi na charakter danych szczegółowe informacje nie zostają ujawnione. Badanie ma na celu ukazanie możliwości realizacji wdrożenia mikrosieci w KSE, na przykładzie gminy o danych charakterystycznych cechach.

3.1. Dobór lokalizacji

Na potrzeby przeprowadzenia badania założono, że wybór lokalizacji będzie obejmował obszar działania PGE Dystrybucja S.A. będący gminą wiejską ze względu na możliwość rozwoju źródeł PV u odbiorców oraz obszary, które są zasilane tylko jedną linią średniego napięcia. Taka budowa sieci pozwala w łatwiejszy sposób wyznaczyć potencjalną mikrosieć, z uwagi na możliwość utworzenia jednego punktu styku wyznaczonego samobilansującego się obszaru z siecią Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Wybór miejsca do przeprowadzenia badań, zgodnie ze specyfiką mikroukładów elektroenergetycznych, musi posiadać cechy, które umożliwią w techniczny sposób wdrożenie mikrosieci. Poniżej znajdują się kryteria doboru lokalizacji, oraz opisy dotyczące wybranego miejsca pilotażu.

Tabela 5. Kryteria wyboru lokalizacji

Kryteria	Opis
Uzasadnienie wyboru.	Na terenie gminy zainstalowana jest mała ilość źródeł prosumenckich. Gmina zasilana jest w normalnym układzie z jednej linii SN.
Sieć:	Spełnia/Nie spełnia i opis
Istniejące problemy z doprowadzeniem dodatkowej wymaganej sieci zasilającej obszar potencjalnej mikrosieci.	Spełnia. Brak uwzględnienia w planach OSD.
Zasilanie wskazanych lokalizacji odbywa się z jak najmniejszej liczby linii SN.	Spełnia - zasilanie obszaru odbywa się w układzie normalnym z jednej linii SN.
Baza klientów:	Spełnia/Nie spełnia i opis

Kryteria	Opis
Zróźnicowana baza klientów (taryfy B, C i G) o zróźnicowanych profilach konsumpcji energii elektrycznej.	Spełnia
W lokalizacji występują źródła i mikro źródła wytwórcze przyłączone do sieci SN i nn.	Na ten moment nie występują.
Preferowane są OZE.	Spełnia
Magazynowanie energii (kryteria dodatkowe):	
Istniejący magazyn energii, np. mała elektrownia wodna z możliwością podpiętrzania, magazyn biogazu.	Nie spełnia
Możliwość spiętrzenia cieków wodnych na obszarze mikrosieci.	Nie spełnia
Możliwość budowy magazynu energii w innej technologii, np. baterii akumulatorowych, magazynu biogazu, itp.	Brak informacji
Inne informacje	Uzupełnienie
Informację o poborze maksymalnym godzinowym energii w danej lokalizacji, który wystąpił w ostatnim roku (jeśli istnieje odpowiednie opomiarowanie danego obszaru).	Brak szczegółowych danych godzinowych dla obszaru, szacuje się że szczytowe obciążenie wynosi około 550 kW.
Informację o zasobnikach energii dostępnych w tej lokalizacji potencjalnie do wykorzystania w mikrosieci oraz opis ich charakterystyki.	Brak danych

Źródło: Opracowanie własne

Mikrosieć będzie tworzyć mikrosystem zdolny do samodzielnego funkcjonowania, nawet bez połączenia z siecią KSE. Mikrosystem zgodnie z wymogami przedstawionymi w rozdziale 2.4.3, będzie zasilany ze źródeł rozproszonych, zbudowanych w lokalizacjach odbiorców bądź w postaci farm fotowoltaicznych, w zależności od wyników analizy doboru źródeł. Będzie wyposażony również w systemy wspomagania dyspozytorskiego (miniSCADA z funkcjami wspierającymi regulację częstotliwości i mocy) oraz w systemy pomiarowo-rozliczeniowe.

Operatorem systemu będzie podmiot z koncesją jako OSDn, zasady funkcjonowania będą regulowały procedury wymagane przez regulacje.

W ramach przeprowadzonej analizy lokalizacji wytypowano do dalszych analiz Gminą Miastkowo. Natomiast na podstawie wewnętrznych analiz sieci elektroenergetycznej, odbiorców i potencjalnych prosumentów oraz ze względu na innowacyjność pilotażu obszar mikrosieci został ograniczony do części wsi Miastkowo obejmująca 8 stacji SN/nN, który został opisany w punkcie 3.3.

3.2. Opis gminy

Gmina Miastkowo położona jest na granicy województwa mazowieckiego i podlaskiego, w zachodniej jego części, w powiecie łomżyńskim przy trasie Łomża-Ostrołęka. Gmina Miastkowo graniczy z następującymi gminami: Zbójna, Nowogród, Łomża, Śniadowo (powiat łomżyński, województwo podlaskie) oraz z gminami: Lelis, Rzekuń, Troszyn (powiat ostrołęcki, województwo mazowieckie).

Rysunek 25. Położenie gminy Miastkowo na mapie Polski



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 26. Lokalizacja gminy Miastkowo na mapie regionu



Źródło: Google Maps

Gmina Miastkowo zajmuje obszar o powierzchni 114,85 km². 30,9% terenu gminy pokrywają lasy, a prawie 70% - użytki rolne. W skład Gminy Miastkowo wchodzi 21 sołectw oraz 23 miejscowości, z których najwięcej mieszkańców posiada Miastkowo – siedziba władz gminnych [12].

Według danych Głównego Urzędu Statystycznego na dzień 30 czerwca 2021 roku na terenie Gminy Miastkowo zamieszkiwało 4 211 osób [67].

Tabela 6. Stan ludności faktycznie zamieszkującej teren gminy

Wyszczególnienie	Jedn. miary	2016	2017	2018	2019	2020	IV 2021
Ogółem	osoba	4 294	4 257	4 230	4 218	4 216	4 211
Mężczyźni	osoba	2 182	2 160	2 144	2 130	2 134	2 138
Kobiety	osoba	2 112	2 097	2 086	2 088	2 082	2 073

Dane: GUS

Na terenie Gminy Miastkowo w 2021 roku istniało 268 podmiotów gospodarki narodowej, z czego sektor prywatny reprezentowało 261 podmiotów a sektor publiczny 7 podmiotów.

Największą grupą są osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, których w 2021 roku było 221, co stanowi wzrost ok. 15% względem roku 2020 [67].

Zgodnie z danymi GUS pochodzącymi z Powszechnego Spisu Rolnego z 2010 r. na terenie Gminy Miastkowo działało 658 gospodarstw rolnych. Dominują gospodarstwa o powierzchni od 1 do 5 ha stanowiące 30,09% ogółu gospodarstw. Na terenie Gminy nie brakuje również dużych gospodarstw rolnych o powierzchni powyżej 15 ha, które liczba kształtuje się w okolicy 130 i zajmują one łącznie ok. 20% wszystkich gospodarstw [13].

Na terenie Gminy Miastkowo na koniec 2020 roku istniało 1 159 budynków mieszkalnych, w tym 1 176 mieszkań, których powierzchnia użytkowa wyniosła 113 236 m². Ok. 88% mieszkań wyposażonych jest w wodociąg a tylko ok. 61% w system centralnego ogrzewania. W gminie nie występują mieszkania podłączone do sieci gazowej. W Gminie zaobserwować można wzrost liczby mieszkań, który w roku 2020 wynosił 15 mieszkań o średniej powierzchni użytkowej wynoszącej ok. 170 m².

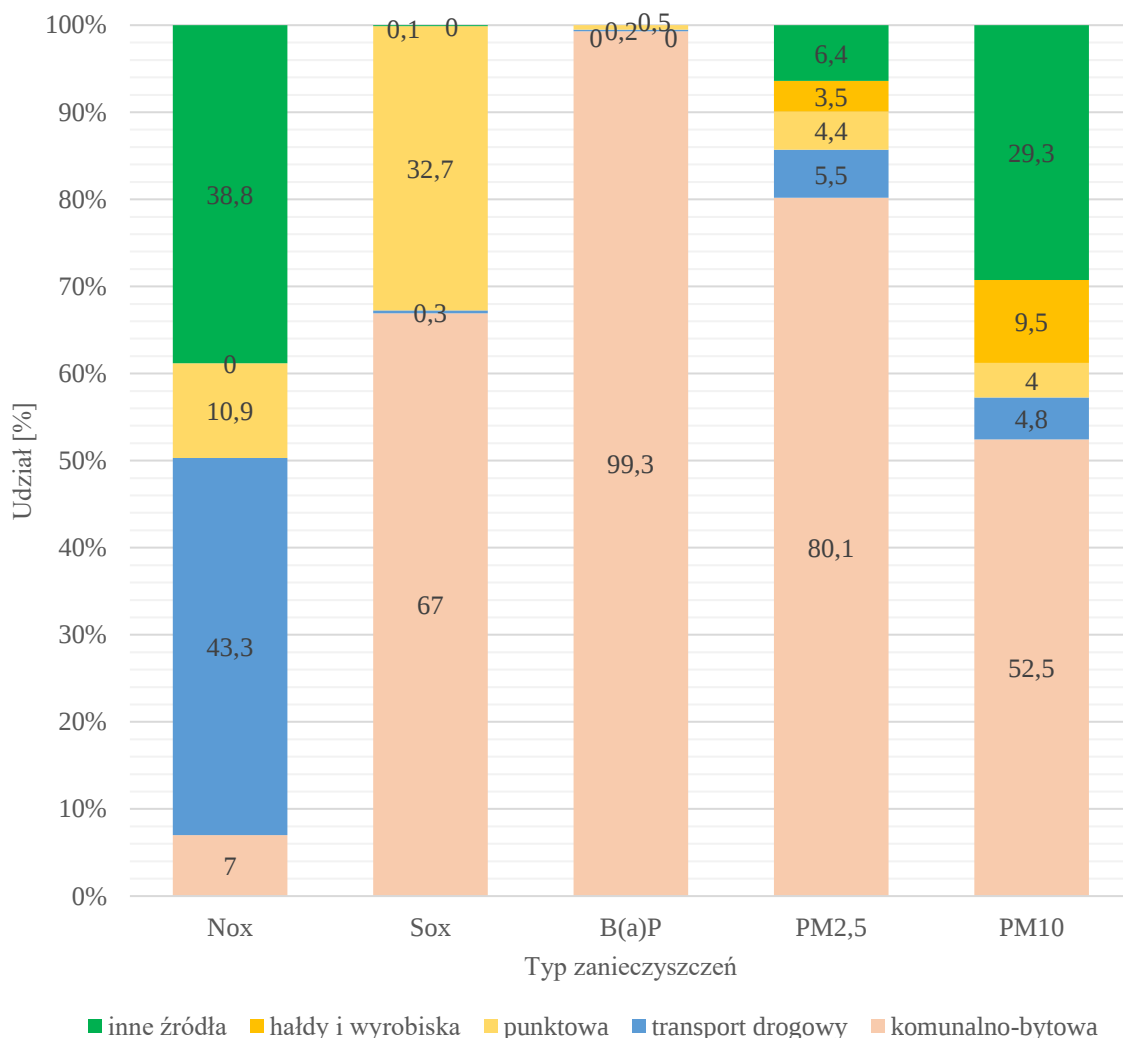
W 2020 roku na terenie Gminy Miastkowo, długość wodociągów wyniosła 90,5 km a teren Gminy Miastkowo nie jest skanalizowany. Ścieki komunalne z terenu gminy oczyszczane są w instalacjach przydomowych lub przechowywane w zbiornikach bezodpływowych. Z wodociągów korzystało w 2020 roku ok. 82% ludności, zużywając średniorocznie ponad 41 m³ wody [13].

Na terenie Gminy Miastkowo nie funkcjonuje sieć ciepłownicza ani gazowa. Dostępna jest natomiast infrastruktura energetyczna zaopatrująca mieszkańców w energię elektryczną. Ponadto przez obszar gminy przebiega dwutorowa napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV Ełk – granica RP [13] (LitPol Link o mocy 500MW obecnie do 1000MW planowane).

Głównym, lokalnym źródłem zanieczyszczeń dla województwa podlaskiego jest emisja z domów ogrzewanych indywidualnie oraz komunikacja samochodowa, na obszarach bezpośrednio sąsiadujących z drogami o znacznym natężeniu ruchu. Zakłady przemysłowe o istotnej emisji nieorganizowanej lub emitowanej poprzez niskie emitery, mogą również bezpośrednio wpływać na jakość powietrza w ich sąsiedztwie. W dalszym ciągu podstawowym nośnikiem energii pierwotnej w gospodarce narodowej jest węgiel kamienny, w wyniku spalania którego powstają uciążliwe zanieczyszczenia powietrza: pyły zawieszone oraz wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne WWA (w tym benzo(a)piren). Do substancji mających największy udział w emisji zanieczyszczeń należą: dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, tlenki azotu, tlenek węgla i pyły. Pozostałe zanieczyszczenia emitowane z zakładów przemysłowych wynikają z rodzaju produkcji i stosowanej technologii. Do najczęściej

występujących zanieczyszczeń technologicznych należą: alkohole alifatyczne i ich pochodne, kwasy organiczne, ich związki i pochodne, węglowodory pierścieniowe, węglowodory alifatyczne i ich pochodne oraz w mniejszej ilości inne zanieczyszczenia związane ze specyfiką produkcji [20].

Rysunek 27. Udziały źródeł emisji w poszczególnych zanieczyszczeniach powietrza w województwie podlaskim [20]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie - GIOŚ

W 2019 r. z sektora komunalno-bytowego wprowadzono: 6 908 982 kg pyłu zawieszonego PM10 oraz 6 779 990 kg pyłu zawieszonego PM 2,5. Wielkość emisji benzo(a)pirenu, w roku oceny, wyniosła 4 176,7 kg. Wielkości zanieczyszczeń gazowych wyemitowanych przez sektor komunalno-bytowy w 2020 r. wynosiły: 4 036 808 kg SOx i 1 526 701 kg NOx. Niska emisja z gospodarki komunalnej jest głównym emitentem zanieczyszczeń do atmosfery w województwie podlaskim.

Transport drogowy jest istotnym źródłem emisji tlenków azotu - 43%, tlenków siarki i w mniejszej ilości pyłów: PM10-4,8%; PM2,5– 5,5%. W 2019 r. z sektora komunikacyjnego wprowadzonych do powietrza zostało 9 480 703 kg NO_x i 18 166 kg SO_x [20].

W strefie podlaskiej, nie odnotowuje się przekroczeń zanieczyszczeń gazowych: dwutlenku siarki, tlenków azotu, tlenku węgla, benzenu oraz zawartości metali ciężkich oznaczanych w pyłe zawieszonym PM10, wyniki pomiarów w strefie podlaskiej przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Podsumowanie wyników oceny ze względu na ochronę zdrowia, strefa podlaska

Zanieczyszczenie	Klasa strefy
SO ₂	A
NO ₂	A
S ₂ H ₆	A
CO	A
O ₃ (wg poziomu docelowego)	A
O ₃ (wg poziomu cel długoterminowego)	D2
PM10 (klasa strefy)	C
PM10 (Klasa strefy dla czasu uśredniania – 24 godz.)	C
PM10 (klasa strefy dla czasu uśredniania – rok)	A
Pb	A
As	A
Cd	A
Ni	A
B(a)P	C

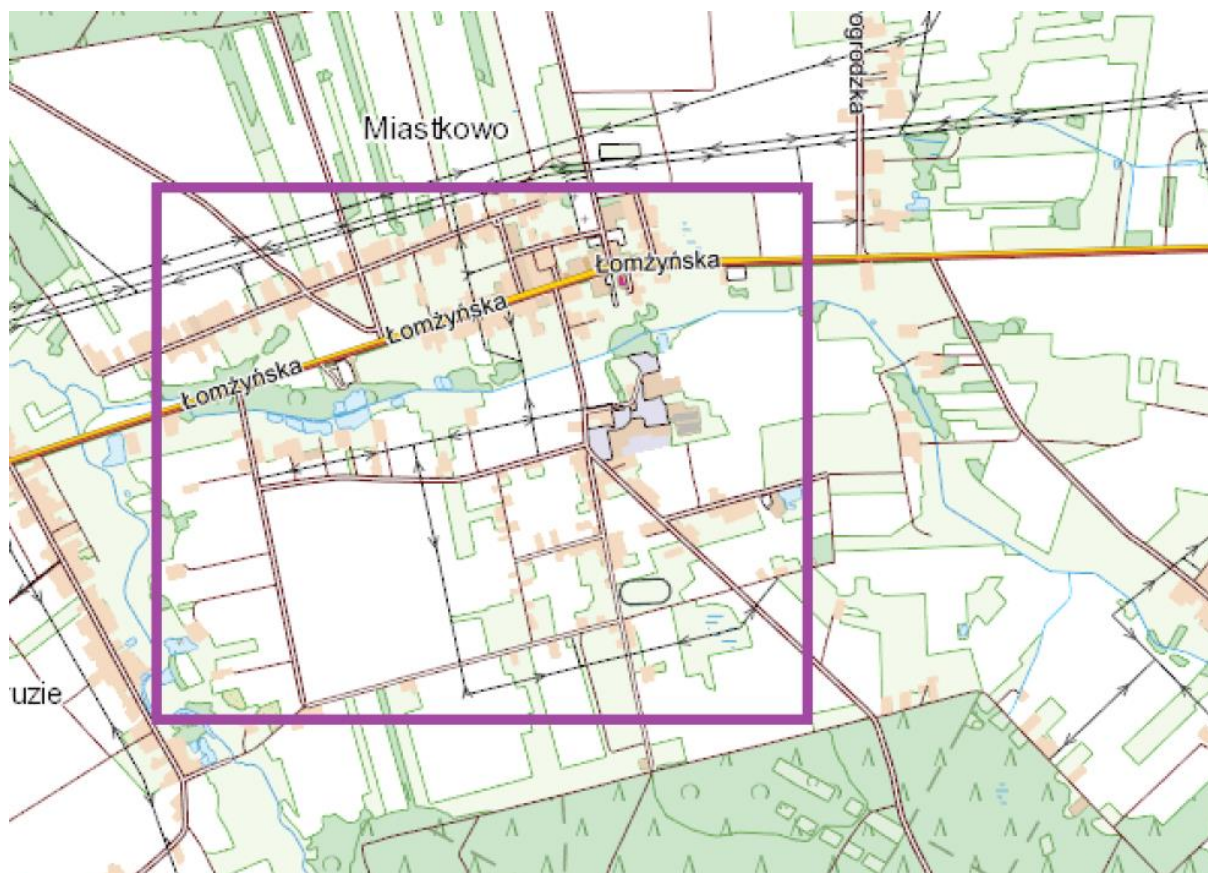
Źródło: Roczna ocena jakości powietrza w województwie podlaskim. Raport wojewódzki za rok 2020

3.3. Obszar mikrosieci

Na podstawie analiz sieci elektroenergetycznej oraz odbiorców i potencjał wytwarzania energii elektrycznej przyjęto, że w badaniu zostanie przeanalizowana część wsi Miastkowo o powierzchni ok. 2,75 km², która obejmuje obszar 7 stacji SN/nN obejmujący 261 odbiorców z czego przeważająca większość to odbiorcy komunalni. W obszarze mikrosieci, poza odbiorcami komunalnymi, znajduje się jeden obiekt przemysłowy przyłączony do sieci SN (Tartak Miastkowo), a także budynki użyteczności publicznej (Urząd Gminy, Budynek OSP Miastkowo, Gminny Ośrodek Kultury, Szkoła, stacja benzynowa). Zmniejszenie liczby stacji SN/nN do analizy wynika z faktu, że wybrana obszar mikrosieci znajduje się w centralnej części wsi Miastkowo o bardziej skupionej zabudowie przekładającej się na liczbę odbiorców na km² obszaru badania, pozostałe stacje zasilają grupy odbiorców rozlokowanych w dużych odległościach od siebie. Posiada również najbardziej zwartą zabudowę z największym potencjałem prosumenckim w całej Gminie. Warto zaznaczyć, że struktura sieci elektroenergetycznej we wsi Miastkowo ma wyłącznie jedno połączenie z siecią SN, co predysponuje do utworzenia możliwości pracy wyspowej układu.

W stanie docelowym na części terenu gminy Miastkowo powstanie mikrosieć zdolna do samodzielnego zaopatrywania w energię elektryczną 261 odbiorców, których obecne i planowane instalacje prosumenckie są lub będą przyłączone do tej sieci. Na rysunku 9 przedstawiono mapę z zaznaczonym obszarem, na którym powstanie pilotażowa Mikrosieć Miastkowo.

Rysunek 28. Fragment wsi Miastkowo objęty budową mikrosieci



Źródło: Open Street Map

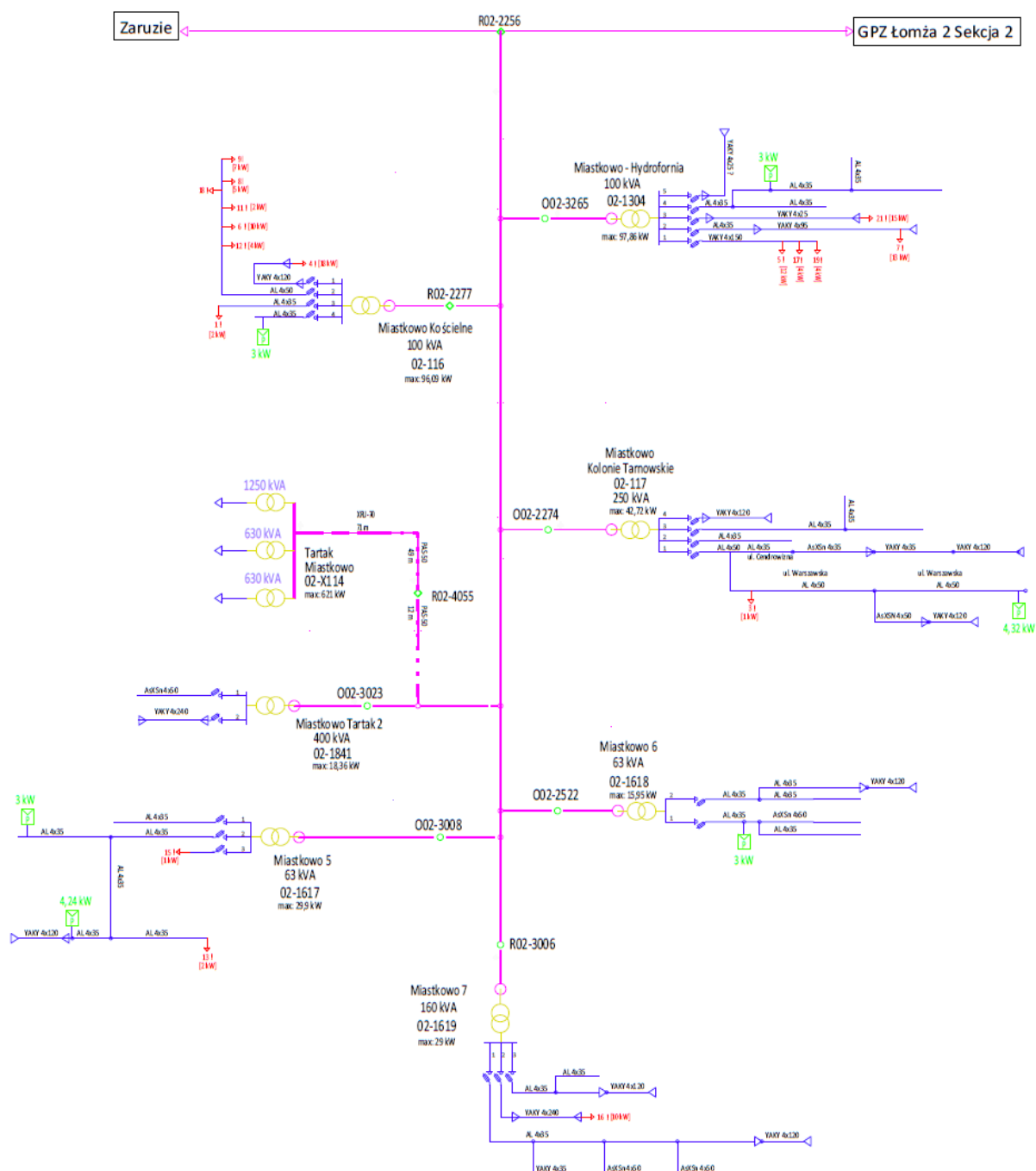
Miastkowo charakteryzuje się słabymi warunkami wietrznymi i przeciętnymi warunkami nasłonecznienia terenu. Średnia prędkość wiatru odnotowana przez IMGW w tej części województwa podlaskiego wynosi ok. 1,75 m/s, zaś średnie nasłonecznienie terenu (zakładając optymalny kąt nachylenia modułów PV do powierzchni) wynosi 1000 – 1100 kWh/m². W związku z tym należy zmaksymalizować możliwości produkcji energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych w przypadku instalacji OZE na terenie Miastkowa.

W celu zapewnienia dodatkowych, rezerwowych źródeł energii należy skoncentrować się na źródłach konwencjonalnych. Niestety Miastkowo nie posiada dostępu do gazociągu sieciowego, jak również region nie wykazuje znaczącego potencjału w uprawach roślin energetycznych, które mogłyby posłużyć do uzyskiwania biogazu rolniczego. Na uwagę zasługuje fakt, że w odległości ok. 3 km od Miastkowa znajduje się wysypisko śmieci, które może w przyszłości stanowić potencjał do uzyskiwania biogazu odpadowego.

3.3.1. Struktura sieci elektroenergetycznej obszaru mikrosieci

Mikrosieć obejmuje linię 15 kV, przyłączoną do GPZ Łomża 2 z odgałęzieniami do transformatorów 15/0,4 kV na wybranym obszarze wsi Miastowo oraz sieci nN zasilane z tych transformatorów. Założono, że odgałęzienia sieci 15 kV zasilające transformatory 15/0,4 na pozostałym obszarze gminy nie wchodzi do mikrosieci Miastkowo (MsM). W celu przeprowadzenia niniejszego badania, na obszarze mikrosieci, zamontowane zostało opomiarowanie rozliczeniowe wszystkich odgałęzień, jak również u wszystkich odbiorców wytypowanego obszaru sieci. Na potrzeby projektu, mikrosieć traktowana jest tak jakby była przyłączona do GPZ, bez innych odgałęzień. Schemat sieci tworzącej mikrosieć przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 29. Schemat sieci we wsi Miastkowo



Źródło: OSD

Obecna sieć elektroenergetyczna na terenie realizacji Mikrosieci Miastkowo składa się z:

- połączenia z siecią SN PGE Dystrybucja S.A. od strony północnej Miastkowa (linia GPZ Łomża 2 – Zaruzie),
- głównego ciągu zasilania odbiorców z sieci SN za pomocą połączeń napowietrznych,
- 8 stacji transformatorowych SN/nN,
- około 261 odbiorców końcowych, w tym większość odbiorców komunalnych

3.3.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w obszarze mikrosieci

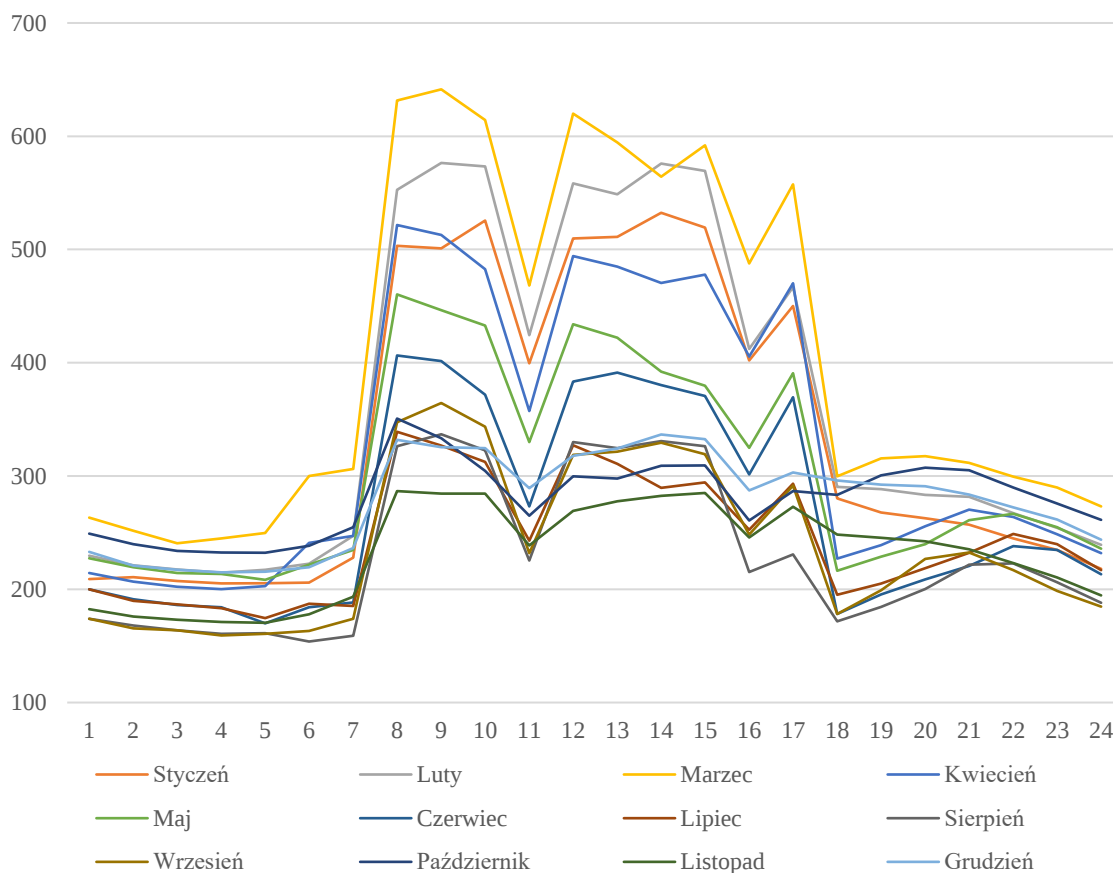
Na badanym obszarze mikrosieci zidentyfikowano 261 odbiorców energii elektrycznej, których przyłączeniowa moc umowna wynosi ok. 3,9 MW, a roczne zużycie energii w roku 2023 kształtowało się na poziomie ponad 2,5 GWh. Największą grupą ponad 67% odbiorców stanowią mieszkańcy korzystający z taryfy G11, którzy zużywają rocznie ok. 13% energii elektrycznej w badanym obszarze mikrosieci. Największym odbiorcą energii elektrycznej jest odbiorca w taryfie B23, który zużywa ok. 66% energii elektrycznej w mikrosieci.

Tabela 8 Zużycie energii elektrycznej z podziałem na poszczególne stacje SN/nN

Stacja	Moc umowna [kW]	Moc źródeł [kW]	Energia pobrana w 2023 r. [kWh]	Liczba odbiorców [szt.]
02-116	585	18	259 463	59
02-117	741	13	177 896	40
02-1304	894	28	471 847	107
02-1617	208	7	105 882	24
02-1618	279	11	41 952	10
02-1619	296		62 133	14
02-1841	50		28 847	7
02-X114	800		1 410 877	1
Suma:	3 853	78	2 558 898	261

Źródło: OSD

Rysunek 30. Dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, z podziałem na miesiące



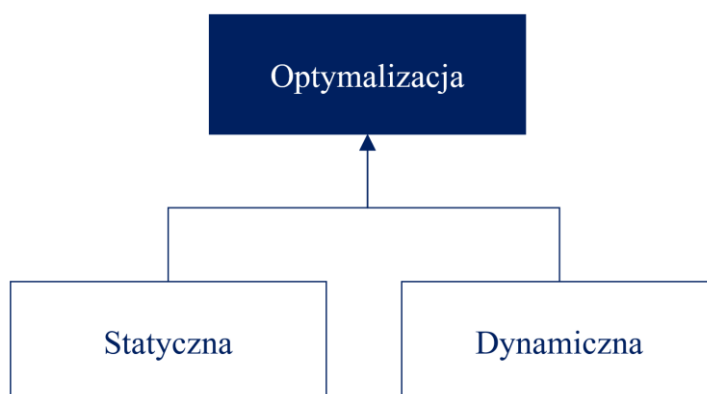
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych OSD

4. Optymalizacja

Optymalizacja to działania zmierzające do uzyskania możliwie najlepszego wyniku w danych okolicznościach. Zoptymalizowanym rozwiązaniem może być zarówno maksimum jak i minimum określonego wskaźnika. W podejmowaniu działań nie ma jednej skutecznej metody rozwiązania wszystkich problemów optymalizacyjnych. W tym celu opracowano wiele metod optymalizacyjnych, do rozwiązywania różnych typów problemów.

W ramach optymalizacji można wyróżnić główny podział na optymalizację statyczną oraz dynamiczną. Dla optymalizacji statycznej zarówno wskaźnik jakości jak i ograniczenia są wielkościami statycznymi, a ich wartość optymalna jest punktem. Inaczej sprawa wygląda w optymalizacji dynamicznej, która polega na poszukiwaniu takiego ciągu decyzji w danym przedziale czasowym, który zapewni ekstremum pewnego wskaźnika jakości zależącego od przebiegu zmiany tej decyzji, określanym w całym przedziale czasu. [4] [11]

Rysunek 31. Podstawowy podział metod optymalizacji



Źródło: Opracowanie własne na podstawie, Andrzej Stachurski, Andrzej P. Wierzbicki, Podstawy optymalizacji, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2001.

Optymalizacja budowy i działania mikrosystemu elektroenergetycznego zaproponowana w niniejszej pracy, opiera się na wyznaczeniu struktury mocy zainstalowanej oraz pojemności zasobników energii elektrycznej, produkcji energii elektrycznej, przepływu mocy z i do zasobników energii z pomocą sieci dystrybucyjnej, ograniczeniu generacji oraz budowy nowych linii pozwalających na techniczną możliwość pracy wyspowej. Ze względu, że niektóre z podanych powyżej parametrów, są zależne od czasu, to rozpatrywany przypadek będzie oparty o optymalizację dynamiczną.

5. Problem badawczy

5.1. Cel pracy

Celem niniejszej pracy doktorskiej jest opracowanie i weryfikacja symulacyjna nowej kompleksowej metody optymalizowania mikrosystemu elektroenergetycznego, minimalizującej wycenę krańcowego kosztu energii elektrycznej oraz śladu węglowego przy zachowaniu potrzeb odbiorców. W pracy zostanie wykorzystane narzędzie autorskie narzędzie Microgrid Design and Simulation (MDS).

5.2. Sformułowanie problemu badawczego

Aby zrealizować postawiony cel rozprawy, autor pracy formułuje następującą tezę: *W procesie projektowania mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia AC/DC, umożliwiającego pracę wyspową, możliwe jest zastosowanie narzędzia MDS wykorzystującego algorytmy optymalizujące krańcowy koszt energii elektrycznej, jako skutecznego rozwiązania umożliwiającego weryfikację techniczną funkcjonowania sieci w trybach pracy wyspowej. Otrzymane wyniki z wykorzystaniem narzędzia MDS w rozpatrywanym problemie dla różnych kryteriów, są porównywalne co do jakości z rozwiązaniami uzyskanymi przy użyciu innych metod optymalizacji dynamicznej.*

W celu udowodnienia tezy rozprawy oraz osiągnięcia przedstawionego celu w pracy, należy zdefiniować oraz przeprowadzić odpowiednie badania o charakterze teoretycznym oraz praktycznym. W części teoretycznej rozprawy należy wykonać następujące czynności:

- sformułować zadania optymalizacyjne dotyczące optymalnego doboru konfiguracji i stanów pracy układu wyspowego, zaprojektowanej infrastruktury sieciowej mikrosystemu elektroenergetycznego;
- opracować modele matematyczne umożliwiające wyznaczenie krańcowych kosztów energii elektrycznej w zaprojektowanej mikrosieci;

W części praktycznej realizowanej pracy będą zawarte następujące czynności:

- wykonanie przykładowych symulacji funkcjonowania mikrosystemu elektroenergetycznego, polegające na 24 godzinnej pracy układu w trybie wyspowym;
- wykonanie symulacji obciążenia układu sieciowego w zaprojektowanej mikrosieci;
- analizę wykonanych wyników obliczeń i symulacji, w tym analizę wrażliwości otrzymanych wyników.

W końcowej części rozprawy zostaną sformułowane wnioski oraz przedstawione kierunki dalszych możliwych prac badawczych, dotyczących głównie tematyki niniejszej pracy.

5.3. Wykorzystane narzędzia do badań

5.3.1. Kryteria doboru narzędzi

Dobór, optymalizacja i działanie systemu dystrybucyjnego zaproponowanego w tej pracy opiera się na wyznaczeniu struktury mocy zainstalowanej oraz pojemności zasobników energii, produkcji energii elektrycznej, przepływu mocy jak również zaprojektowaniu struktury sieci pozwalającej na pracę w trybie wyspowym (offgrid). Ze względu na wyżej wymienione parametry, które zależą od funkcji czasu, jest to przypadek optymalizacji dynamicznej. Wykorzystane narzędzia w temacie badawczym, zostały dobrane pod kątem kompatybilności danych dla stworzonego arkusza kalkulacyjnego w MS Excel.

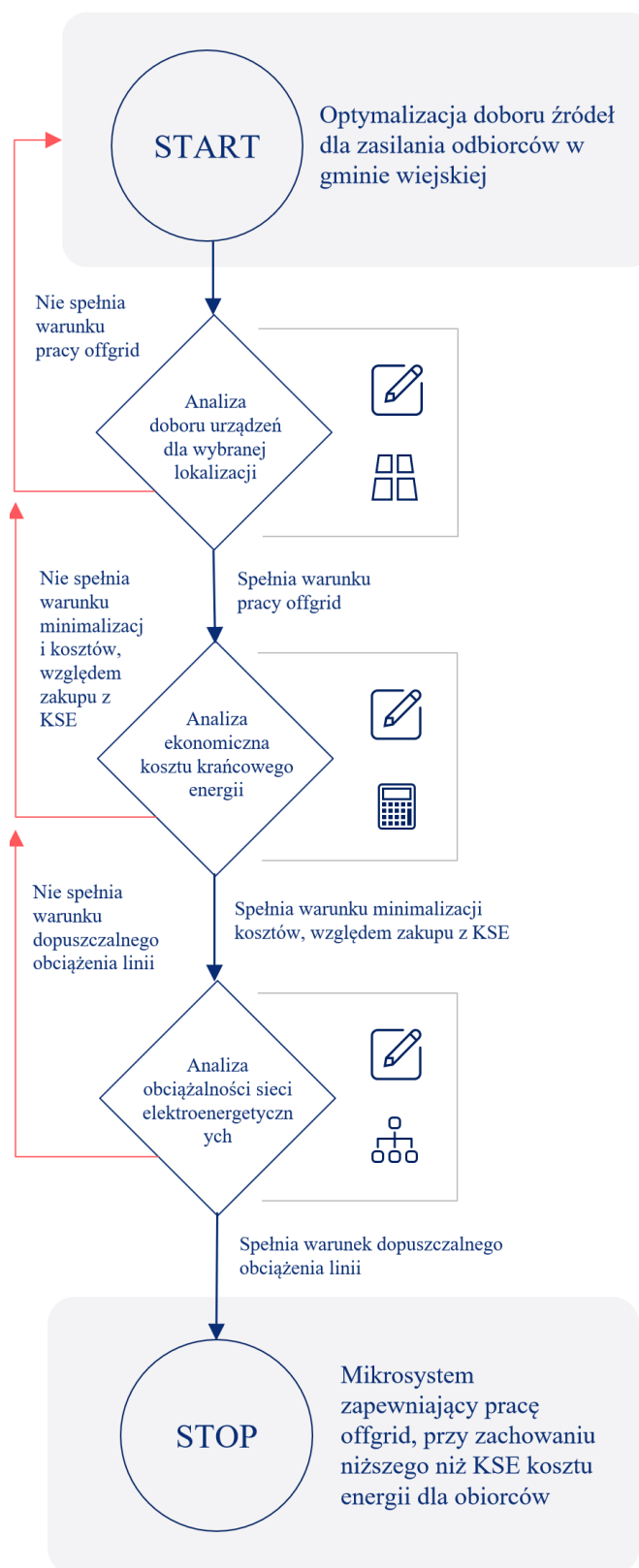
Rysunek 32. Schemat współpracy wykorzystywanego oprogramowania w temacie badawczym



Źródło: Opracowanie własne

Dobór i klasyfikacja użycia poszczególnych narzędzi jest kluczowa dla zbadania pełnego łańcucha wartości projektowanej mikrosieci, począwszy od doboru źródeł dla wybranej lokalizacji, obliczenia opłacalności inwestycji, w tym krańcowy koszt energii dla odbiorców, a skończywszy na obliczeniu oraz symulacji technicznej wykonalności wdrożenia urządzeń i źródeł do infrastruktury sieciowej. W ramach prowadzonych badań, każdy z wykorzystywanych narzędzi pozwoli uzyskać informację wynikową będącą wsadową daną do kolejnego zadania.

Rysunek 33. Uproszczony schemat działania na narzędziach w ramach projektowania mikrosystemu elektroenergetycznego



Źródło: Opracowanie własne

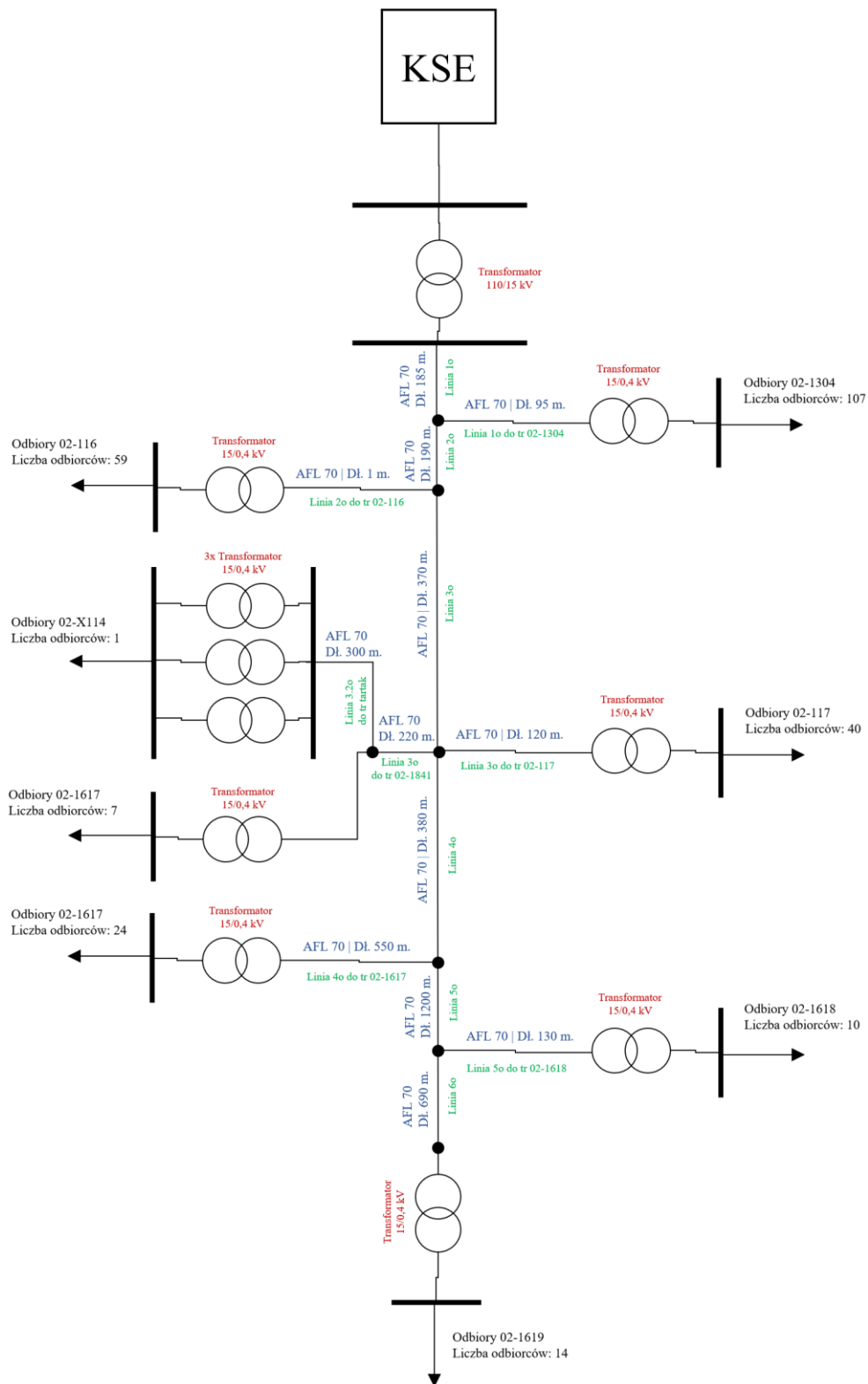
5.3.2. Opis metod obliczeniowych rozplywów sieciowych w NEPLAN

Neplan to zaawansowane narzędzie inżynierskie, służące do analizy, planowania, optymalizacji oraz symulacji funkcjonowania infrastruktury sieciowej. Oprogramowanie zbudowane jest w modułowej koncepcji, co pozwala według własnych założeń oraz działań matematycznych, dokonywać obliczeń na sieci. Program dostosowany jest do obliczeń w sieciach dystrybucyjnych, przesyłowych, wytwórczych oraz przemysłowych. Neplan prócz możliwości obliczeń w stanie ustalonym, dotyczących jakości i optymalizacji zasilania oraz projektowania zabezpieczeń na infrastrukturze sieciowej, pozwala na szczegółowe modelowanie elektrowni wiatrowych i słonecznych wraz z ich sterownikami do symulacji dynamicznych.

Sieci elektroenergetyczne charakteryzują się znaczną zmiennością obciążeń w czasie. Zmiany te mogą przebiegać w sposób regularny, co ma związek z porą dnia oraz roku lub przypadkowe, związane z aktualnymi warunkami atmosferycznymi. W terenowych sieciach elektroenergetycznych niezbędne jest wykorzystanie metody wyznaczania obciążeń stacji, aby mieć pewność, że przy określonych komponentach mikrosystemu linie elektroenergetyczne będą zdolne do dystrybucji energii w zamierzonym wymiarze [8][7].

Jednym z najważniejszych parametrów charakteryzujących linie napowietrzne jest ich dopuszczalna obciążalność prądowa. Określona jest wartością prądu, przy której przewody robocze nagrzewają się do temperatury granicznej roboczej. Jest ona definiowana dla ściśle określonych warunkach atmosferycznych i założonej temperatury granicznej przewodów roboczych. W badanej infrastrukturze sieciowej występują następujące typy linii elektroenergetycznych:

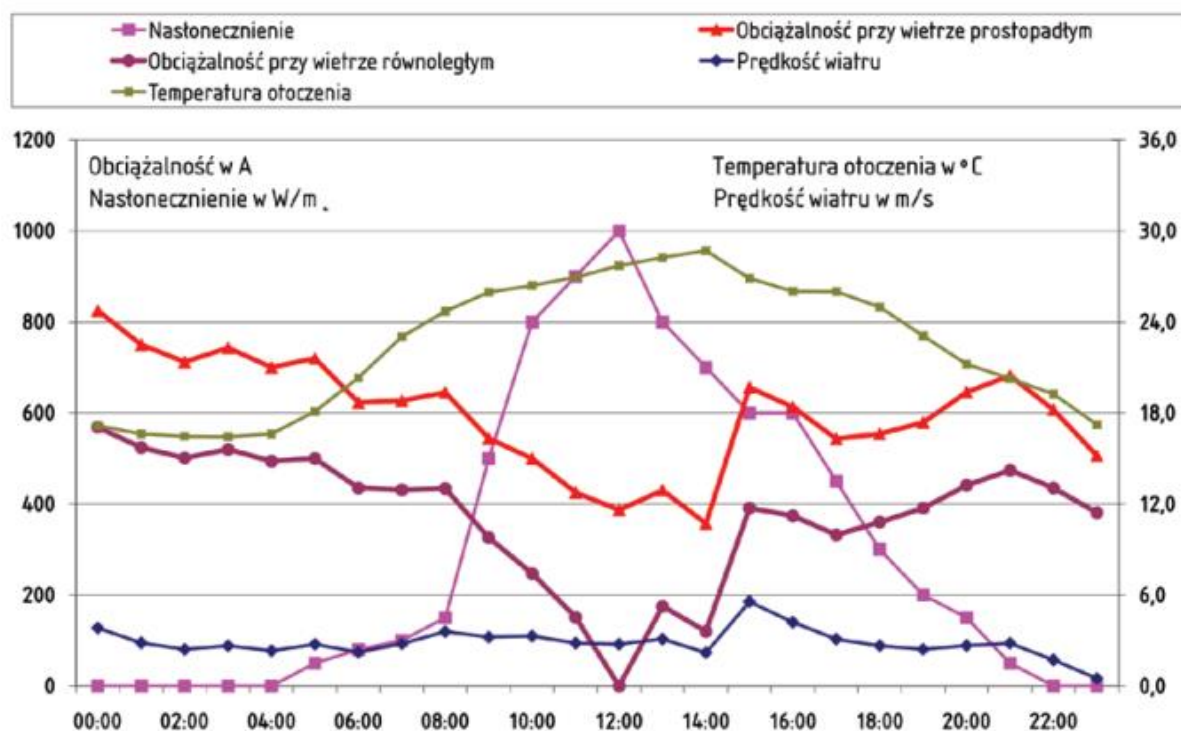
Rysunek 34. Uproszczony schemat sieci, wraz z typami linii elektroenergetycznych w Miastkowie



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych z OSD.

Nieodłącznym elementem stosowania dopuszczalnej obciążalności linii jest ryzyko przekroczenia jej wartości w prowadzeniu ruchu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. W prowadzonym badaniu, to wpływ źródeł energii oraz odbiorców będzie miało wpływ na wartości obciążalności linii elektroenergetycznych w obszarze mikrosieci. Aby dokładniej przebadać techniczną możliwość pracy mikrosystemu, należy przeprowadzić symulacje dla granicznych wartości zużycia odbiorców w mikrosieci, tj.: największe zapotrzebowanie w lato oraz w zimę, najniższe zapotrzebowanie w lato oraz w zimę. Odpowiednie wyznaczenie granicznych wartości, pozwoli określić obciążenie linii w mikrosieci, a tym samym potwierdzić techniczną możliwość pracy układu [55].

Rysunek 35. Wpływ wiatru, temperatury otoczenia i nasłonecznienia na obciążalność linii napowietrznej [55]



Źródło: Siwy E.: Metody i możliwości zwiększenia zdolności przesyłowej KSE z wykorzystaniem monitoringu linii napowietrznych, *Elektroenergetyka: współczesność i rozwój*, nr 4/2010, str. 58-66.

Zapas mocy w węźle elektroenergetycznym definiuje się jako różnicę pomiędzy maksymalną zdolnością przesyłową węzła a bieżącym zapotrzebowaniem na moc. Parametr ten odgrywa kluczową rolę w projektowaniu, eksploatacji oraz planowaniu rozwoju sieci

elektroenergetycznych, niezależnie od poziomu napięcia, tj. wysokiego (WN), średniego (SN) czy niskiego (NN). Obliczanie zapasu mocy odbywa się poprzez uwzględnienie różnicy pomiędzy dopuszczalnym obciążeniem elementów infrastruktury, takich jak transformatory czy linie przesyłowe, a aktualnym obciążeniem. Przy określaniu wartości granicznych uwzględnia się zarówno obciążalność prądową, jak i dopuszczalne spadki napięcia w odniesieniu do norm technicznych, takich jak PN-EN 50160. Na poziomie WN zapas mocy oscyluje zwykle w granicach 20–30% mocy znamionowej węzła, co zapewnia rezerwę niezbędną do stabilnej pracy systemu i elastycznego przyłączania nowych odbiorców. W sieciach SN wartości te wynoszą zazwyczaj 10–20%, natomiast w sieciach NN, ze względu na ograniczenia techniczne, sięgają 5–10%. Zachowanie odpowiedniego zapasu mocy jest szczególnie istotne w kontekście przeciążenia krótkotrwałego oraz wymagań bezpieczeństwa eksploatacji, a także w świetle rosnącego udziału źródeł odnawialnych i generacji rozproszonej [55].

5.3.3. Opis metod obliczeniowych doboru źródeł w mikrosieci w Homer Pro

Homer Pro to profesjonalne oprogramowanie inżynierskie służące do budowania analiz, projektowania oraz symulacji mikrosystemów elektroenergetycznych, na podstawie danych zaimplementowanych przez użytkownika.

Podstawową funkcjonalnością programu Homer jest symulacja długoterminowa działań mikrosystemów elektroenergetycznych. Proces symulacji określa jaka jest konfiguracja systemu, kombinacja komponentów systemu jak źródła czy infrastruktura sieciowa oraz strategia operacyjna, która określa sposób współpracy tych komponentów w długim okresie czasu. Co ważne w ramach wykonywania symulacji, Homer Pro pozwala zamodelować wiele różnych konfiguracji mikrosystemów, na podstawie wykonanych obliczeń doboru komponentów, bazujących na danych rzeczywistych o stronie popytowej oraz podażowej energii elektrycznej. W ramach badań można sprawdzić pracę mikroukładu w trybie wyspowym oraz przy pełnej synchronizacji z krajowym systemem elektroenergetycznym.

Proces symulacji w narzędziu Homer Pro służy dwóm celom. Po pierwsze, określa czy system jest wykonalny, w przypadku kiedy może on odpowiednio zbilansować produkcję energii elektrycznej oraz zapotrzebowanie odbiorców. Po drugie, w ramach symulacji można zamodelować odpowiednią strategię dyspozycyjną dla źródeł oraz zasobników bateryjnych tak

aby maksymalnie nałożyć krzywą zapotrzebowania odbiorców z produkcją energii elektrycznej w poszczególnie dobranych źródłach.

Homer Pro modeluje konfigurację systemu poprzez przeprowadzenie godzinowej symulacji jego działania w ciągu jednego roku. W ramach obliczeń można wykonać symulacje w odstępach 15 minutowych w przeciągu całego roku, obliczając obciążenie energii elektrycznej i decydując, co zrobić z nadwyżką energii, bądź jak najlepiej wygenerować dodatkową energię w czasie deficytu. Po skończeniu rocznych obliczeń Homer sprawdza, czy system spełnia ograniczenia takie jak procent wykorzystania odnawialnych źródeł, emisja zanieczyszczeń czy zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną [2][19][33].

Do swoich obliczeń, program wykorzystuje wbudowane komponenty, takie jak:

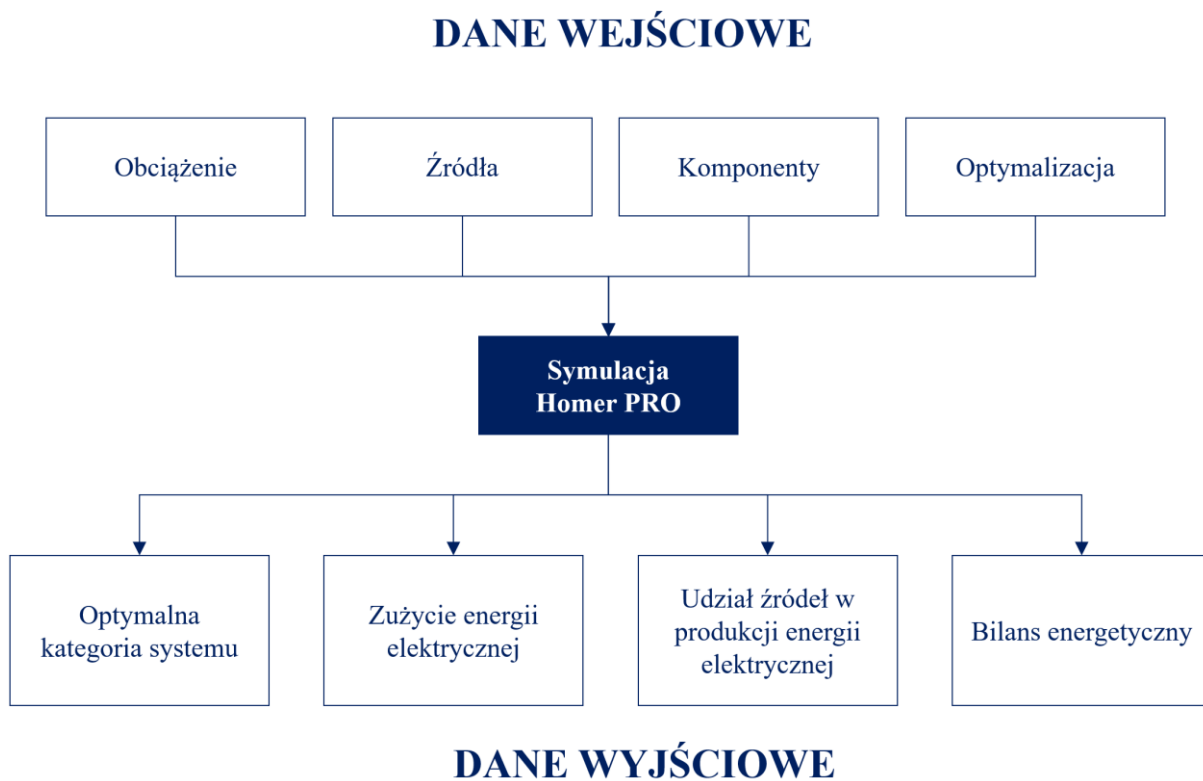
- panele fotowoltaiczne,
- turbiny wiatrowe,
- generatory,
- konwertery,
- transformatory,
- obciążenia użytkowe,
- magazyny energii.

Wszystkie z wymienionych elementów zawierają charakterystykę pracy, bazującą na danych historycznych dostarczonych przez producentów. Za pomocą narzędzia można stworzyć kompletne schematy zarówno mikrosystemów jak również rozległych systemów elektroenergetycznych.

Główne zadania jakie realizuje program Homer Pro to:

- symulacja,
- optymalizacja,
- analiza wrażliwości.

Rysunek 36. Schemat danych w programie Homer Pro



Źródło: Opracowanie własne

Kluczowe elementy metody optymalizacji HOMER Pro [2][19][33]:

- **Analiza kombinatoryczna:**
HOMER generuje wszystkie możliwe konfiguracje komponentów systemu, takich jak źródła energii, magazyny, generatory oraz konwertery mocy, a następnie ocenia każdą konfigurację pod kątem technicznej wykonalności i kosztów.
- **Zarządzanie ograniczeniami:**
Oprogramowanie uwzględnia ograniczenia techniczne, takie jak minimalna i maksymalna moc systemu, niezawodność (LOLP), limity emisji CO₂ oraz wymagania dotyczące dostępności zasobów.
- **Iteracyjna optymalizacja:**
HOMER iteracyjnie przelicza kolejne konfiguracje, optymalizując dobór komponentów, przy zdefiniowanej metodzie optymalizacyjnej, tak aby krzywa produkcji energii elektrycznej w źródłach odzwierciedlała zapotrzebowanie odbiorców.

- Analiza wrażliwości:

Narzędzie pozwala przeprowadzać analizy wrażliwości, oceniając wpływ zmiennych wejściowych (np. kosztów paliwa, cen energii, zmian pogodowych) na wynikowe konfiguracje systemu, co pomaga w podejmowaniu decyzji strategicznych.

Symulacje pracy zaprojektowanych systemów w oprogramowaniu Homer Pro bazują na danych, które zostały przedstawione na rysunku 14. Są nimi dane o obciążeniu odbiorców, źródła wytwórcze, infrastruktura sieciowa oraz metoda optymalizacji.

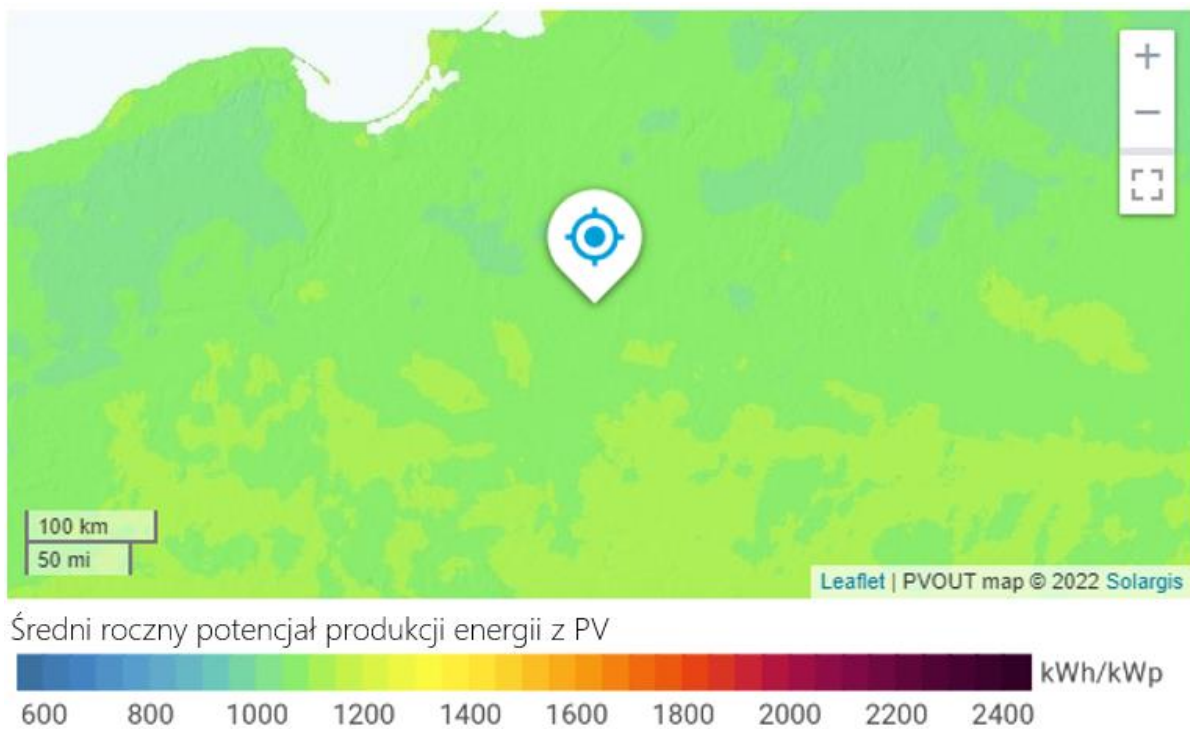
Oprogramowanie daje możliwość użytkownikowi określenia dokładnego położenia geograficznego, gdzie będzie znajdował się projektowany system elektroenergetyczny. Pozwala to również na określenie takich składowych jak choćby nasłonecznienie obszaru, które jest kluczowe z punktu widzenia określenia czasu produkcji energii elektrycznej z paneli fotowoltaicznych czy farm wiatrowych. Dane o położeniu, temperaturze, pogodzie oraz nasłonecznieniu pochodzą ze zbiorów NASA, na podstawie danych z ostatnich 50 lat.

Tabela 9. Zestawienie parametrów nasłonecznienia wytypowanej lokalizacji

Opis	Wartość	Jednostka
Moc paneli fotowoltaicznych	1078	kWh/kWp
Bezpośrednie normalne napromieniowanie	1002,4	kWh/m ²
Globalne napromieniowanie poziome	1074,2	kWh/m ²
Rozproszone promieniowanie poziome	547,8	kWh/m ²
Globalne napromieniowanie pochylone pod optymalnym kątem	1278,6	kWh/m ²
Optymalne nachylenie modułów fotowoltaicznych	38/180	
Wysokość terenu	117	m

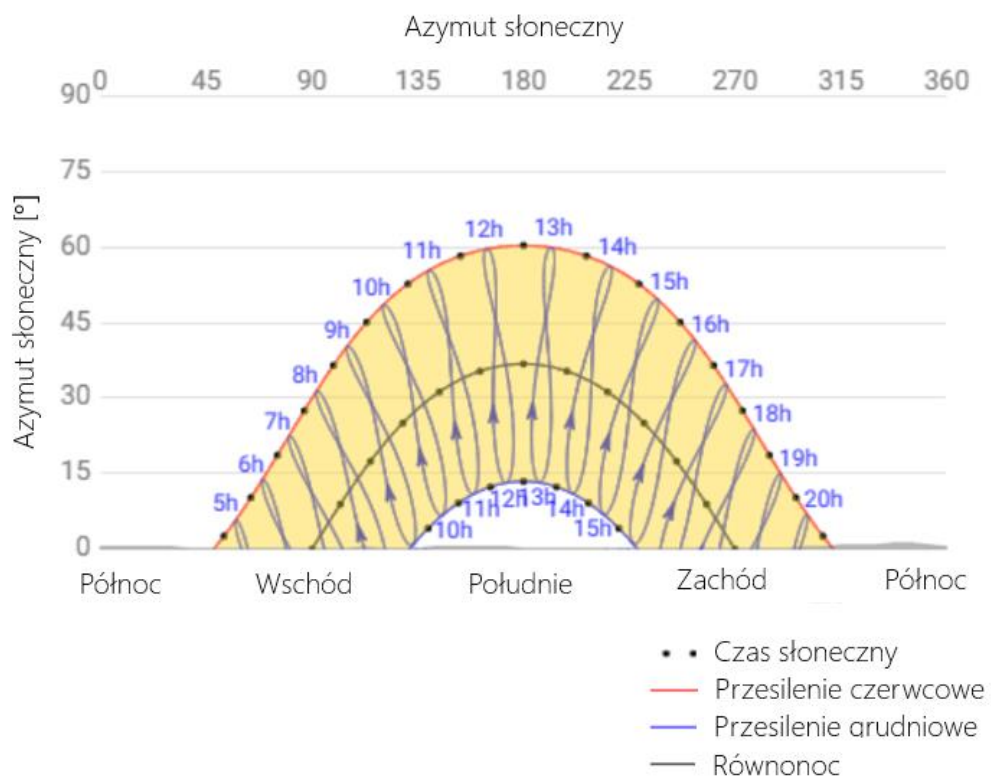
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Global Solar Atlas

Rysunek 37. Wskazanie nasłonecznienia badanej miejscowości



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Global Solar Atlas

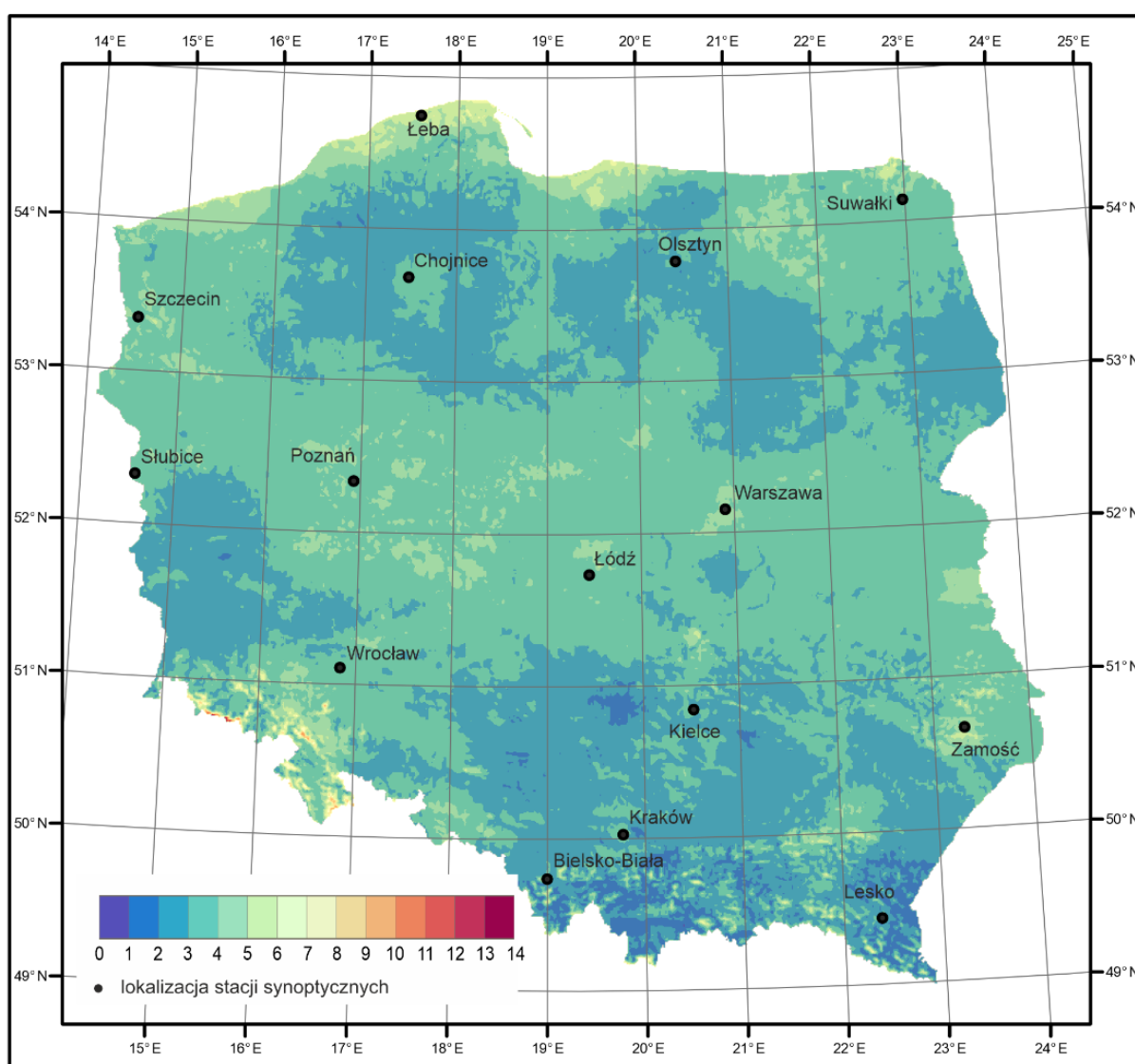
Rysunek 38. Wskazanie nasłonecznienia badanej miejscowości



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Global Solar Atlas

W okolicach wybranej lokalizacji do badań, na wysokości około 30 metrów, średnia roczna prędkość wiatru wynosi około 5-6 m/s. Dni, w których prędkość wiatru przekracza 15 m/s, są stosunkowo rzadkie. Z dostępnych danych wynika, że na poziomie 10 metrów takie warunki mogą występować przez kilka do kilkunastu dni w roku, jednak na wysokościach wyższych, np. 30 m. liczba ta może być nieco wyższa z uwagi na mniejszy wpływ turbulencji terenowych i stabilniejszy przepływ powietrza.

Rysunek 39 Średnia roczna prędkość wiatru [m/s] na poziomie 10 m n.p.g w terenie otwartym na obszarze Polski w 2019 roku.



Źródło: Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy we współpracy z Politechniką Wrocławską, Atlas małej energetyki wiatrowej 1x1 km, 2019.

Oprogramowanie bierze pod uwagę wszystkie składowe wejściowe, które zostały przedstawione na rysunku 14, tak aby z pomocą optymalizacji, zaproponować najlepszy dobór źródeł do mikrosieci, pod kątem bilansowania i możliwości pracy offgrid, jak również optymalizacji kosztów wdrożenia mikrosystemu. Celem procesu optymalizacji jest określenie optymalnej wartości każdej zmiennej decyzyjnej. Zmienna decyzyjna to zmienna, nad którą projektant systemu ma kontrolę i dla której HOMER może rozważyć wiele możliwych wartości w procesie optymalizacji. Do możliwych zmiennych decyzyjnych w programie HOMER należą [19]:

- Moc PV;
- Moc turbin wiatrowych;
- Baterijne zasobniki energii elektrycznej;
- Wielkość konwertera AC/DC;
- Strategia dyspozycyjna (zbiór trybów pracy, regulujących sposób działania systemu).

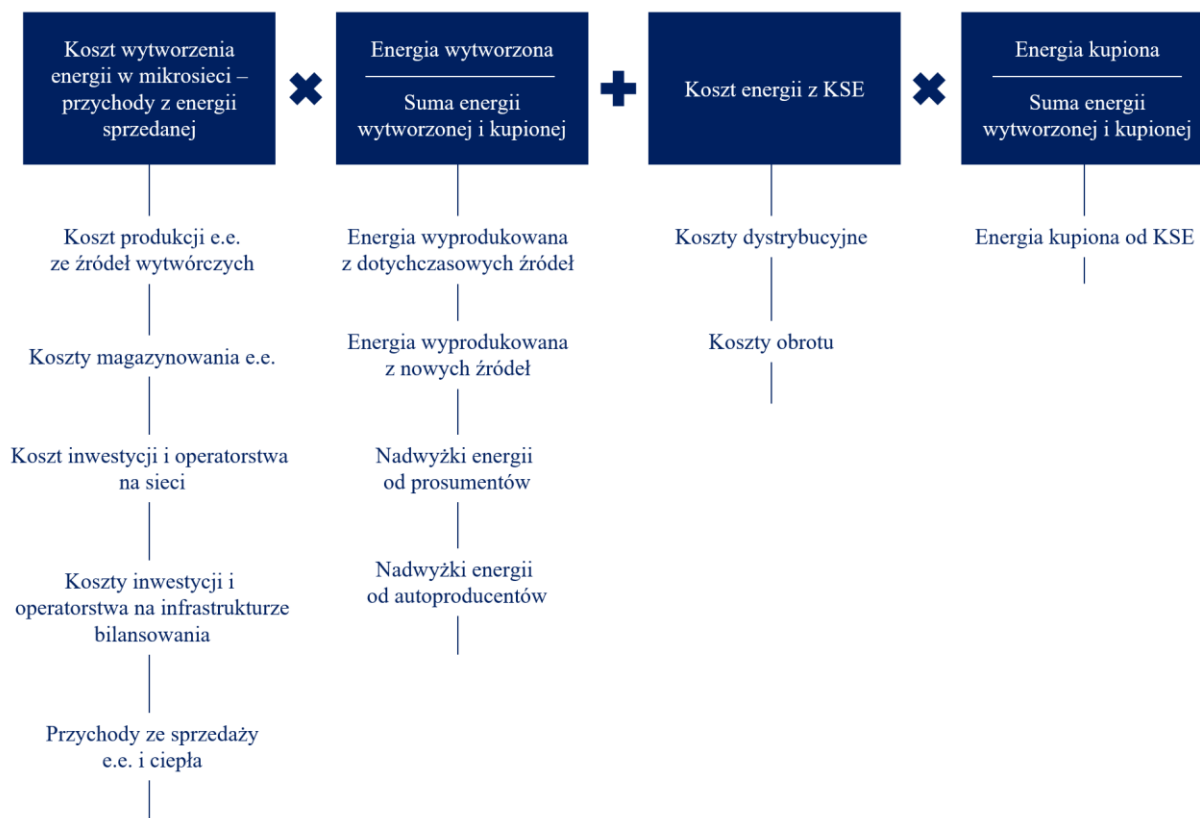
5.3.4. Opis metod obliczeniowych opłacalności mikrosieci w dedykowanym arkuszu Excel

Do zbadania opłacalności zaprojektowanego układu mikrosystemu wyposażonego w źródła PV, wykonano dedykowany model w formacie MS Excel, który pozwala ocenić opłacalność inwestycji w mikrośieć, w zależności od:

- lokalizacji – w tym: liczba mieszkańców, podział na taryfy, zużycie energii elektrycznej w podziale na taryfy energii elektrycznej,
- docelowych źródeł wytwarzania – w tym: dobór mocy jednostek generacji rozproszonej, wielkość rocznej produkcji, średnioroczne przebiegu produkcji energii elektrycznej w źródłach,
- koniecznych do wykonania inwestycji sieci elektroenergetycznych – w tym: wdrożenie inteligentnych liczników energii elektrycznej, rozbudowa sieci dystrybucyjnej, dzierżawa istniejącej sieci dystrybucyjnej,
- scenariuszów rynkowych – w tym: aktualne ceny na rynkach hurtowych oraz detalicznych energii elektrycznej, określenie składników stałych w cenie energii elektrycznej,
- usługach związanych z eksploatacją sieci elektroenergetycznych – w tym: określenie kosztów realizowania awarii na sieci dystrybucyjnej, koszty przyłącza instalacji, koszty montażu liczników inteligentnych.

Opracowany model bazuje na korelacji danych z średniorocznymi profilami zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców w poszczególnych taryfach, wraz z średniorocznym profilem produkcji ze źródeł PV o określonej mocy, przy uwzględnieniu powyższych zależności dla odbiorców i lokalizacji. W tym celu skalkulowano przebiegi zapotrzebowania w cyklu dobowym, poszczególnych grup odbiorców w zależności od taryf. Dzięki dopasowaniu krzywych zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej, model pozwolił określić wartości bilansowania (kWh), w postaci nadwyżki bądź niedoboru energetycznego. Otrzymana wartość posłużyła jako wielkość energii elektrycznej koniecznej do zakupu z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, bądź w przypadku nadwyżki, dodatkowego przychodu w związku ze sprzedażą energii poza mikrosieć. Opłacalność kalkulowana jest zarówno jako docelowy koszt energii dla odbiorcy w mikrosieci, jak również opłacalność inwestycji dla odbiorcy końcowego (zwrot z inwestycji). Szczegółowe omówienie poszczególnych wartości, będących danymi wejściowymi do modelu, znajduje się poniżej. Dla potrzeb dalszych badań, wzięto pod uwagę zwrot z inwestycji dla odbiorcy końcowego, a następnie obliczono odchylenie standardowe dla odbiorców energii elektrycznej poszczególnych grup taryfowych. Za pomocą modułu Solver, stworzono analizę warunkową, gdzie kluczowa była minimalizacja odchylenia standardowego ROI, które to bazowało na kosztach energii elektrycznej, inwestycji w PV oraz zużyciu energii elektrycznej. Model bazuje na kalkulacji kosztów przedstawionej na poniższym rysunku. Dane dotyczące produkcji energii elektrycznej, pochodzą z zadania związanego z optymalizacją dobru źródeł i urządzeń w mikrosieci.

Rysunek 40. Kalkulacja kosztów energii w mikrosieci



Źródło: Opracowanie własne na podstawie dokumentów URE

5.3.5. Zadanie 1 – kryterium optymalizacji doboru mocy źródeł energii elektrycznej dla zbilansowania zapotrzebowania odbiorców w mikrosystemie elektroenergetycznym

Strategia oparta na optymalizacji doboru odnawialnych źródeł energii elektrycznej polega na wyznaczeniu miksu energetycznego, który pozwoli zbilansować zapotrzebowanie odbiorców w trybie pracy wyspowej. Dodatkowo, odpowiednie wyznaczenie mocy, liczby oraz lokalizacji źródeł wytwórczych oraz zasobników energii pozwoli optymalizować koszty funkcjonowania mikrosieci, poprzez odprowadzanie nadmiaru energii elektrycznej poza mikrosystem, po ustalonych cenach z operatorem systemu dystrybucyjnego. Algorytm przy doborze źródeł będzie brał pod uwagę kilka czynników:

- bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną,
- dobór źródła które w danym momencie będzie w stanie najtaniej wyprodukować energię elektryczną,
- wspomaganie się rezerwą pochodzącą z KSE, w chwilach niedoboru, bądź braku opłacalności powiększania źródła wytwórczego.

- Metody obliczeniowe dla źródeł PV

Promieniowanie słoneczne przekształcane jest w energię elektryczną prądu stałego przez moduły PV. Zmienność mocy wyjściowej z modułów PV jest określana za pomocą poniższego równania. Moc wyjściowa modułu PV zależy od wielu parametrów, takich jak: rodzaj budowy ogniwa, moc nominalna panelu, współczynnik deratyzacji, promieniowanie słoneczne, temperatura ogniwa, współczynnik temperaturowy, warunki meteorologiczne w miejscu lokalizacji panelu.

$$P_{OZE_T} = \sum_{i=0}^{N_{OZE}} P_{G_i} \quad (5.1)$$

P_{OZE_T} - całkowita moc czynna generowana w odnawialnych źródłach energii należących do badanego mikrosystemu hybrydowego, w okresie optymalizacji T,

N_{OZE} – liczba odnawialnych źródeł energii zainstalowanych w badanym mikrosystemie hybrydowym,

P_{G_i} – moc czynna generowana przez i-te odnawialne źródło energii.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T_3STC}}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C_3STC})] \quad (5.2)$$

Gdzie:

Y_{PV} – moc znamionową matrycy PV, tj. moc wyjściową w standardowych warunkach testowych (kW)

f_{PV} – współczynnik obniżenia mocy PV (%)

$\overline{G_T}$ – promieniowanie słoneczne padające na panel PV w danej chwili (kW/m^2)

$\overline{G_{T_3STC}}$ – promieniowanie padające na panel PV w warunkach testowych (1 kW/m^2)

α_P – współczynnik temperaturowy mocy

T_{C_3STC} – temperatura ogniw PV w standardowych warunkach testowych (25°C)

- Metody obliczeniowe dla magazynów energii

W celu zapewnienia ciągłości energii w zaprojektowanym systemie z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, które różnią się w zależności od warunków meteorologicznych, takich jak słońce czy wiatr, ważne jest stosowanie jednostek

magazynujących energię. Gdy produkcja jest wystarczająca względem zapotrzebowania, energia jest magazynowana. Gdy występuje awaria zasilania lub gdy potrzebna jest moc szczytowa, niezawodność energetyczną zapewniają jednostki magazynujące, a wydajność mikrosieci jest zwiększona. Obliczenie mocy ładowania akumulatora modelu kinetycznego, maksymalnej szybkości ładowania elementu magazynującego i maksymalnych wartości prądu ładowania elementu magazynującego przez HOMER podano w równaniach 2-4. Korzystając z tych równań, moc ładowania akumulatora jest obliczana z równania 5, a maksymalna moc rozładowywania akumulatora jest obliczana z równania 6

$$P_{batt\ 3c\ max_3\ kbm} = \frac{kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1-e^{-k\Delta t})}{1-e^{-k\Delta t} + C(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (5.3)$$

$$P_{batt\ 3c\ max_3\ mcr} = \frac{(1-e^{-\alpha_c\Delta t})(Q_{max}-Q)}{\Delta t} \quad (5.4)$$

$$P_{batt\ 3c\ max_3\ mcc} = \frac{N_{batt}I_{max}V_{nom}}{1000} \quad (5.5)$$

$$P_{batt\ ec\ max} = \frac{MIN(P_{batt\ 3c\ max_3\ kbm}, P_{batt\ 3c\ max_3\ mcr}, P_{batt\ 3c\ max_3\ mcc})}{\eta_{batt\ 3c}} \quad (5.6)$$

$$P_{batt\ 3d\ max} = \frac{kcQ_{max} + kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1-e^{-k\Delta t})}{1-e^{-k\Delta t} + C(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (5.7)$$

Q_1 – dostępna energia (kWh) w magazynie na początku pomiaru

Q – całkowita wartość energii (kWh) w magazynie na początku pomiaru

C – wskaźnik pojemności magazynowej (bez jednostek)

k – stała szybkości magazynowania (h^{-1})

Δt – długość odcinka pomiarowego (h)

α_c – wskaźnik maksymalnego poziomu naładowania magazyny (A/Ah)

Q_{max} – całkowita pojemność magazynu energii (kWh)

N_{batt} – liczba pakietów baterii w magazynie energii

I_{max} – maksymalne natężenie w magazynie energii (A)

V_{nom} – nominalne napięcie w magazynie energii (V)

$\eta_{batt\ 3c}$ – sprawność ładowania magazynu energii

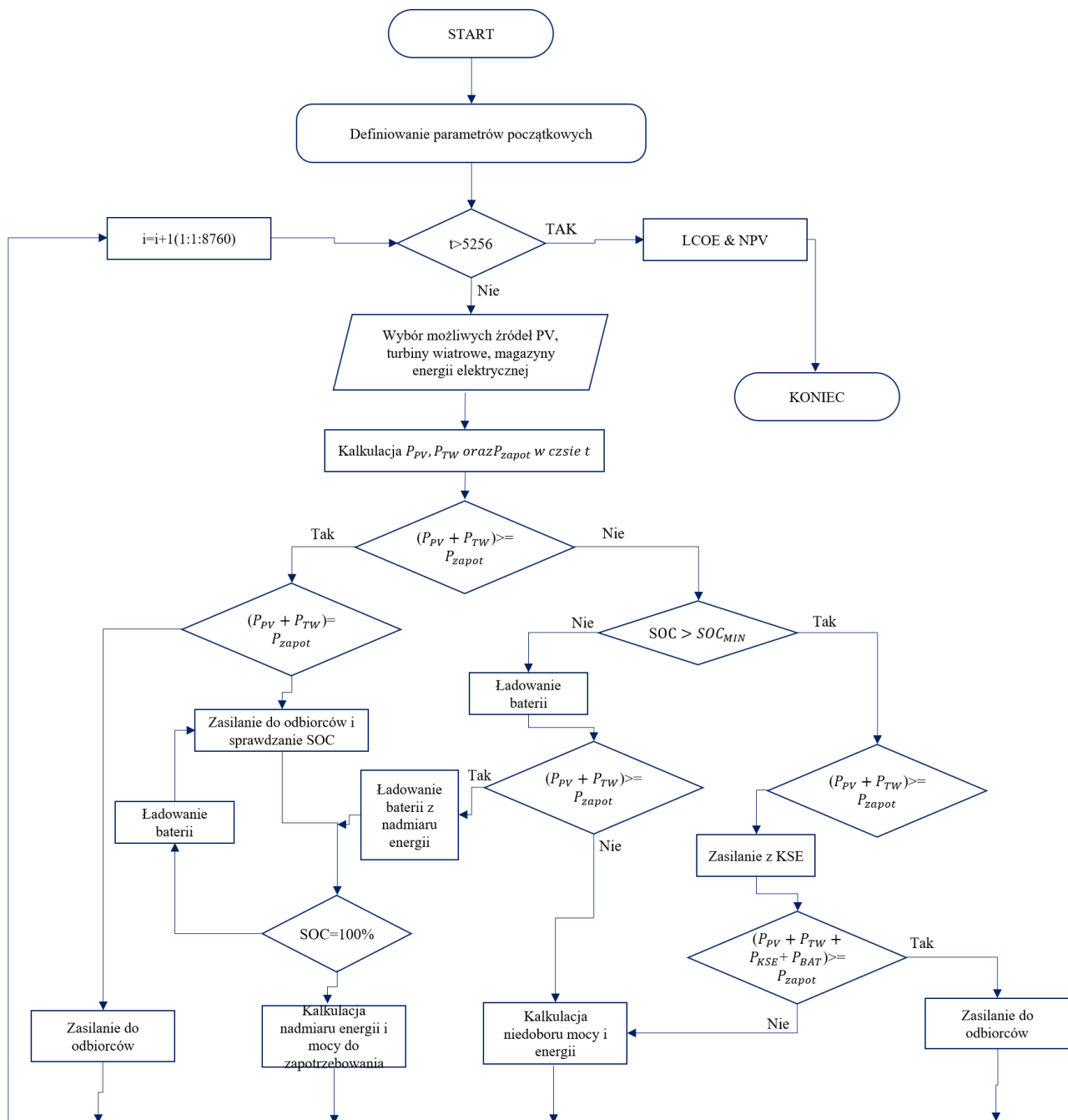
$\eta_{batt_{3d}}$ – sprawność rozładowania magazynu energii

- Metody obliczeniowe dla konwerterów energii elektrycznej

Przepływ energii pomiędzy szyną AC a szyną DC wewnątrz mikrosieci odbywa się za pomocą dwukierunkowego konwertera. W zależności od warunków produkcji, zużycia i warunków magazynowania energii w mikrosieci, konwerter działa zarówno jako inwerter jak i prostownik.

Dobór źródeł realizowany jest za pomocą zdefiniowanego algorytmu:

Rysunek 41. Algorytm doboru źródeł energii elektrycznej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Homer Pro

5.3.6. Zadanie 2 – kryterium minimalizacji obciążenia układu sieciowego przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa w mikrosystemie elektroenergetycznym

Planowane w ramach badania włączenie źródeł OZE do struktury sieci elektroenergetycznych w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców, będzie miało wpływ na regulację parametrów sieciowych (m.in. napięcia) co jest skutkiem w przypadku ponad miarowego obciążenia sieci. Odpowiedni dobór punktów poszczególnych elementów składowych mikrosystemu elektroenergetycznego pozwoli zachować wymagany poziom napięć węzłowych.

W ramach formułowania zadania minimalizacji obciążenia układu sieciowego poprzez optymalny dobór punktów pracy mikrosystemu elektroenergetycznego, przyjęte zostały następujące założenia:

1. Znana jest struktura mikrosystemu elektroenergetycznego (lokalizacja oraz parametry techniczne poszczególnych elementów składowych).
2. Linie elektroenergetyczne prądu przemiennego, transformatory sprzęgające mikrosystem z zewnętrzną siecią dystrybucyjną oraz przekształtniki energoelektroniczne łączące sieci prądu przemiennego i stałego zostały zamodelowane jako elementy trójfazowe.
3. Mikroźródła, magazyny energii elektrycznej oraz wszystkie odbiory przyłączone do sieci prądu przemiennego są obciążone symetrycznie.
4. Znane są moce czynne i bierne pobierane przez odbiory.
5. Znane są aktualne zdolności generacyjne źródeł fotowoltaicznych oraz magazynowania zasobników energii elektrycznej.
6. Znane są dopuszczalne zakresy nastaw mikroźródeł, przekształtników energoelektrycznych i magazynów energii elektrycznej.
7. Znane są aktualne stopnie naładowania magazynów energii elektrycznej.

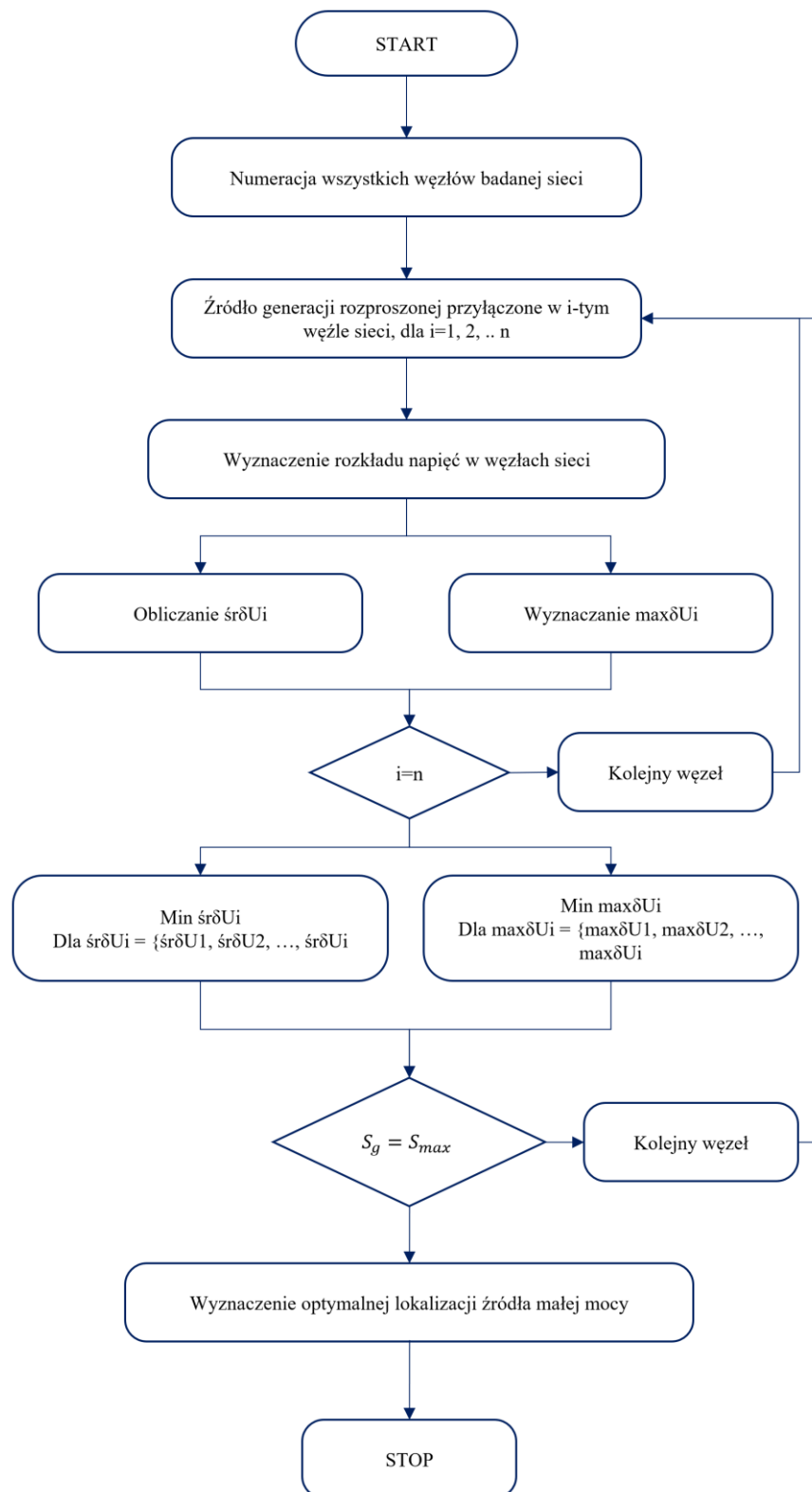
Wyznaczenie optymalnych stanów pracy mikrosystemu, wymaga spełnienia szeregu ograniczeń, takich jak:

1. Żadne z mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemiennego nie może pracować z mocą pozorną większą niż znamionowa moc pozorna tego mikroźródła.

2. Żadne z mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu stałego nie może pracować z mocą większą niż moc znamionowa tego mikroźródła.
3. Żadne z mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemiennego nie może pracować ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ mniejszym niż znamionowa wartość współczynnika mocy tego mikroźródła.
4. W żadnej z linii elektroenergetycznych nie może przepływać prąd większy niż wartość obciążalności prądowej długotrwałej tej linii.
5. Napięcie w każdym z węzłów mikrosystemu hybrydowego nie może przekraczać maksymalnej lub minimalnej dopuszczalnej wartości.
6. Żaden z transformatorów nie może pracować z mocą pozorną większą niż znamionowa moc pozorna tego transformatora.
7. Moc zmierzona na zaciskach prądu stałego w przekształtniku energoelektronicznym nie może być większa niż moc znamionowa tego przekształtnika.
8. Moc pozorna zmierzona na zaciskach prądu przemiennego w przekształtniku energoelektronicznym nie może być większa niż znamionowa moc pozorna tego przekształtnika.
9. Żaden z przekształtników energoelektronicznych nie może pracować ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ mniejszym niż znamionowa wartość współczynnika mocy tego przekształtnika.
10. Żaden z magazynów energii przyłączonych do sieci prądu przemiennego nie może pracować z mocą pozorną większą niż znamionowa moc pozorna tego magazynu energii.
11. Żaden z magazynów energii przyłączonych do sieci prądu stałego nie może pracować z mocą większą niż moc znamionowa tego magazynu energii.
12. Żaden z magazynów energii przyłączonych do sieci prądu przemiennego nie może pracować ze współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ mniejszym niż znamionowa wartość współczynnika mocy tego magazynu energii.
13. Stopień naładowania każdego magazynu energii musi zawierać się w granicach dopuszczalnych dla tego magazynu energii.

Dobieranie lokalizacji poszczególnych źródeł w sieci mikrosystemu elektroenergetycznego, będzie opierało się o algorytm, który został przedstawiony poniżej.

Rysunek 42. Algorytm wyznaczania najbardziej korzystnej lokalizacji źródła w sieci dystrybucyjnej.



Źródło: Opracowanie własne

Najkorzystniejsza lokalizacja źródła małej mocy w sieci zależy od takich czynników jak: budowa sieci, przekroje i typy przewodników, obciążenie sieci czy wartość i charakter mocy generowanej przez źródło.

Algorytm optymalizacji mocy w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych można opisać w kilku krokach:

1. Numeracja węzłów: Pierwszym krokiem jest właściwa numeracja wszystkich węzłów w sieci. Każdy węzeł otrzymuje unikalny numer.
2. Przyłączanie źródła generacji: Następnie, z uwagi na fakt, że wartość mocy generowanej wpływa na wskazanie optymalnej lokalizacji źródła, przyjmuje się zakres mocy generowanej przez przyłączane źródło. Źródło o założonej minimalnej mocy generowanej jest przyłączane do i -tego węzła, gdzie i jest kolejnym numerem węzła ($i = 1, 2, \dots, n$).
3. Rozwiązywanie zadania rozplwowowego: Następnie rozwiązuje się zadanie rozplwowe w oprogramowaniu NEPLAN, w wyniku którego otrzymuje się rozkład napięć węzłowych. Z tego rozkładu wyznacza się maksymalną i/lub średnią wartość odchylenia napięcia.
4. Warunek końcowego węzła: Wartości odchyleń napięcia są zapamiętywane. Następnie sprawdza się warunek: czy węzeł, do którego przyłączono źródło generacji rozproszonej, jest końcowym węzłem sieci. Jeśli warunek nie jest spełniony, źródło generacji rozproszonej jest przyłączane do kolejnego węzła sieci, a algorytm jest kontynuowany od drugiego kroku.
5. Wybór optymalnej lokalizacji: Jeśli powyższy warunek jest spełniony, można przejść do następnego kroku algorytmu. Ze zbioru uzyskanych średnich wartości odchyleń napięcia $\bar{\delta}U_i$ i/lub maksymalnych odchyleń napięcia $\max \delta U_i$ wybierane są te o najniższej wartości. Węzeł sieci z przyłączonym źródłem, dla którego uzyskano najniższą wartość wielkości kryterialnej, jest traktowany jako optymalny dla lokalizacji źródła z uwagi na rozkład napięć w sieci.

Ten algorytm ma zastosowanie w praktyce elektroenergetyki, gdzie efektywna lokalizacja źródeł generacji jest kluczowa dla kosztów i jakości dostaw energii elektrycznej.

W ramach badań założono, że współczynnik mocy generowanej przez źródło jest stały i jest równy jedności $\cos \varphi = 1$. W badaniach również założono, że obciążenie sieci będzie wyznaczone na podstawie rzeczywistego zużycia energii, pochodzącego z inteligentnych liczników AMI, na podstawie których wyznaczono dni z maksymalnym oraz minimalnym

zużyciem energii we wszystkich stacjach wchodzących w układ mikrosystemu elektroenergetycznego.

Liczniki zdalnego odczytu AMI (Advanced Metering Infrastructure) to zaawansowane urządzenia pomiarowe, które są integralną częścią inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Ich główną funkcją jest bieżąca rejestracja oraz przesyłanie danych o zużyciu energii elektrycznej przy użyciu dwukierunkowej komunikacji. Liczniki AMI charakteryzują się wysoką precyzją pomiarów oraz możliwością pracy w trybie ciągłym z rejestrowaniem profilu obciążenia w regularnych interwałach czasowych. Urządzenia te są zaprojektowane do integracji z systemami zarządzania siecią, umożliwiając szybkie wykrywanie odchyleń od standardowych parametrów pracy, takich jak straty techniczne i nietechniczne.

W kontekście funkcjonalnym, liczniki AMI wspierają optymalizację zarządzania popytem poprzez dynamiczne taryfowanie oraz zdalne sterowanie dostawami energii. Dodatkowo pozwalają na analizę i raportowanie parametrów jakości energii, co przyczynia się do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego. Wdrażanie tych technologii stanowi podstawę rozwoju zrównoważonych systemów energetycznych, ułatwiając integrację rozproszonych źródeł odnawialnych oraz wspierając inicjatywy związane z efektywnością energetyczną i redukcją emisji CO₂. Liczniki AMI są kluczowym elementem nowoczesnej infrastruktury elektroenergetycznej, umożliwiając precyzyjne bilansowanie energii oraz sprawne zarządzanie jej dystrybucją.

Na potrzeby spełnienia warunku technicznej wytrzymałości obciążenia linii elektroenergetycznych, wyznaczono cztery punkty, dla których dokonano obliczeń:

- szczyt zapotrzebowania na energię w zimę,
- dolina zapotrzebowania na energię w zimę,
- szczyt zapotrzebowania na energię w lato,
- dolina zapotrzebowania na energię w lato.

Kolejną znaczącą zmienną determinującą optymalną lokalizację źródła w sieci jest wartość mocy generowanej przez źródło rozproszone. Dlatego ważne jest aby znaleźć optymalną lokalizację źródła generacji rozproszonej dla kilku wartości mocy generowanej źródła. W kolejnym kroku algorytm sprawdza czy założona moc generowana źródła jest jego mocą

maksymalną. Jeżeli warunek zostanie spełniony, wówczas zwiększa się zadana moc generowaną źródła i powtarza się całą procedurę. W wyniku takiego postępowania jako najkorzystniejsza lokalizacja, może zostać wskazanych kilka węzłów – różne optymalne lokalizacje źródła w zależności od wartości założonej mocy generowanej. W wielu przypadkach, węzeł przy którym najkorzystniej z punktu widzenia obciążenia sieci przyłączyć źródło, jest ten który posiada największe zużycie energii elektrycznej. W przypadku prowadzonych badań, moce źródeł rozproszonych zostaną wyznaczone jako zbilansowanie rocznego godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a następnie zostaną policzone rozpręwy sieciowe dla poszczególnych węzłów w przypadku dołączenia źródła. W ostatnim kroku, zostanie wybrany węzeł, który wskaże najmniejsze obciążenie w pracy ze źródłem, zgodnie z przedstawionym algorytmem.

Zastosowanie omawianej strategii uzasadnione jest dużą liczbą mikroźródeł oraz magazynów energii elektrycznej zainstalowanych w mikrosystemie elektroenergetycznym. W momencie wystąpienia nadwyżki mocy generowanej w stosunku do chwilowego zapotrzebowania na moc, istnieje ryzyko, że poziom napięć węzłowych wzrośnie powyżej maksymalnych dopuszczalnych wartości.

5.3.7. Zadanie 3 – kryterium minimalizacji kosztów energii w mikrosystemie elektroenergetycznym

Strategia polegająca na minimalizacji kosztów energii, zakłada wyznaczenie takiej struktury pracy poszczególnych składowych mikrosystemu, aby koszt jednej kWh dostarczonej do odbiorców był jak najniższy. Na potrzeby obliczeń oraz w celu zrealizowania omawianej strategii został zdefiniowany operator mikrosystemu, pośredniczący w rozliczeniach pomiędzy odbiorcami, a operatorem handlowym sieci dystrybucyjnej. Do kosztów mających wpływ na finalną wielkość kosztu energii dla odbiorcy, należy zaliczyć sumę następujących składników:

1. koszty stałe związane z utrzymaniem mikroźródeł i magazynów energii będących własnością operatora,
2. koszty stałe związane z utrzymaniem infrastruktury umożliwiającej odbiorcom przyłączanie mikroźródeł lub magazynów energii elektrycznej,
3. koszty zmienne związane z eksploatacją mikroźródeł i magazynów energii elektrycznej będących własnością operatora,

4. koszty zmienne związane z utrzymaniem i eksploatacją sieci dystrybucyjnych w mikrosystemie,
5. koszty zmienne związane z zakupem energii elektrycznej od operatora handlowego w niedoborach bilansowania popytu i podaży energii,

Bilansowanie energii dla odbiorców w poszczególnych taryfach w mikrosystemie elektroenergetycznym określa się następującym wzorem:

$$R = \sum E_z - \sum E_{PV} \quad (5.8)$$

E_z – zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców danej taryfy

E_{PV} – wyprodukowana energia elektryczna prosumentów w danej taryfie

Koszt energii elektrycznej z KSE, dla celów porównawczych z kosztem energii z mikrosystemu, definiuje się następującym wzorem:

$$Opt_{ee} = (C_{ee} * Z_{ee}) + (Z_{ee} * S_H) + ((S_{mp} * S_{z3}) * 1,23) + ((Z_{ee} * S_j * 1,23)) + S_H + S_A + (S_{mp} * S_H) \quad (5.9)$$

Gdzie:

S_H – stawka opłat handlowych

C_{ee} – cena energii elektrycznej

S_j – składnik jakościowy ee

S_z – składnik zmienny stawki sieciowej

S_A – stawka opłaty abonamentowej

S_p – stawka opłaty przesyłowej

S_{mp} – wartość mocy przyłączeniowej

Z_{ee} – wartość zużycia energii elektrycznej

S_{z3} – składnik zmienny stawki sieciowej 3 fazowej

5.4. Modele matematyczne sformułowanych zadań optymalizacyjnych

W celu rozwiązania wszystkich sformułowań zadań optymalizacyjnych, dla każdego z nich definiuje się modele matematyczne, które zawierają opis reprezentacji problemu, zbiór warunków ograniczających oraz sposób ich egzekwowania.

5.4.1. Warunki ograniczające

Znalezione rozwiązania optymalne, muszą spełniać szereg ograniczeń. Ich matematyczny zapis jest następujący:

- a. Ograniczenie dotyczące mocy pozornej mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemiennego,

$$S_i \leq S_{n_i} \forall i \in MZ_{AC} \quad (5.10)$$

S_i – moc pozorna generowana przez i -te mikroźródło przyłączone do sieci prądu przemiennego,

S_{n_i} – znamionowa moc pozorna i -tego mikroźródła przyłączonego do sieci prądu przemiennego,

MZ_{AC} – zbiór mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemiennego.

- b. Ograniczenie dotyczące mocy mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu stałego,

$$P_i \leq P_{n_i} \forall i \in MZ_{DC} \quad (5.11)$$

P_i – moc generowana przez i -te mikroźródło przyłączone do sieci prądu stałego,

P_{n_i} – moc znamionowa i -tego mikroźródła przyłączonego do sieci prądu stałego,

MZ_{DC} – zbiór mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu stałego.

- c. Ograniczenie dotyczące wartości współczynnika mocy $\cos \varphi$ mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemiennego,

$$\cos \varphi_i \leq \cos \varphi_{n_i} \forall i \in MZ_{AC} \quad (5.12)$$

$\cos \varphi_i$ – współczynnik mocy i -tego mikroźródła przyłączonego do sieci prądu przemiennego,

$\cos \varphi_{n_i}$ – znamionowy współczynnik mocy i -tego mikroźródła przyłączonego do sieci prądu przemiennego,

MZ_{AC} – zbiór mikroźródeł przyłączonych do sieci prądu przemie,

- d. Ograniczenie dotyczące poziomu napięć węzłowych,

$$U_{min_i} \leq U_i \leq U_{max_i} \forall i \in N \quad (5.13)$$

U_{min_i} – minimalny dopuszczalny poziom napięcia dla i -tego węzła należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

U_i – napięcie zmierzone w i -tym węźle należącym do badanego mikrosystemu hybrydowego,

$U_{max_i} \forall$ – maksymalny dopuszczalny poziom napięcia dla i -tego węzła należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

N – zbiór węzłów należących do badanego mikrosystemu hybrydowego.

- e. Ograniczenie dotyczące obciążenia transformatorów,

$$S_{TR_i} \leq S_{TR_{n_i}} \forall i \in TR \quad (5.14)$$

S_{TR_i} – moc pozorna przepływająca przez i -ty transformator należący do badanego mikrosystemu hybrydowego,

$S_{TR_{n_i}}$ – znamionowa moc pozorna i -tego transformatora należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

TR – zbiór transformatorów należących do badanego mikrosystemu hybrydowego.

- f. Ograniczenie dotyczące mocy magazynów energii przyłączonych do sieci prądu stałego,

$$S_{ME_{DC_i}} \leq S_{ME_{DC_{n_i}}} \forall i \in ME_{AC} \quad (5.15)$$

$S_{ME_{AC_i}}$ – moc przepływająca przez obwody prądu stałego i -tego przekształtnika energoelektronicznego należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

$S_{ME_{AC_{n_i}}}$ – znamionowa moc czynna i -tego przekształtnika energoelektronicznego należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

ME_{AC} – zbiór magazynów energii przyłączonych do sieci prądu przemiennego.

- g. Ograniczenie dotyczące poziomu naładowania magazynów energii,

$$A_{min_i} \leq A_i \leq A_{max_i} \forall i \in ME \quad (5.16)$$

A_{min_i} – minimalny dopuszczalny poziom naładowania i -tego magazynu energii należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

A_i – aktualny poziom naładowania i -tego magazynu energii należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

A_{max_i} - maksymalny dopuszczalny poziom naładowania i -tego magazynu energii
należącego do badanego mikrosystemu hybrydowego,

ME - zbiór magazynów energii należących do badanego mikrosystemu hybrydowego.

6. Mikrosystem testowy

6.1. Mikrosystem zasilający gminę wiejską

W koncepcji mikrosystemu założono, że praca Mikrosieci Miastkowo będzie oparta na dwusekcyjnej magistrali SN, do której będą przyłączone:

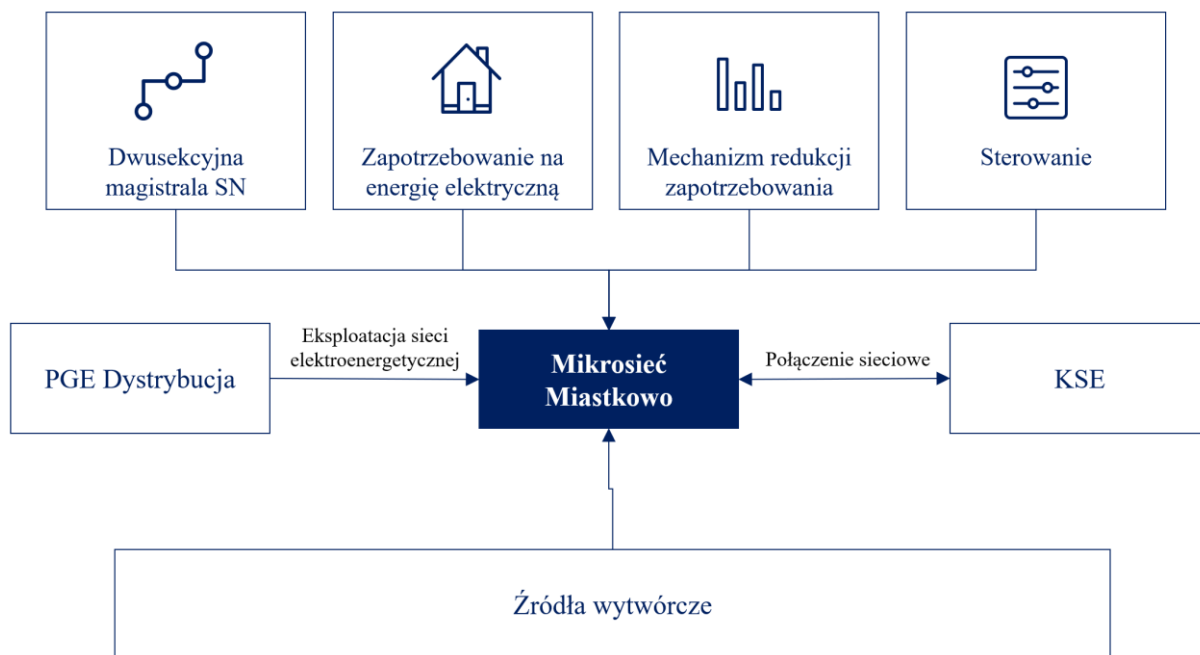
- stacje transformatorowe SN/nN, zasilające odbiorców końcowych,
- inteligentna infrastruktura pomiarowa,
- system do zarządzania przepływami energii elektrycznej,
- odnawialne źródła energii,
- bateryjne magazyny energii,
- dwa niezależne ciągi zasilania z sieci SN.

Głównym celem jest zbilansowanie Mikrosieci Miastkowo, tak aby zmaksymalizować czas, w którym pobór energii z sieci OSD jest zbliżony do 0. Zastosowanie nowoczesnej automatyki przełączeniowej, pomiarowej i zabezpieczeniowej umożliwi dynamiczne zmiany kierunków przepływu energii oraz stabilizację pracy Mikrosieci Miastkowo. Koncepcję projektowano tak, aby przez minimum 3 godziny w ciągu dobry mogła nastąpić praca wyspowa mikroukładu. Czas ten został oszacowany na podstawie średniej długości przerw w dostawach energii elektrycznej w badanym obszarze. Wykorzystane rozwiązania zapewnią możliwość udziału w programach zarządzania stroną popytową (DSM/DSR). Założono, że w ramach projektu powstaną nowe moce wytwórcze, których zadaniem będzie pokrycie zapotrzebowania odbiorców końcowych w obszarze Mikrosieci Miastkowo.

Schemat jednokreskowy oraz topologię Mikrosieci Miastkowo naniesioną na mapę topograficzną przedstawiono w załączniku nr 1.

Na poniższym rysunku przedstawiono ideowy schemat struktury Mikrosieci Miastkowo w planowanej koncepcji. Zaznaczono na nim źródła wytwórcze wraz z ich mocami znamionowymi oraz elementy funkcjonalne infrastruktury sieciowej.

Rysunek 43. Schemat ideowy projektowanej mikro sieci



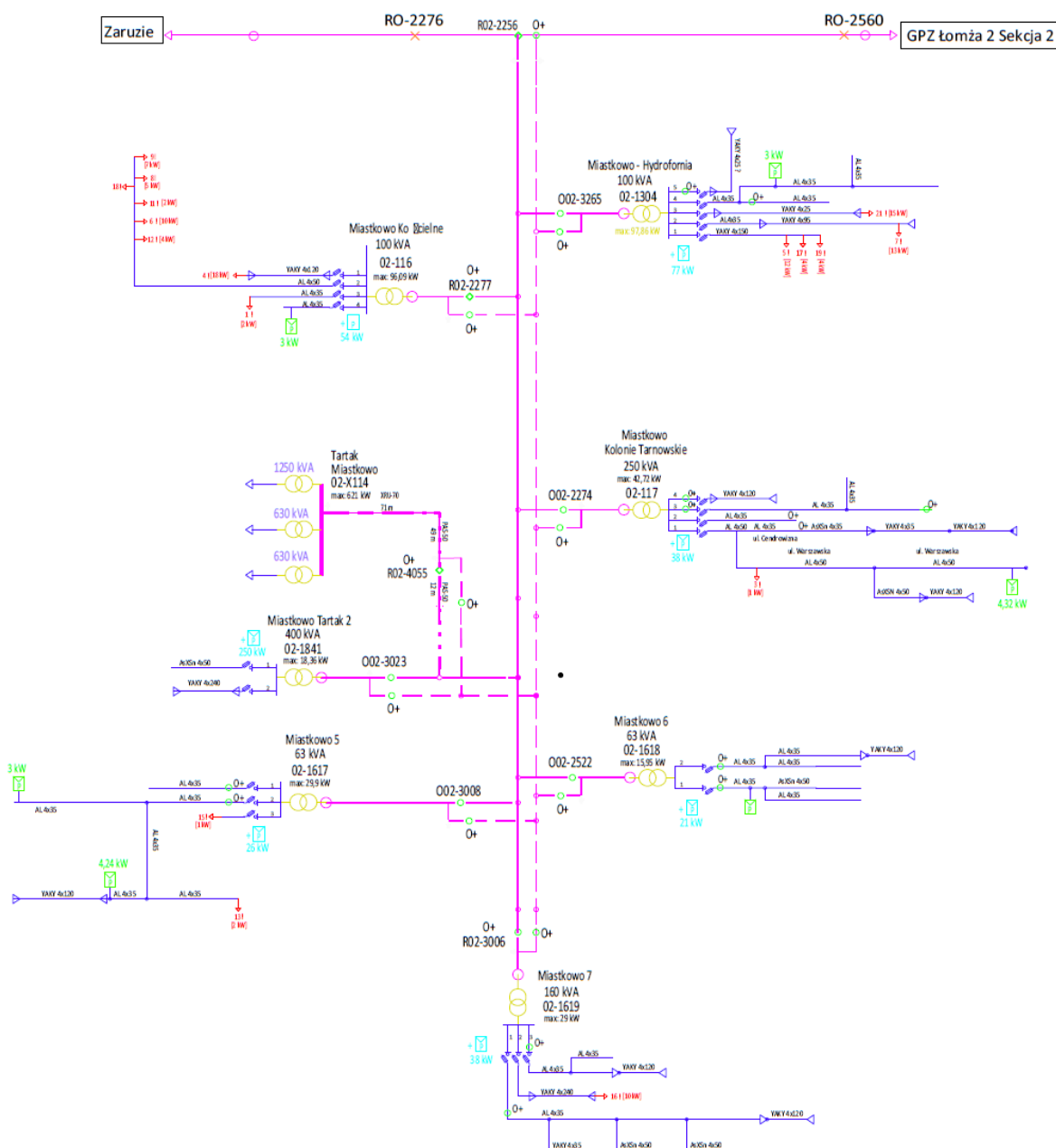
Źródło: Opracowanie własne

W zależności od aktualnych warunków w Mikrosieci Miastkowo oraz potrzeb KSE forma współpracy z nim będzie zmieniać się w sposób dynamiczny. W ramach projektowania mikro sieci zdefiniowano następujące tryby pracy:

- **Tryb 1 – Podstawowy tryb pracy mikro sieci** – dążenie do ograniczenia poboru energii z sieci przy wykorzystaniu lokalnych źródeł wytwórczych,
- **Tryb 2 – Samobilansowanie się mikro sieci** – Pokrycie zapotrzebowania MM na energię elektryczną przy wykorzystaniu lokalnych źródeł wytwórczych i magazynów energii,
- **Tryb 3 – Wyspa energetyczna** – Całkowite odłączenie Mikrosieci Miastkowo od sieci elektroenergetycznej. Utrzymane jedynie połączenie telekomunikacyjne
- **Tryb 4 – Automatyczna reakcja na zakłócenie od strony KSE** – Zabezpieczenie mikro sieci przed zakłóceniami po stronie sieci OSD,
- **Tryb 5 – MM jako rezerwowe połączenie dwóch ciągów zasilania SN,**
- **Tryb 6 – Awaria źródła stabilnego w mikro sieci** – automatyczna reakcja na awarię źródła stabilnego będącego wzorcem częstotliwości i napięcia dla MM,
- **Tryb 7 – Awaria infrastruktury sieciowej w mikro sieci** (uszkodzenie dwóch sekcji magistrali SN) – automatyczna reakcja na awarię głównych torów zasilania wewnątrz MM,
- **Tryb 8 – Odbudowa KSE** – Udostępnienie wytwarzanej oraz zmagazynowanej energii na cele OSP.

Struktura przebudowanego schematu sieci elektroenergetycznej w mikrosystemie, oparta o dwusekcyjną magistralę prezentuje się następująco:

Rysunek 44. Struktura linii elektroenergetycznych w planowanej mikrosieci, jako dwusekcyjnej magistrali



Źródło: Opracowanie własne

Zaprojektowana i przebadana pod kątem możliwości technicznych sieć będzie zdolna do pełnienia wielu funkcjonalności, zarówno dla celów wewnętrznych w mikrosieci oraz zewnątrz dla krajowego systemu elektroenergetycznego.

Na potrzeby systemu zarządzania przepływami energii w mikroukładzie, zostało przygotowanie zestawienie funkcjonalności projektowanej mikrosieci [18]:

- ograniczenie poboru energii z sieci OSD,
- pokrycie lokalnego zapotrzebowania na moc i energię,
- optymalizacja wykorzystania lokalnych źródeł wytwórczych, w szczególności OZE,
- wykorzystanie potencjału energetycznego obszaru projektu,
- magazynowanie energii z zachowaniem rezerw potrzebnych do zasilenia Odbiorców,
- możliwość gospodarowania nadwyżkami energii oraz dostępną pojemnością magazynów energii na potrzeby OSD,
- utrzymanie stabilności Mikrosieci Miastkowo, w przypadku niekorzystnych warunków atmosferycznych i niestabilnej pracy OZE,
- gotowość do zmiany trybu pracy Mikrosieci Miastkowo na żądanie OSD,
- całkowite odłączenie Mikrosieci Miastkowo od sieci elektroenergetycznej,
- autonomiczne wyznaczanie lokalnego źródła, będącego wzorcem częstotliwości i napięcia,
- utrzymanie połączenia z KSE stanowiącego wzorzec napięcia i częstotliwości, a nie stanowiącego głównego źródła energii elektrycznej,
- redukcja zapotrzebowania odbiorców końcowych poprzez odłączenia fragmentów sieci nN,
- możliwość implementacji inteligentnych mechanizmów zarządzania stroną popytową (DSM/DSR),
- prowadzenie ciągłej diagnostyki w miejscach połączeniach z KSE,
- rozpoznanie potencjalnego zakłócenia pracy sieci OSD i prewencyjne przechodzenie w tryb pracy wyspowej,
- informowanie OSD o aktualnym stanie pracy mikrosieci i zdarzeniach awaryjnych,
- zwiększenie elastyczności sieci OSD w czasie prac modernizacyjnych lub remontowych ciągów zasilania SN,
- automatyczna reakcja na awarię źródła stabilnego lub elementów infrastruktury sieciowej w celu utrzymania prawidłowej pracy mikrosieci,
- świadczenie usług odbudowy KSE,
- możliwość gromadzenia danych statystycznych dotyczących wytwarzania energii i odbiorców w obszarze mikrosieci,
- wykorzystanie zdyweryfikowanych źródeł energii,

- integracja systemu sterowania mikrosiecią z rozwiązaniami stosowanymi przez PGE Dystrybucja (np. SCADA),
- rozwiązania automatyki oraz topologii sieci mające zastosowanie w różnych strukturach sieci OSD, w tym w klastrach energii,
- możliwość wykorzystania mikrosieci do utworzenia wirtualnej elektrowni,
- aktywizacja lokalnej społeczności i poprawienie świadomości energetycznej odbiorców energii (np. zwiększenie roli prosumenta, kampanie informacyjne dotyczące realizowanego projektu).

Przełączanie między zasilaniem z mikrosieci a Krajowym Systemem Elektroenergetycznym, odbywa się za pomocą odpowiednich urządzeń elektroenergetycznych i automatyki, które zapewniają bezpieczeństwo, stabilność i ciągłość dostaw energii. Kluczowymi elementami tego procesu są [18]:

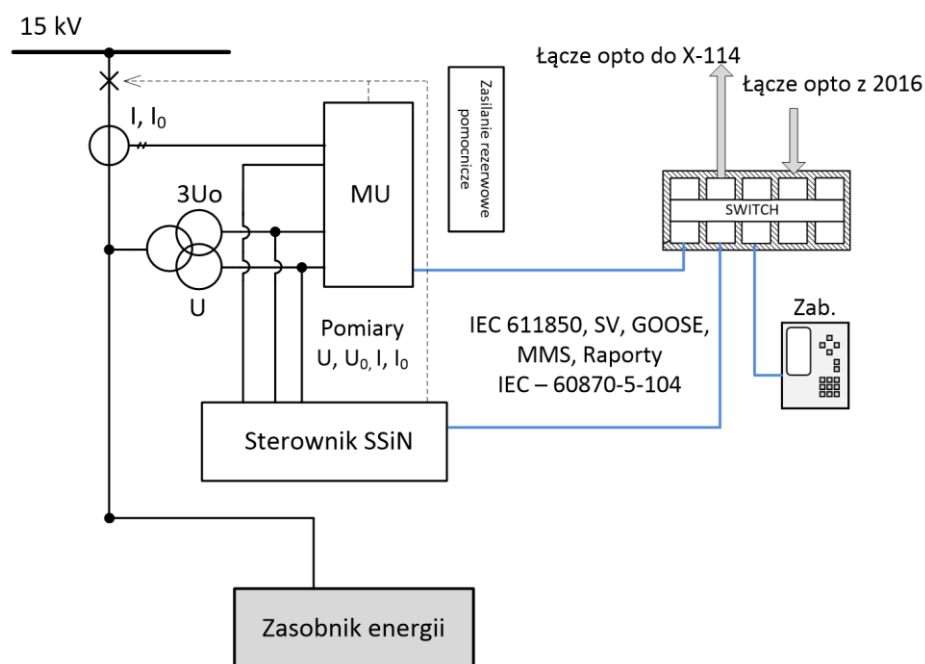
a. Urządzenia sieciowe:

- Wyłączniki mocy: stosowane do odłączania i załączania połączenia między mikrosiecią a KSE. Wyłączniki umożliwiają szybkie rozłączenie w przypadku awarii lub pracy w trybie wyspowym.
- Przełączniki statyczne (Static Transfer Switch - STS): umożliwiają bezprzerwowe przełączanie między źródłami zasilania. Stosowane w celu szybkiego przełączenia na KSE lub z powrotem na mikrosieć.
- Reklozery: Automatyczne wyłączniki z funkcją ponownego załączania, stosowane do ochrony linii i zapewnienia szybkiego przywracania zasilania.
- Przekładniki zabezpieczeniowe: odpowiadają za detekcję anomalii w pracy systemu (np. przeciążenia, zwarcia) i inicjowanie odpowiednich działań, takich jak odłączenie mikrosieci od KSE.
- Transformatory z układami przełączania zaczepek: umożliwiają regulację napięcia i zapewnienie odpowiedniej synchronizacji pomiędzy mikrosiecią a KSE.

b. Automatyka sterująca:

- Automatyka SPZ (Samoczynne Ponowne Załączenie): Pozwala na automatyczne przywrócenie zasilania po krótkotrwałych zakłóceniach.
- Automatyka SCO (Systemy Centralnego Ograniczania): Zarządza obciążeniem i zapewnia balans mocy między mikrosiecią a KSE, optymalizując pobór energii i minimalizując straty.

Rysunek 46. Proponowana budowa stacji z zasobnikiem energii elektrycznej

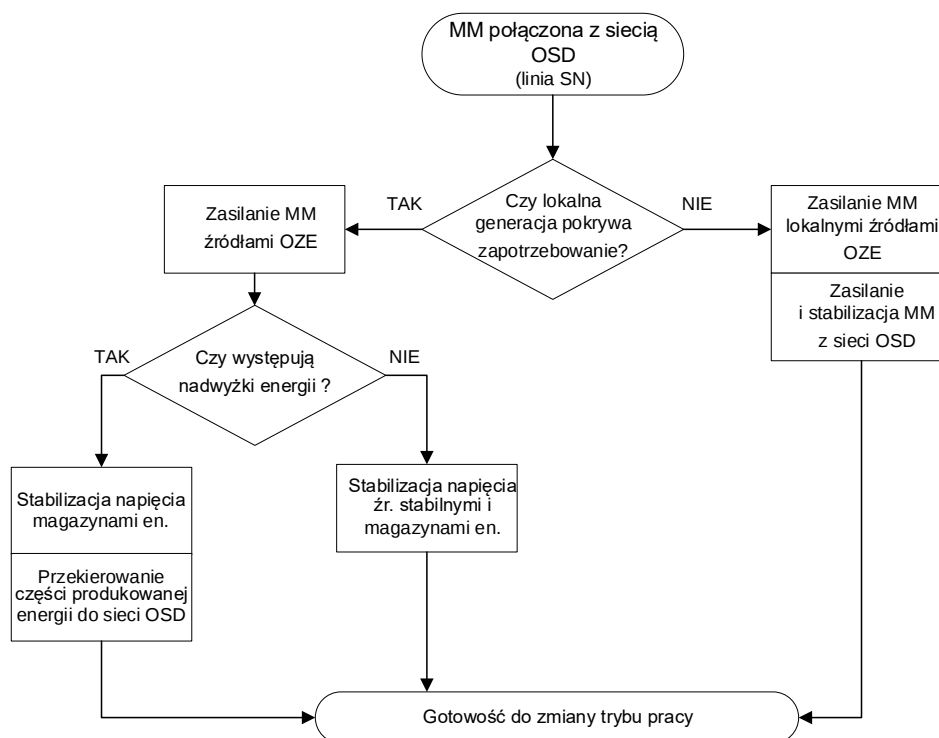


Źródło: Opracowanie własne

Kluczową rolę w opisywanym układzie pełni jednostka MU wyposażona w możliwość klasycznego pomiaru prądów i napięć po stronie SN oraz po stronie nN i zamiany tych danych na formę cyfrową. Ilość wejść pomiarowych powinna być uzależniana od ilości odpływów nN. Konieczne jest również wyposażenie MU we właściwą dla danego układu pracy mikrosieci ilość wejść i wyjść dwustanowych. Jednostka MU powinna mieć możliwość otwierania i zamykania łączników w swojej stacji. Wynika z tego również, że wszelkie łączniki po stronie SN i nN w stacji powinny mieć możliwość zdalnego otwierania i zamykania.

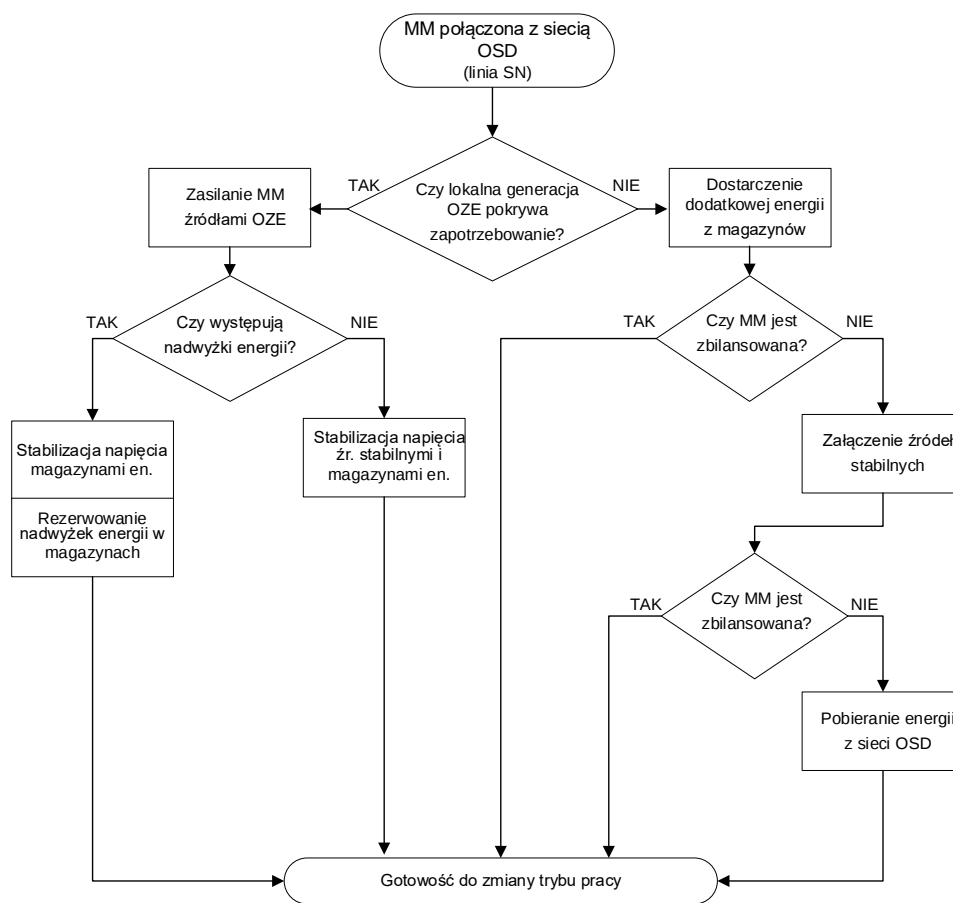
i napięcia na odpowiednich poziomach. Praca ta odbywa W czasie dużego obciążenia systemu krajowego, mikrosieci mogą pracować w trybie wyspowym, co wymaga odpowiedniego zarządzania lokalnymi zasobami energii [43][44][47][53][64].

Rysunek 48. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 1



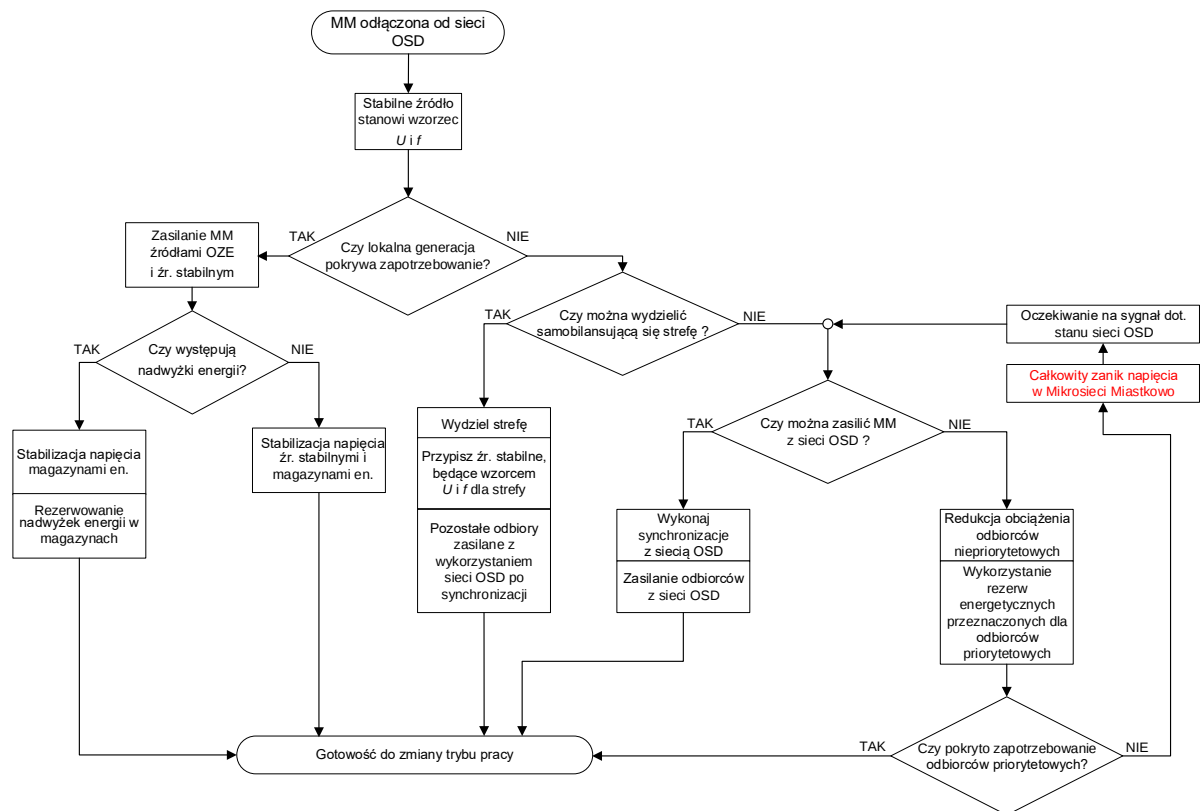
Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 49. Schemat blokowy działania Mikro sieci Miastkowo w Trybie 2



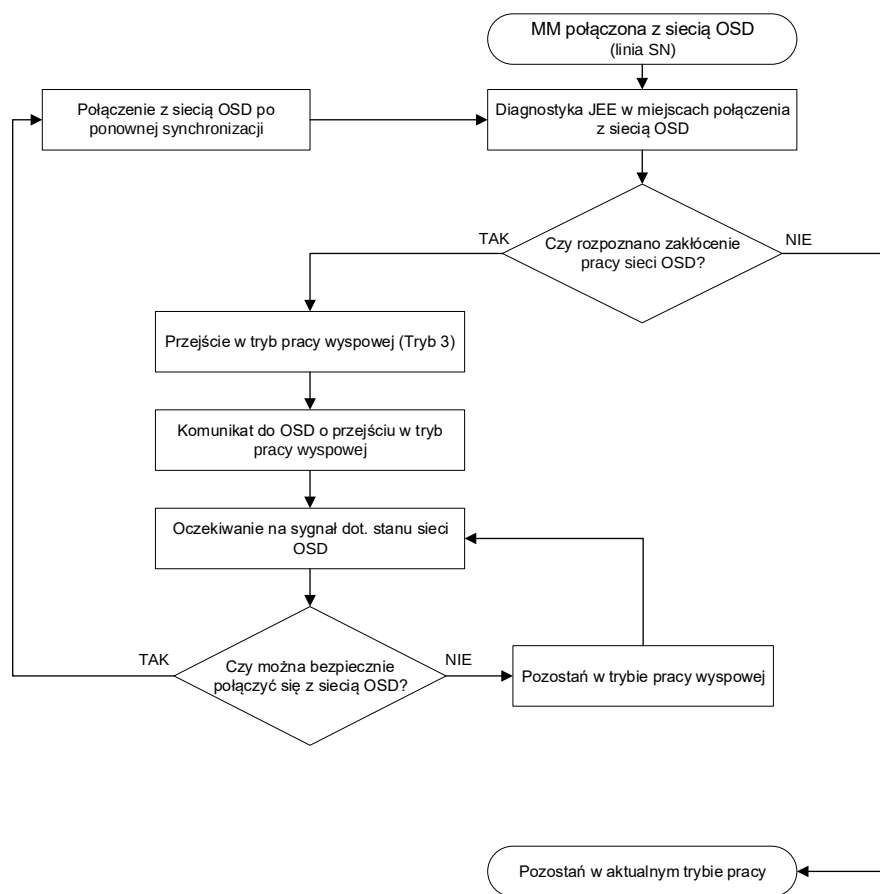
Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 50. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 3



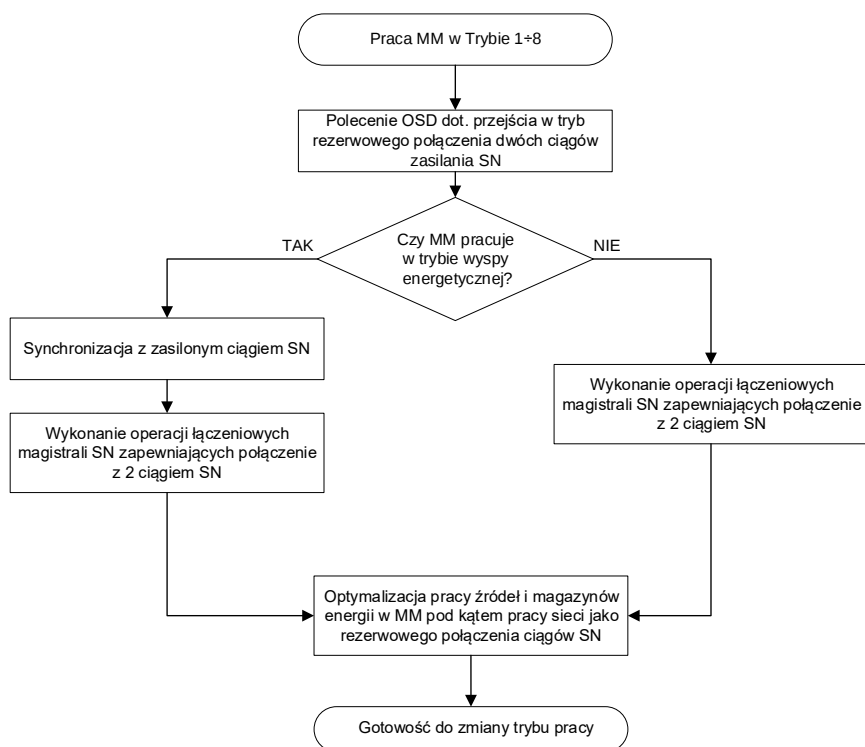
Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 51. Schemat blokowy działania Mikro sieci Miastkowo w Trybie 4



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 52. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 5



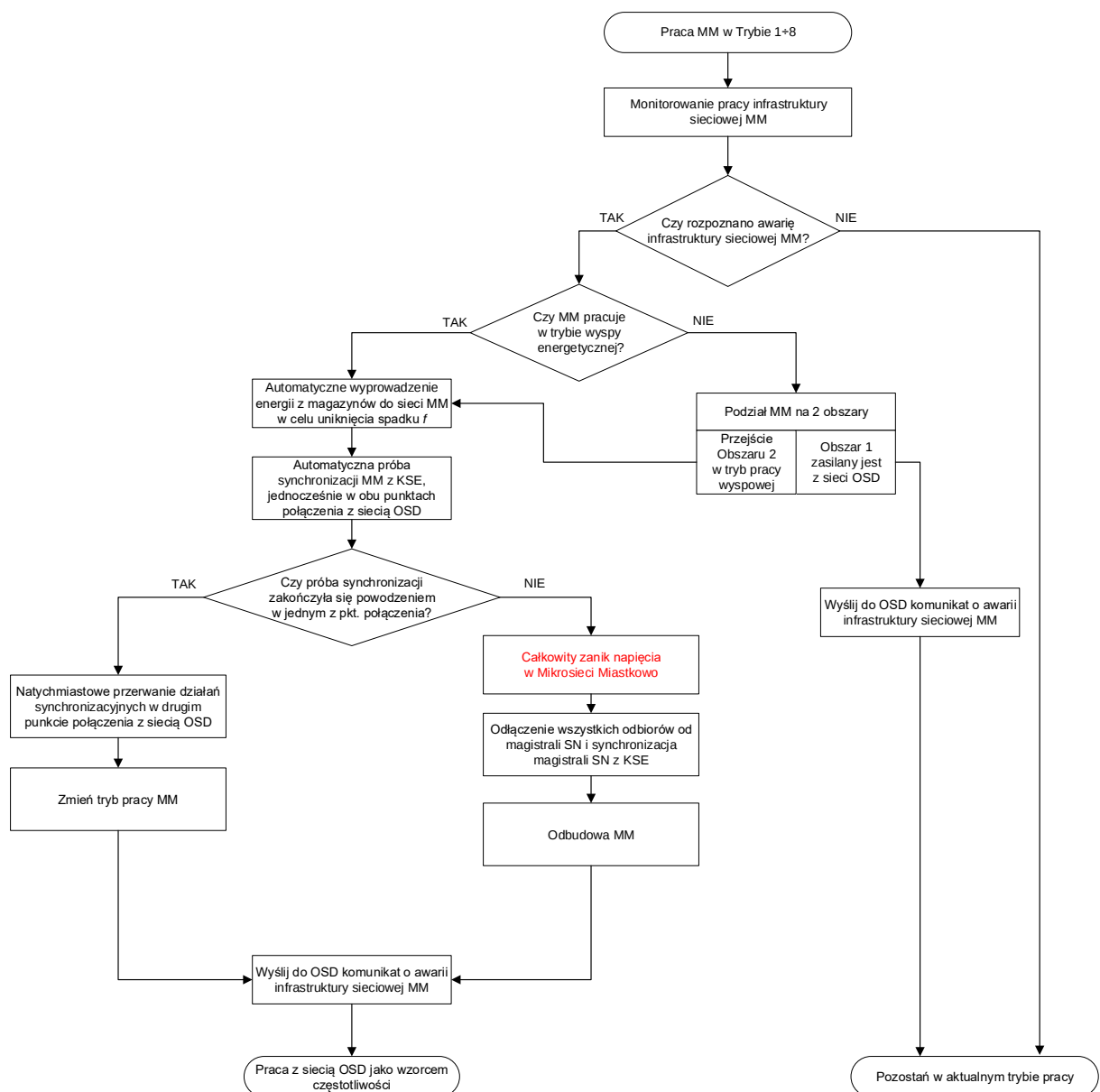
Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 53. Schemat blokowy działania Mikro sieci Miastkowo w Trybie 6



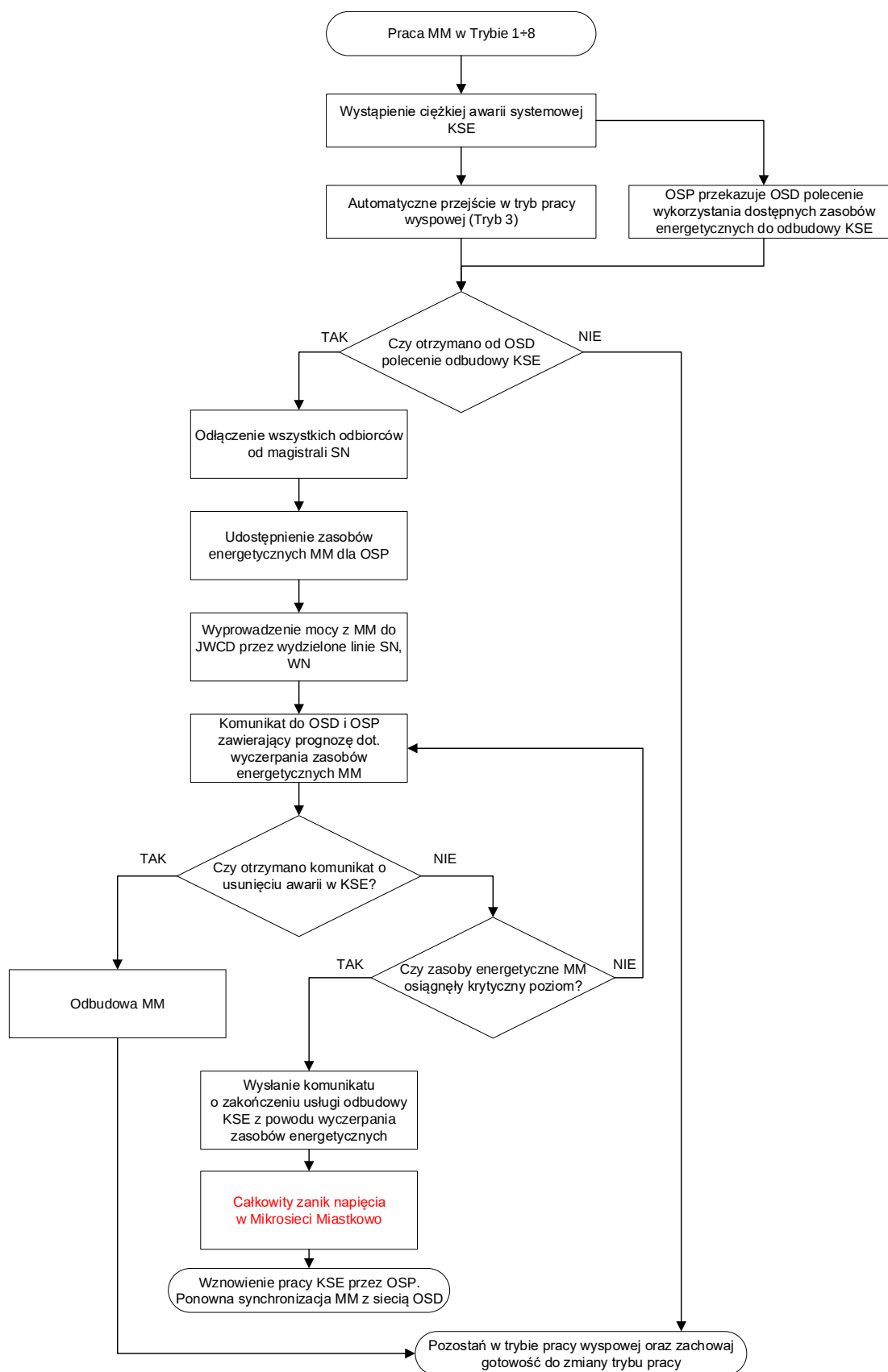
Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 54. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 7



Źródło: Opracowanie własne

Rys. 6.1. Schemat blokowy działania Mikro sieci Miastkowo w Trybie 8



Źródło: Opracowanie własne

Każdy z opracowanych trybów pracy, jak również schemat blokowy działania, jest zgodny z założeniami oraz wymaganiami przedstawionymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych. Dokument ten zawiera informacje, którymi kierują się operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) w Polsce. Każdy z OSD przygotowuje własną instrukcję zgodną z wytycznymi Urzędu Regulacji Energetyki (URE), która następnie musi być zatwierdzona przez Prezesa URE.

6.2. Parametry jednostek wytwórczych

W prowadzonych badaniach założono, że możliwa jest budowa trzech rodzajów technologii OZE:

- panele fotowoltaiczne,
- elektrownie wiatrowe,

Wybór powyższych technologii został ograniczony na podstawie przeprowadzonego audytu o dostępności paliw w lokalizacji mikrosieci, oraz pobliskich miejscowości. Zgodnie z tym okazało się, że do wsi nie jest doprowadzona sieć gazownicza, co wykluczyło źródła na to paliwo. Przeprowadzony audyt wskazał jednak możliwość budowy biogazowni z uwagi na dostępność pobliskiego składowiska odpadów, oddalonego o 5 km od centralnej części wsi. Aby określić maksymalną moc takiej elektrowni posłużono się wynikami dotyczącymi rocznych dostaw odpadów na składowisko, które wykazały wysokie wahania wielkości dostaw odpadów. W przypadku biogazowni, nieregularność dostępności paliwa, w postaci odpadów, zaburzyłby stały cykl pracy, co wpływałoby na przewidywalność produkcji energii elektrycznej na przestrzeni całego roku.

Z uwagi na posługiwanie się rzeczywistymi danymi w prowadzonych badaniach, jak również możliwością wdrożenia niniejszych efektów badań, zdecydowano, że przed optymalizacją źródeł wytwórczych w mikrosieci, zostaną wybrane konkretne typy źródeł wytwórczych wraz ze wskazaniem producentów oraz parametrów, które wpisują się w założenia projektu oraz pozwolą zrealizować cel badania.

a. Panele fotowoltaiczne

Przy wyborze paneli fotowoltaicznych, posłużono się weryfikacją stopnia niezawodności, jak również niskiej utraty sprawności na przestrzeni lat pracy paneli, co będzie miało znaczący wpływ na opłacalność wdrożenia, a tym samym na końcową cenę energii elektrycznej. Pod uwagę brano wyłącznie panele z monokrystalicznym typem komórki.

Do badań wybrano panele fotowoltaiczne marki LONGI o oznaczeniu LONGI LR6-72HV 350M. Poniżej została zawarta specyfikacja paneli.

Tabela 10. Specyfikacja paneli fotowoltaicznych

Model nr.	LONGI LR6-72HV-350M
Gwarancja	10 lat
Gwarancja zasilania	10 lat 93,05% mocy wyjściowej, 25 lat 84,8% mocy wyjściowej
Moc maksymalna (Pmaks.)	350 Wp
Napięcie przy mocy maksymalnej (Vmpp)	38,2 V
Prąd przy mocy maksymalnej (Impp)	9.16
Napięcie w obwodzie otwartym (Voc)	46,9 V
Prąd zwarciovv (Isc)	9,68
Wydajność panelu	18,10%
Tolerancja mocy (dodatnia)	1,50%
Moc maksymalna (Pmaks.)	256,7 Wp
Napięcie przy mocy maksymalnej (Vmpp)	35 V
Prąd przy mocy maksymalnej (Impp)	7,33 roku
Napięcie w obwodzie otwartym (Voc)	43,4 V
Prąd zwarciovv (Isc)	7,83 A
Zakres temperatury pracy	-40~85 °C
Współczynnik temperaturowy Pmax	-0,41 %/°C
Współczynnik temperaturowy Voc	-0,33 %/°C

Współczynnik temperaturowy Isc	0,059%/°C
Maksymalne napięcie systemu	1500 V
Klasa bezpiecznika serii	20 lat
Wymiary panelu (wys./szer./gł.)	1956x991x40 mm
Waga	22,5 kg
Typ komórki	Monokrystaliczny
Numer komórki	72
Diody do skrzynki przyłączeniowej	3
Klasa ochrony skrzynki przyłączeniowej	IP 67
Przekrój kabla	4 mm ²
Długość kabla	1200 mm

Źródło: www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/LONGi-Solar/5341/LR6-72HV-350M/specification-data-sheet.html

Powyżej przedstawione parametry techniczne mają wpływ zarówno na opracowanie doboru źródeł pozwalających zbilansować mikroukład, jak również na obciążalność sieci elektroenergetycznej, czy też samo rozmieszczenie źródła wytwórczego w wyznaczonej lokalizacji.

b. Turbiny wiatrowe

Panujące regulacje w zakresie budowy turbin wiatrowych, ograniczają możliwość lokalizacji źródła w minimalnej odległości 10 krotności wysokości wiatraka od najbliższych zabudowań. Mimo iż lokalizacja mikrosieci to wieś otoczona licznymi polami, to budowa wysokiej turbiny wiatrowej poprzez swoją odległość od zabudowań spowodowałaby znaczący wzrost kosztów przyłącza źródła, do jednej z 8 stacji

w mikroukładzie. Stąd, przy doborze źródła wiatrowego wzięto pod uwagę wyłącznie turbiny wiatrowe, których wysokość nie przekracza 30 metrów. Dla tego założenia został znaleziony model o mocy 100 kW, marki Northern Power. Poniżej znajduje się pełna specyfikacja urządzenia.

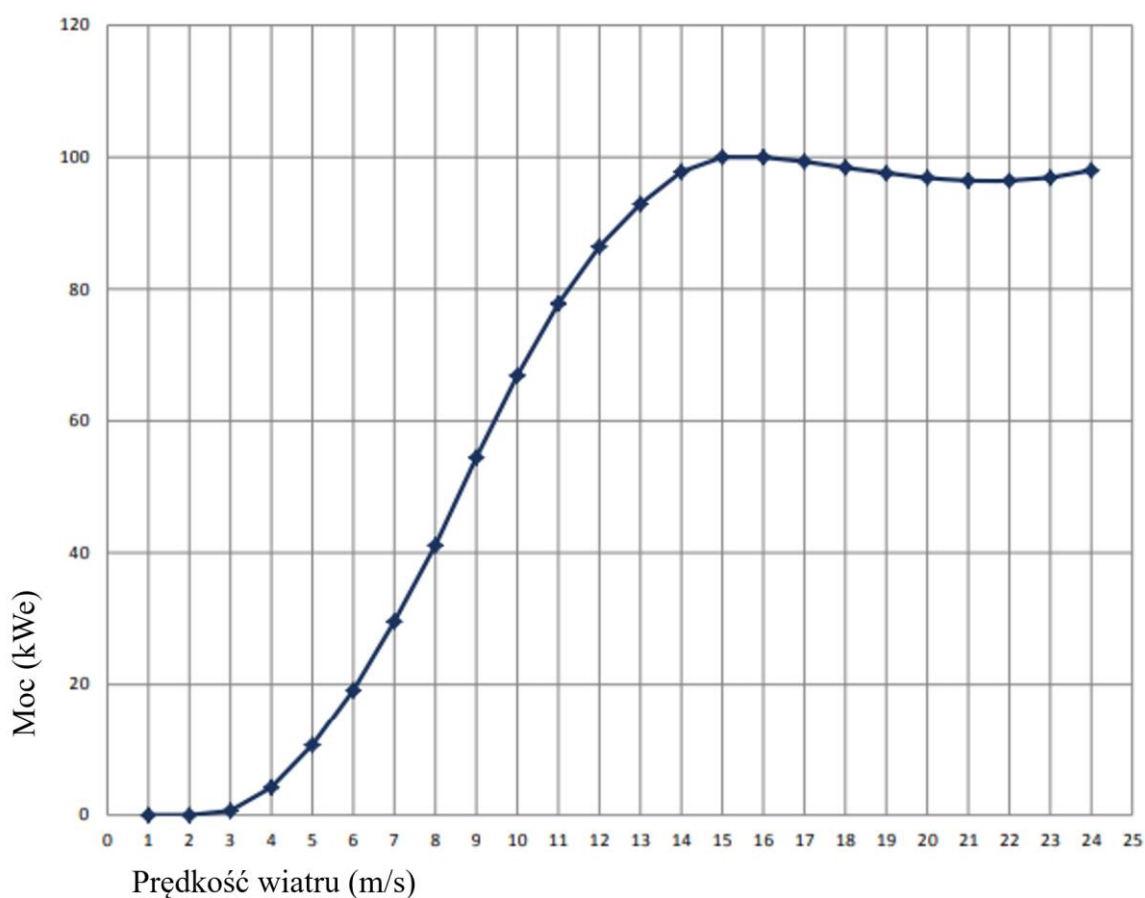
Tabela 11. Specyfikacja turbiny wiatrowej

Model	Northern Power 100C-21
Żywotność	20 lat
Moc znamionowa	100 kW
Znamionowa prędkość wiatru	15,0 m/s
Maksymalna prędkość wiatru	59,5 m/s
Średnica wirnika	20,7 m
Gęstość mocy	297 W/m ²
Rodzaj skrzyni biegów	napęd bezpośredni
Generator	synchroniczny stały
Napięcie	400,0 V
Połączenie sieciowe	falowniki
Częstotliwość sieci	50 Hz
Wysokość wieży	29 m
Kształt	stożkowy
Waga gondoli	6,5 t
Waga wieży	12,0 t
Zakres temperatur operacyjnych	od -20 °C do 40 °C

Źródło: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1269-nps-northern-power-nps-100c-21>

Dzięki stosunkowo niskiej wysokości w stosunku do otrzymywanej mocy z wiatraka, rozmieszczenie źródła na terenie mikroukładu nie powinno stanowić problemu, bowiem wspomniana wymagana odległość będzie wynosiła 300 metrów od najbliższych zabudowań.

Rysunek 55. Zależność mocy turbiny wiatrowej do prędkości wiatru



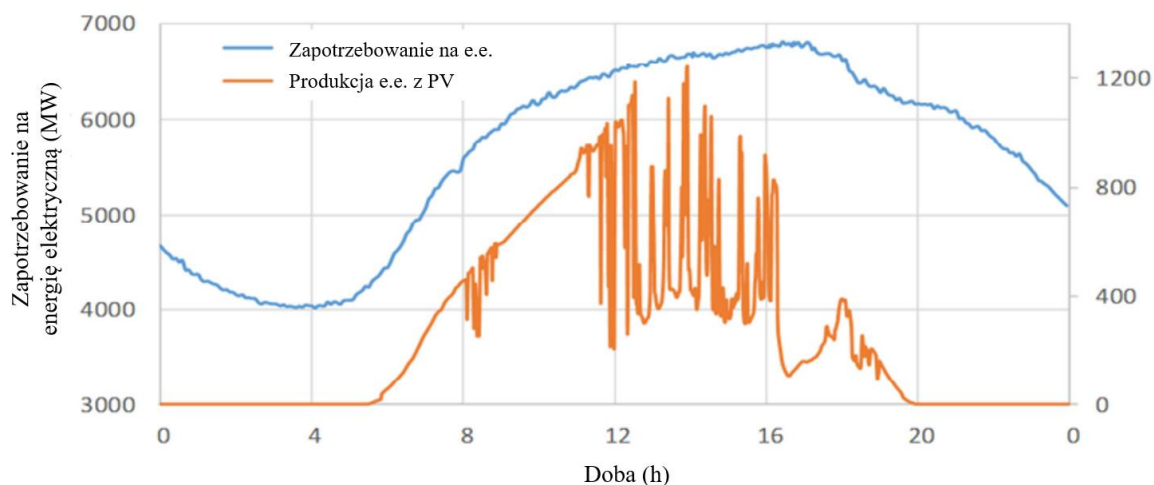
Źródło: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1269-nps-northern-power-nps-100c-21>

Zgodnie z poniżej zamieszczonym wykresem, dla wybranej turbiny wiatrowej o mocy 100 kW, maksymalna moc produkcji energii elektrycznej uzyskiwana jest przy prędkości wiatru 15 m/s, na wysokości 30 metrów.

c. Magazyn energii elektrycznej

W mikroukładzie elektroenergetycznym opartym o odnawialne źródła energii, które swoją pracę w największej mierze uzależniają od warunków pogodowych, zasadne jest podjęcie bilansowania zmienności przebiegów produkcji energii elektrycznej. Zarówno energia elektryczna pochodząca ze źródeł PV jak również z turbin wiatrowych, to energia, która po dokładnym zwymiarowaniu nie charakteryzuje się stałymi wartościami oddawanej energii.

Rysunek 56. Produkcja energii elektrycznej z PV



Źródło: Overbuilding & curtailment: The cost-effective enablers of firm PV generation, Marc Perez, Richard Perez, Karl R. Rábago, Morgan Putnam, 2019

Jak można zauważyć na powyższym wykresie, dobowa krzywa produkcji energii elektrycznej z PV ma bardzo duże wahania, co często powodują czynniki pogodowe. Przy produkcji z paneli słonecznych, wystarczy chwilowe zachmurzenie, aby produkowana energia chwilowo spadła do 0. W takich przypadkach najlepszym rozwiązaniem jest wykorzystanie magazynu energii elektrycznej, który przy odpowiednim doborze mocy oraz pojemności będzie zdolny ładować się kiedy mamy chwilowe nadwyżki energii elektrycznej, natomiast w chwilach niedoboru, możliwe będzie oddawanie energii do sieci.

Dla wsi gdzie zapotrzebowanie na energię elektryczną jest porównywalne w wielu gospodarstwach domowych, warto rozważyć tzw. rozproszone magazyny energii, o małej pojemności. W badaniu założono, że magazyny mają pozwolić wyłącznie na podtrzymywanie zasilania dla odbiorców w chwilach niedoboru energetycznego, a nie zbierać całą nadprodukcję energii elektrycznej w mikrosieci. Takie rozwiązanie pozwoli zoptymalizować nakłady inwestycyjne, co pozytywnie wpłynie na końcowy koszt energii elektrycznej. Do badania optymalizacji doboru ilości magazynów energii użyto magazyny o pojemności 72 kWh oraz mocy 72 kW, producenta TesVolt.

Tabela 12. Specyfikacja magazynu energii elektrycznej

Model	TS WN 70/9-20
Pojemność energii	72 kWh (przy 100% DoD)
Napięcie nominalne	729 V
Min. napięcie robocze	634 V
Maks. napięcie robocze	822 V
Nominalny prąd ładowania/rozładowania	100 A
Maks. Skrzynia	1C
Komórka	Pryzmatyczny litowy NMC (Samsung SDI)
Równoważenie komórek	Optymalizator baterii DynamiX
Oczekiwane cykle przy 100% DoD 70% koniec życia 23°C +/-5°C 1C/1C	6000
Oczekiwane cykle przy 100% DoD 70% koniec życia 23°C +/-5°C 0,5C/0,5C	8000
Wydajność (akumulator)	Do 98%
Zużycie własne (tryb czuwania)	5 W (bez falownika akumulatorowego)
Temperatura robocza	0°C do 50°C
Temperatura otoczenia	0°C do 50°C
Wilgotność	0 do 80% (bez kondensacji)
Koncepcja chłodzenia	Pasywna przez płetwy i aktywna przez wentylatory
Wysokość miejsca instalacji	<2000 m n.p.m.
Waga	656 kg

Wymiary (wys. x szer. x gł.)

2008 x 608 x 990 mm

Gwarancja

10-letnia gwarancja wydajności, 5-letnia gwarancja systemowa

Źródło: <https://www.tesvolt.com/en/products/e-serie/ts-hv-70-e.html>

Mając na celu uzyskanie jak najbardziej rzeczywistych wyników badań, dla każdego z powyżej wskazanych urządzeń oraz źródeł energii elektrycznej, na etapie obliczeń, zostały wprowadzone całoroczne charakterystyki i przebiegi pracy urządzeń według informacji uzyskanych od poszczególnych producentów.

6.3. Profile odbiorców

Na potrzeby przeprowadzenia badań wdrożono u wszystkich odbiorców (261 punktów przyłączenia) z 8 stacji transformatorowych, inteligentne opomiarowanie, które pozwoliło zwymiarować jak wygląda zapotrzebowanie na energię elektryczną w odstępach 15 minutowych. Dane te służyć będą do opracowania doboru źródeł energii w mikrosieci, a ich 15 minutowy interwał czasowy pozwoli zoptymalizować źródła wytwórcze tak, aby zgodnie z założeniem czasowej pracy wyspowej, zbilansować popyt z podażą energii elektrycznej.

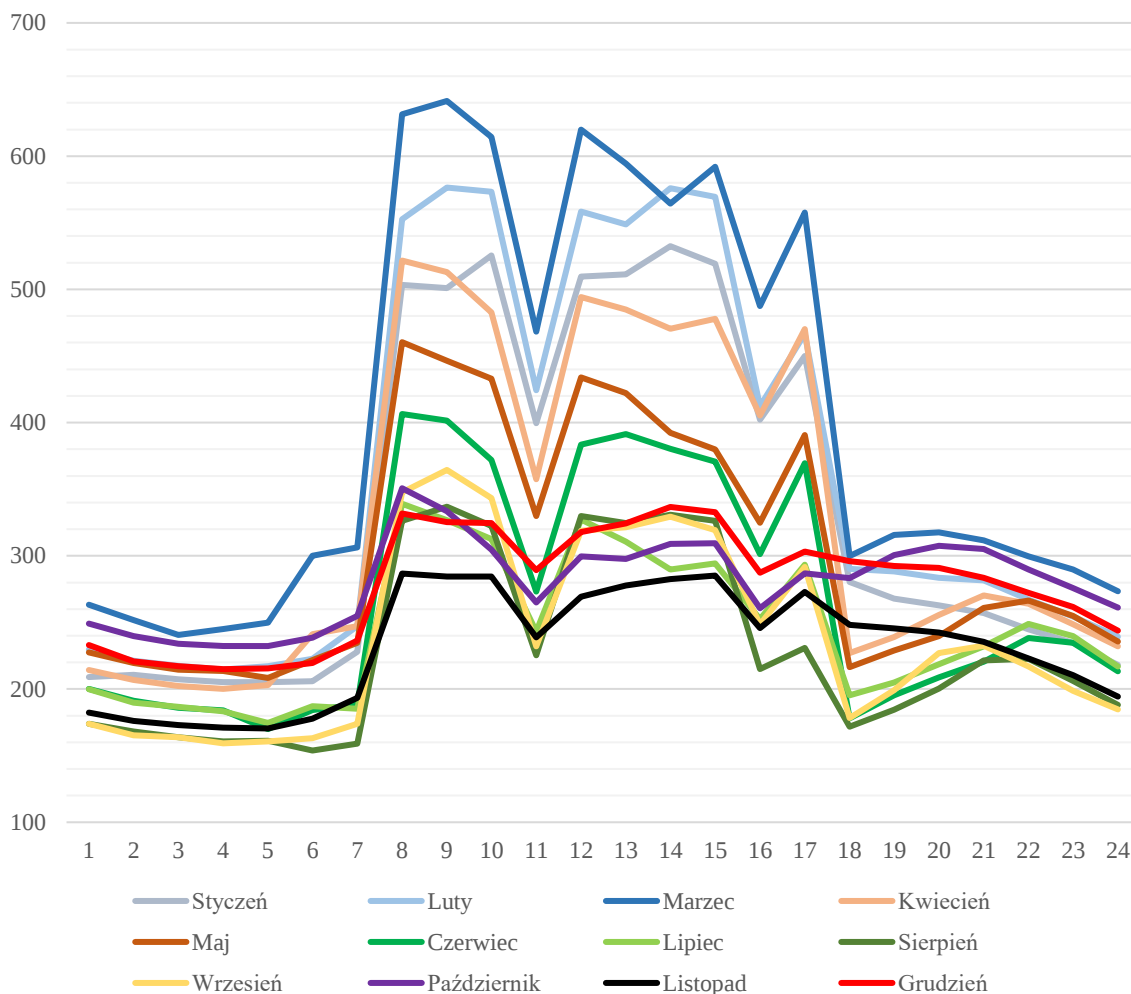
Rysunek 57. Zaawansowany system pomiarowy AMI, wdrożony u odbiorców energii elektrycznej w Mikrosieci Miastkowo



Źródło: <https://swiatoze.pl/pge-dystrybucja-wdrozyla-zaawansowany-system-pomiarowy-ami/>

Do zaprezentowania przebiegu zużycia energii elektrycznej u odbiorców, posłużono się kalkulacją danych w formie średniorocznego godzinowego zapotrzebowania z podziałem na poszczególne miesiące.

Rysunek 58. Przebieg średniorocznego godzinnego zapotrzebowania na energię elektryczną u wszystkich odbiorców w mikrosieci z podziałem na miesiące w 2023 r.



w pracy maszyn u odbiorcy przemysłowego, co wpływa na znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną.

W badaniach przyjęto, że analiza obciążalności linii elektroenergetycznych zostanie wykonana dla czterech charakterystycznych dni w roku, w których następuje najwyższe oraz najniższe zużycie energii elektrycznej, w zimie oraz w lecie. Tabela nr 13 zawiera wyniki dla poszczególnych stacji transformatorowych.

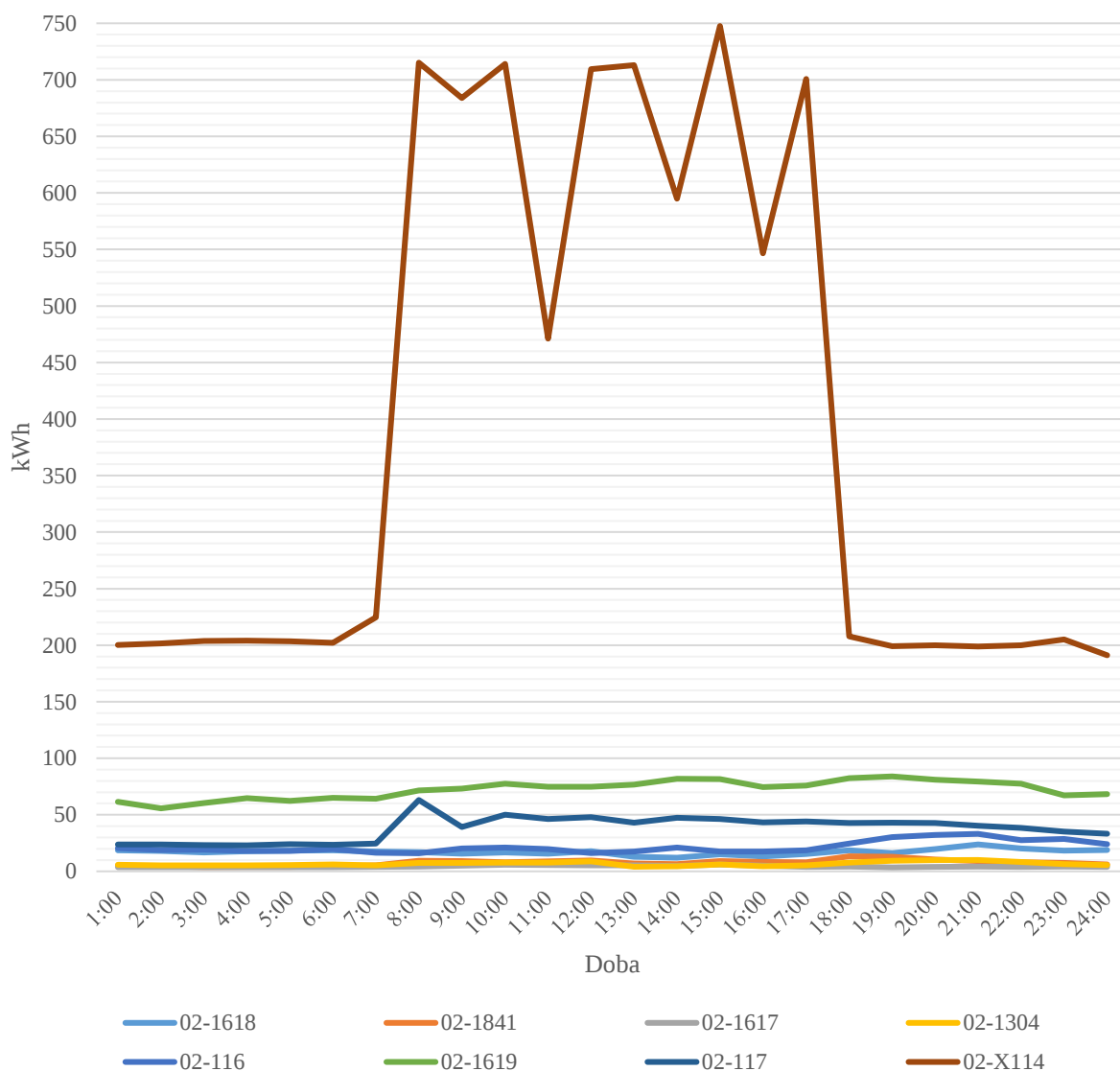
Tabela 13. Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych stacjach transformatorowych

Numer stacji trafo	Maksymalne zużycie dla szczyt zima 08.03.23 godz. 15 [kWh]	Minimalne zużycie dla dolina zima 04.11.23 godz. 15 [kWh]	Maksymalne zużycie dla szczyt lato 20.07.23 godz. 9 [kWh]	Minimalne zużycie dla dolina lato 30.07.23 godz. 12 [kWh]
02-116	46,32	10,95	8,43	2,19
02-117	17,52	5,76	4,68	1,08
02-1304	81,51	25,24	19,89	10,7
02-1617	15,2	1,6	1,4	0,05
02-1618	6,05	0,55	0,25	0,65
02-1619	9,05	8,15	4	6,75
02-1841	6	1,44	14,16	3,6
02-X114	747,6	14,4	622,5	11,4

Źródło: OSD

W zimie dniem z najwyższym zużyciem energii elektrycznej był 8 marca. Jak widać na poniższym wykresie, wartość w zdecydowanej mierze kształtuje odbiorca ze stacji 02-X114, a więc odbiorca przemysłowy. Zapotrzebowanie na pozostałych stacjach jest zdecydowanie bardziej równomierne. Stacja 02-1619 posiadająca największą liczbę odbiorców, zużywa najwięcej energii.

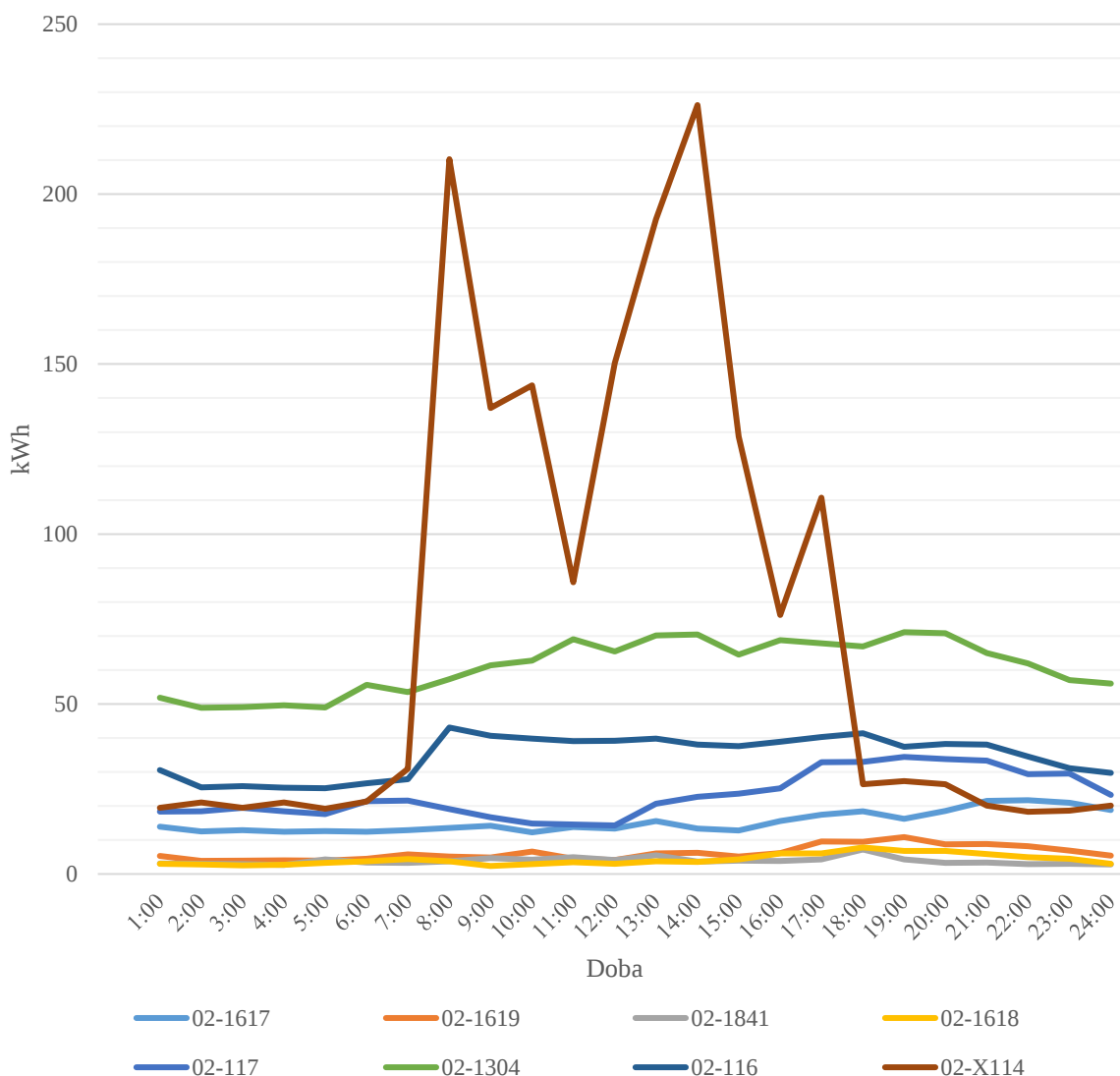
Rysunek 59. Największe zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w zimie - 08.03.2023 roku (poniedziałek) o godz. 15:00



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych OSD

Nieco inna sytuacja ma miejsce podczas dnia z najniższym zapotrzebowaniem na energię elektryczną – 4 listopada. Jak można zauważyć na poniższym wykresie, u odbiorcy przemysłowego ze stacji 02-X114, następowała nierównomierna praca maszyn co skutkowało mało przewidywalnym poziomem zużycia energii elektrycznej. Również poprzez chwilową dolinę, mikroukład zaliczył minimalne zapotrzebowanie.

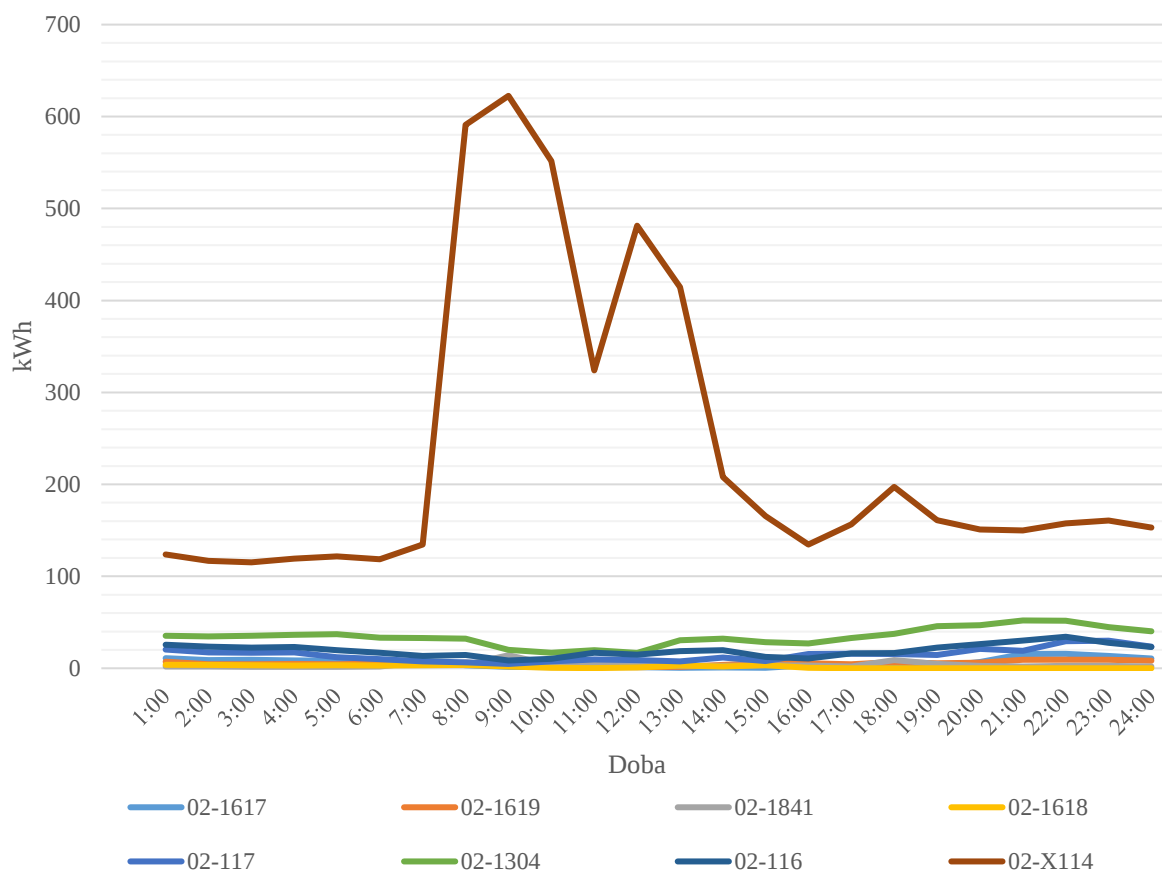
Rysunek 60. Najmniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w zimie - 04.11.2023 roku (czwartek) o godz. 15:00



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych OSD

W lato najwyższe zapotrzebowanie wystąpiło 20 lipca. Podobnie do poprzednich wykresów, szczyt zużycia energii elektrycznej był ukształtowany przez odbiorcę przemysłowego ze stacji 02-X114. Patrząc na wykres można odczytać, że zakład obróbki drewna rozpoczął pracę o godzinie 7:00 osiągając pełną moc przerobową ok. godz. 9:00, oraz zakończył cykl produkcji na ten dzień ok. godz. 12:00.

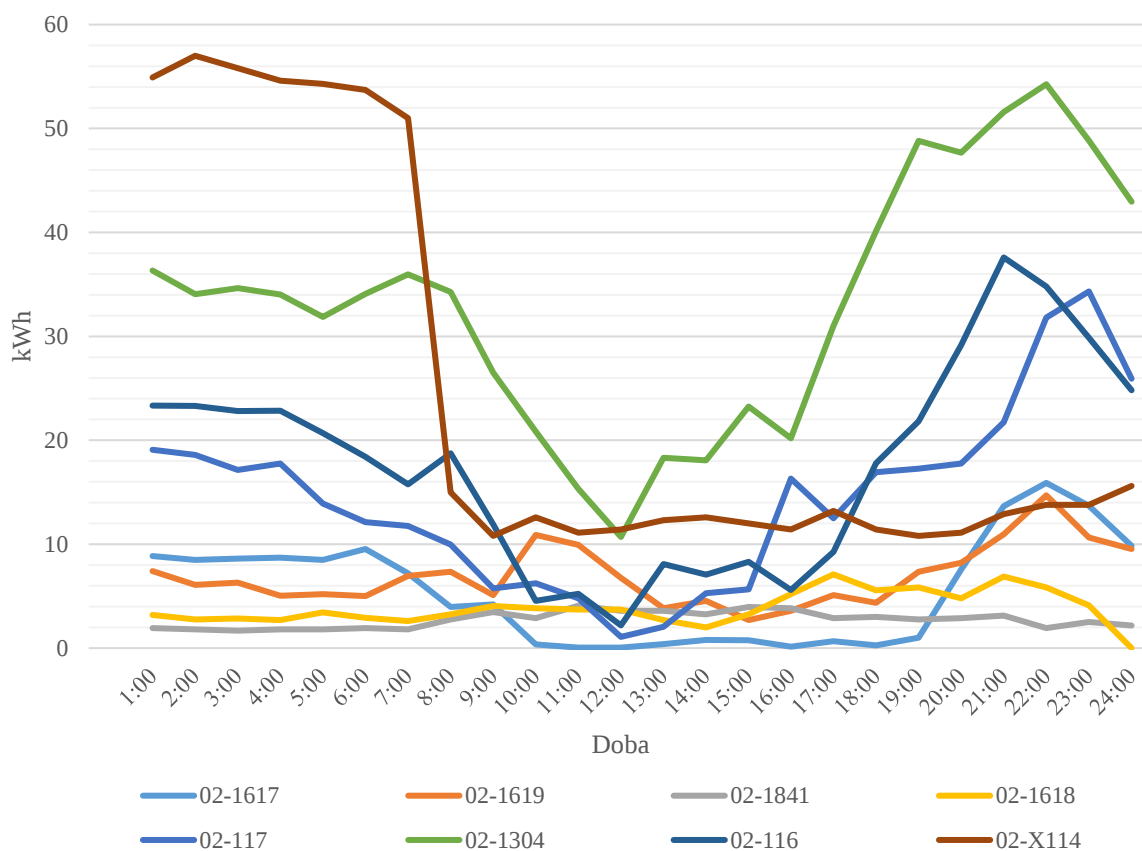
Rysunek 61. Największe zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w lato - 20.07.2023 roku (wtorek) o godz. 9:00



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych OSD

Zupełnie odmienna sytuacja nastąpiła w dniu o najmniejszym zapotrzebowaniu w lato – 30 lipca. Mianowicie, widać na poniższym wykresie, że odbiorca przemysłowy nie uruchomił swoich maszyn, zmniejszając swoje zużycie z nocnych ok. 50-60 kWh do 10-12 kWh. W pozostałych stacjach przebieg zużycia również był nieregularny w porównaniu do pozostałych zestawień. Warto również odnotować jak duży wzrost nastąpił w tzw. szczycie wieczornym, ok. godz. 22:00, gdzie we wszystkich stacjach zużycie podskoczyło niemal dwukrotnie.

Rysunek 62. Najmniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w lato - 20.07.2023 roku (piątek) o godz. 12:00



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie danych OSD

Zaprezentowane przebiegi zużycia energii elektrycznej w poszczególnych stacjach transformatorowych w charakterystycznych dniach, pokazują jak bardzo elastyczne muszą być dzisiaj systemu dystrybucyjne. Bezpieczeństwo funkcjonowania mikroukładu w momencie spadku zapotrzebowania bądź drastycznego wzrostu, to kluczowa funkcjonalność jaką muszą spełniać nowoczesne systemu elektroenergetyczne.

6.4. Zadanie 1 – optymalizacja doboru źródeł w mikrosieci

Jak wspomniano w poprzednich rozdziałach, całkowite zużycie energii u odbiorców wchodzących w skład planowanej mikrosieci wynosiło 2 558 898 kWh. Zgodnie z założeniami planowany mikroukład zdolny będzie do pracy wyspowej przez ok. 3 godziny, co jest równe średnim czasom przerw w przypadku awarii na sieci. Dane te pochodzą ze statystyk Urzędu Regulacji Energetyki. Na tej podstawie przyjęto ilość energii elektrycznej, jaką algorytm

optymalizujący dobór źródeł może zakupić z KSE, na potrzeby tzw. rezerwy bądź chwilowych niedoborów. Ilość energii pobieranej z KSE przez mikrośieć wynosi 400 000 kWh rocznie, co stanowi nieco ponad 15% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Aby obliczyć koszt energii elektrycznej z KSE dla mikrośieci, opracowano na podstawie comiesięcznych raportów publikowanych przez Towarową Giełdę Energii elektrycznej (TGE), szacowaną średnią cenę energii dla każdej godziny w dobie. Takie podejście urzeczywistnia wyniki, ponieważ energia elektryczna z KSE będąca rezerwą dla mikrośieci, może przybrać inną cenę w nocy, a inną cenę w ciągu dnia. Ceny te wahają się pomiędzy 600 zł/MWh do ponad 2000 zł/MWh. Algorytm przy doborze źródeł dla chwilowego zapotrzebowania na energię elektryczną decydował będzie czy taniej wykorzystać energię z magazynu, czy też zwiększyć moc projektowanego źródła PV bądź el. wiatrowej, czy może tańszym rozwiązaniem będzie zakup energii z KSE. Warto zaznaczyć, że rozliczanie z KSE następuje na punkcie styku w R02-2256, czyli na początku odnogi, głównej linii SN mikroukładu.

Mając powyższe dane oraz informacje o źródłach wytwórczych wraz z ich profilami produkcji, które zostały opisane w rozdziale 6.5, przystąpiono do symulacji każdej godziny w roku, na podstawie przebiegów pochodzących z wdrożonej inteligentnej infrastruktury pomiarowej we wskazanej lokalizacji.

Algorytm optymalizacyjny oszacował maksymalne moce wskazanych źródeł, koniecznych do zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców mikrośieci. Wyniki te zostały zamieszczone w tabeli 14.

Tabela 14. Wyniki symulacji – moc komponentów w mikrośieci

Komponent	Nazwa	Moc [kW]
Panele PV	LONGi LR6-72HV-350M	1329
Magazyn Energii	TesVolt TS HV 70	1344
Turbiny wiatrowe	Northern Power NPS100C-21	600
Konwerter	System Converter	572
Sieć	KSE	650

Źródło: Opracowanie własne

6.4.1. Wyniki przeprowadzonych obliczeń

a. Panele PV

W ramach przeprowadzonej symulacji otrzymano wynik mocy źródeł fotowoltaicznych w wysokości 1 329 kW. Nasłonecznienie w wybranej lokalizacji, przy zakładanej sprawności urządzenia pozwoliła osiągnąć roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie 1 450 866 kWh. Wartość ta została policzona na podstawie następującego wzoru:

$$E = P \times H \times \eta \times PR \quad (5.18)$$

E – roczna produkcja energii [kWh];

P – moc instalacji [kW];

H – nasłonecznienie [kWh/m²/rok];

η – sprawność paneli;

PR – współczynnik wydajności;

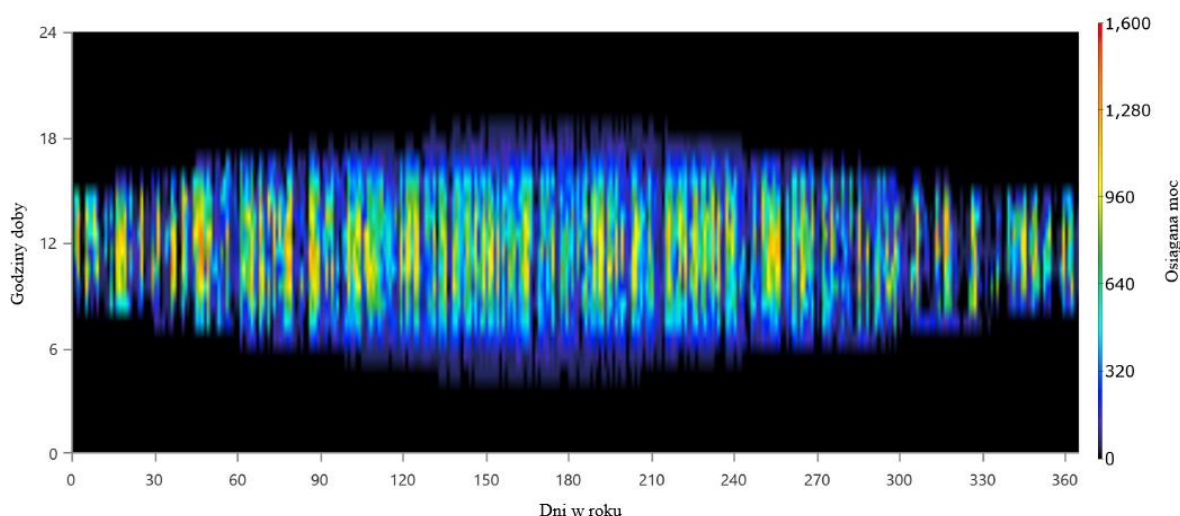
Jak można zauważyć na rysunku 61 produkcja ze źródła w ujęciu rocznym jest bardzo nieregularna, osiągająca swoje szczytowe wartości pomiędzy godz. 10, a godz. 14. Warto również zauważyć, jak wraz ze zmianą miesięcy przebiega spadek produkcji ze źródła PV. Duża zależność od warunków pogodowych pokazuje, że fotowoltaika nie może być jedynym źródłem w projektowanej mikrosieci. Do jej sprawnego działania konieczne są urządzenia stabilizujące układ – magazyny energii elektrycznej.

Tabela 15. Dane elektroenergetyczne paneli PV w mikrosieci

Opis	Jednostka	Wartość
Minimalna moc oddana	kW	0
Maksymalna moc oddana	kW	1 474
Udział w całkowitej produkcji	%	56,7
Moc	kW	1 329
Współczynnik wydajności	%	12,5
Całkowita produkcja	kWh/rok	1 450 866

Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 63. Produkcja energii elektrycznej z PV w ujęciu rocznym



Źródło: Opracowanie własne

b. Turbiny wiatrowe

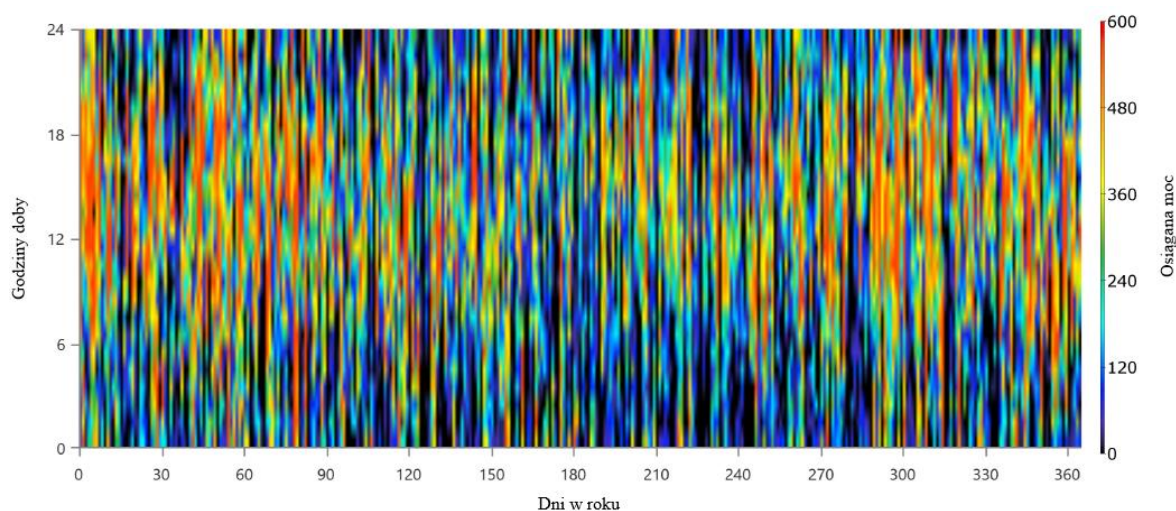
Turbiny wiatrowe stanowią nieco bardziej przewidywalne źródło energii elektrycznej. Zgodnie z opracowanym wykresem pracy urządzenia na podstawie wyników wietrzności z ostatnich 50 lat dla wybranego obszaru, można zauważyć znacznie więcej godzin operacyjnych pracy turbin wiatrowych, w porównaniu do paneli fotowoltaicznych. Rozkład osiągniętej mocy w przeciągu roku, pokazuje, że w okresie zimowym październik-marzec, turbiny pracują często z pełną mocą, co uzupełnia niedobory mocy z PV we wspomnianych okresach. Mimo, że turbiny wiatrowe mają dużo częściej warunki do optymalnej pracy, to wciąż ich przebieg produkcji jest często przerywany, co nie pomaga w budowie elastycznego mikrosystemu.

Tabela 16. Dane elektroenergetyczne turbin wiatrowych w mikrosieci

Opis	Jednostka	Wartość
Minimalna moc oddana	kW	0
Maksymalna moc oddana	kW	600
Udział w całkowitej produkcji	%	76,8
Moc	kW	600
Współczynnik wydajności	%	37,4
Całkowita produkcja	kWh/rok	1 964 259

Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 64. Produkcja energii elektrycznej turbin wiatrowych w ujęciu rocznym



Źródło: Opracowanie własne

c. Magazyn energii elektrycznej

Magazyn w planowanej mikrosieci to jedyne, prócz rezerwy z KSE, stabilne źródło zabezpieczające bilansowanie energii elektrycznej. Wynikiem symulacji dla planowego mikrosystemu jest magazyn energii elektrycznej składający się z 22 modułów o łącznej pojemności 1 344 kWh. Każdy z modułów posiada moc 70 KW. Na podstawie rocznego przebiegu pracy magazynu, została oszacowana przewidywana żywotność, która wynosi prawie 27 lat pracy. W tym przypadku okres pracy został wyliczony na podstawie liczbie cykli pracy w ciągu roku, maksymalnej głębokości rozładowania, zakresu temperatury pracy oraz mocy ładowania i rozładowania.

$$L = N_{cykli} \times D_{od} \times k_{temp} \times k_{prad} \quad (5.19)$$

N_{cykli} – nominalna liczba cykli baterii przy pełnym DoD (głębokość rozładowania);

D_{od} – współczynnik zależny od głębokości rozładowania (np. DoD = 80% zmniejsza ilości cykli o pewien procent względem pełnego DoD);

k_{temp} – współczynnik temperatury (koryguje żywotność w zależności od odchylenia od optymalnej temperatury pracy);

k_{prad} – współczynnik zależny od prądu ładowania i rozładowania;

L – przewidywana żywotność;

Zgodnie z założeniem producenta, wskazane do badań ogniwa są w stanie pracować 6000 cykli. Średniorocznie daje to nam ok. 220 cykli pracy w ramach projektowanej mikrosieci. Dla projektowanego mikrosystemu, jest to ważna informacja z punktu widzenia

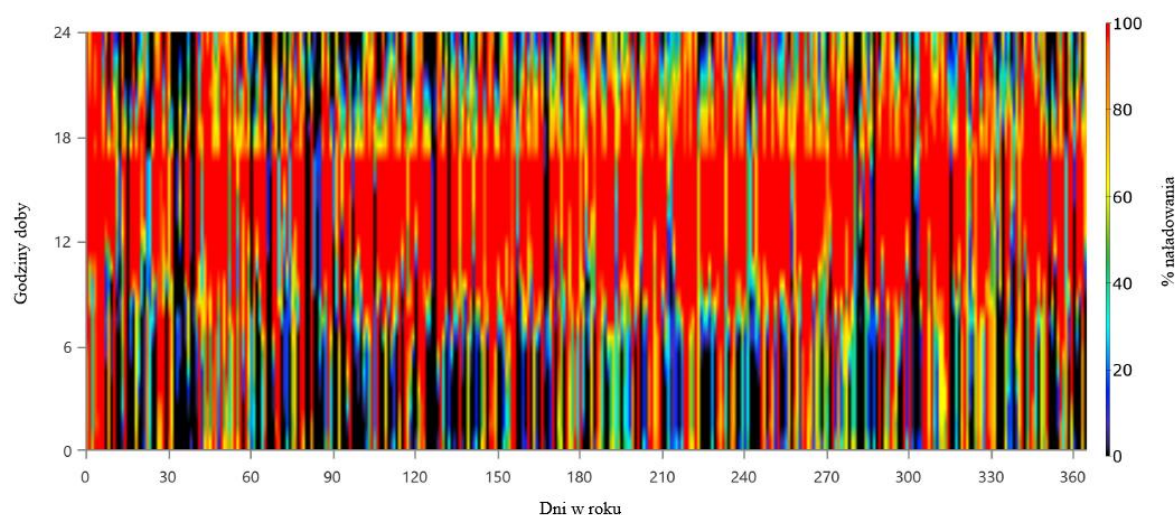
planowanych modernizacji, które mogą wpływać na końcowy koszt energii. W przypadku magazynu energii elektrycznej, modernizacja sprowadza się najczęściej do wymiany zużytych ogniw. Należy również zaznaczyć, że po takim okresie zapewne będą dostępne zupełnie nowe ogniwa, o większej gęstości oraz żywotności.

Tabela 17. Dane elektroenergetyczne magazynu energii elektrycznej w mikro sieci

Opis	Jednostka	Wartość
Moduły	Sztuki	22
Napięcie magistrali	V	715
Energia przyjęta	kWh/rok	301 104
Energia oddana	kWh/rok	295 424
Wyczerpanie pojemności	kWh/rok	356
Straty	kWh/rok	6 026
Roczna przepustowość	kWh/rok	298 423
Pojemność nominalna	kWh	1 344
Punkt żywotności magazynu	kWh	8 040 000
Przewidywana żywotność	lata	26,9

Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 65. Praca magazynu energii elektrycznej w ujęciu rocznym



Źródło: Opracowanie własne

d. Krajowy System Elektroenergetyczny

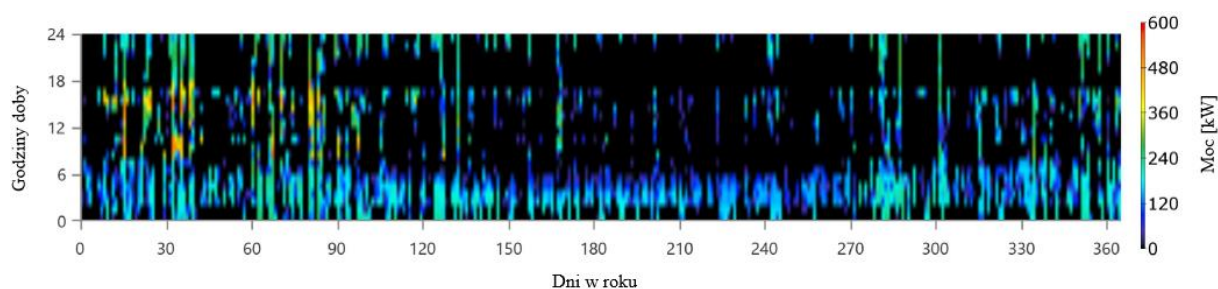
W planowanej mikrosieci zostało również zaprojektowane źródło awaryjne, którym jest połączenie sieciowe z KSE. W chwilach niedoboru bądź braku opłacalności produkcji energii elektrycznej z innych źródeł, czy też zużycie cyklu magazynu energii elektrycznej, możliwe będzie zakupienie energii z sieci dystrybutora. Całkowita ilość energii pobranej z KSE na przestrzeni roku, została oszacowana z górną granicą wynoszącą 400 000 kWh. Wartość ta została oszacowana na podstawie obliczeń, minimalizacji kosztów inwestycyjnych źródeł energii elektrycznej, zapewniających pracę wyspawą. Poniżej znajduje się tabela z miesięcznym podziałem zakupu energii z KSE.

Tabela 18. Zakup energii z KSE z podziałem na miesiące

Miesiąc	Energia zakupiona [kWh]
Styczeń	43 006
Luty	46 024
Marzec	62 843
Kwiecień	35 941
Maj	32 087
Czerwiec	20 537
Lipiec	18 720
Sierpień	18 626
Wrzesień	16 344
Październik	40 027
Listopad	23 531
Grudzień	42 388
Suma	400 074

Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 66. Zakup energii elektrycznej z KSE w ujęciu rocznym



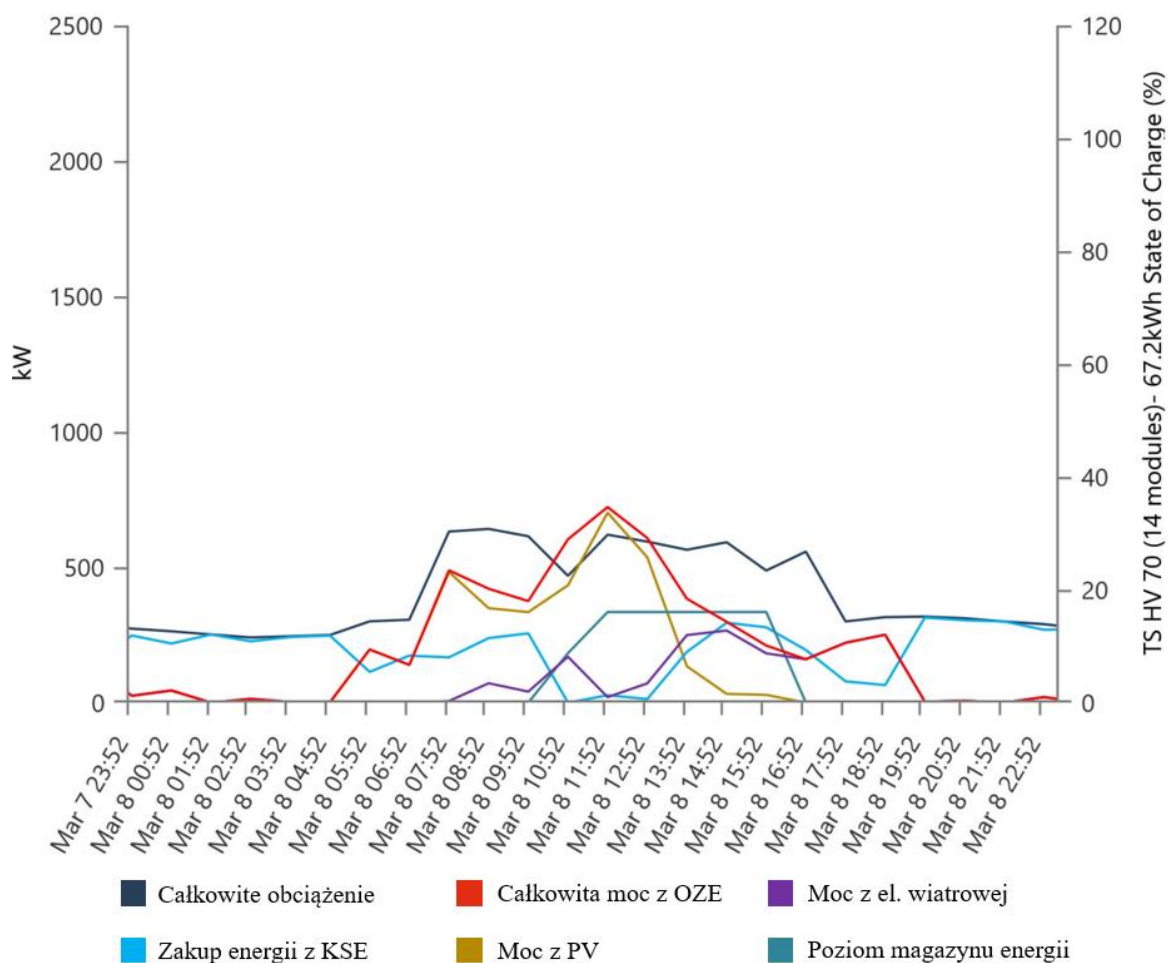
Źródło: Opracowanie własne

6.4.2. Obserwacje dotyczące uzyskanych wyników

W ramach przeprowadzonych symulacji dotyczących doboru źródeł oraz przebiegu produkcji energii elektrycznej na przestrzeni całego roku, w kolejnym kroku zostały opracowane szczegółowe wykresy obrazujące bilansowanie popytu oraz podaży w mikrosieci, w odstępach 15 minutowych przez 365 dni w roku.

Na rysunkach 65-72 przedstawiono jak wygląda produkcja oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną w charakterystycznych dniach w roku, w których następuje szczyt bądź dolina zapotrzebowania. Z uwagi na udział wyłącznie odnawialnych źródeł w planowanej mikrosieci, jak również aby pokazać opisywaną pogodozależność produkcji, skorelowano również wyniki produkcji energii elektrycznej z warunkami atmosferycznymi przypadającymi na dany dzień.

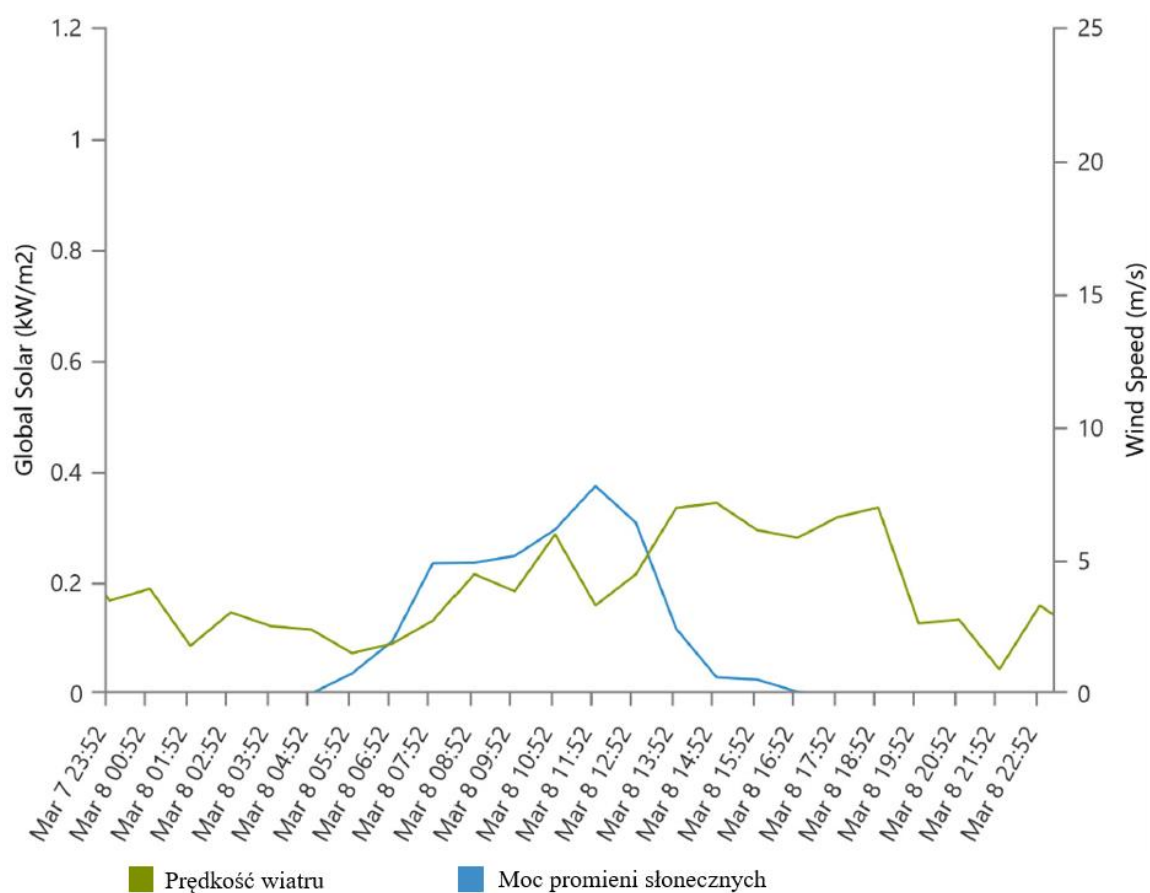
Rysunek 67. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 08.03.2023.



Źródło: Opracowanie własne

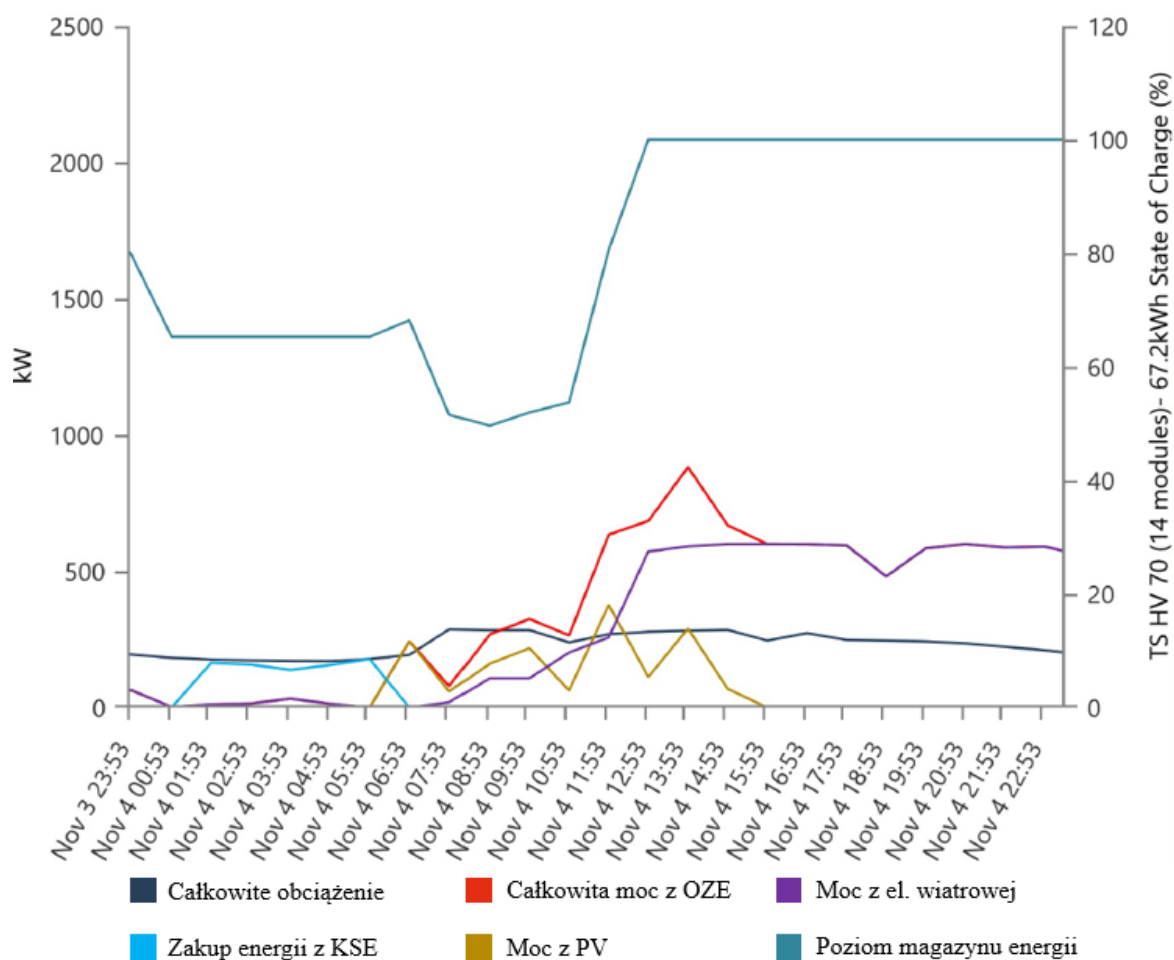
Jak można zauważyć na powyższym wykresie, podczas dnia z najwyższym zużyciem energii elektrycznej, moc pobierana z KSE, w celu zbilansowania układu, osiągała w szczytowym momencie ok. 250 kW. Magazyn energii elektrycznej nie zdołał naładować się podczas nocnej produkcji z turbin wiatrowych, ponieważ ich produkcja zarówno 7 marca jak również 8 marca była ograniczona z uwagi na słaby wiatr (Wykres 25). Panele PV pracowały zgodnie z rozkładem nasłonecznienia w tym dniu, a wyprodukowana energia elektryczna trafiała bezpośrednio do odbiorców, co można zauważyć w punkcie spadku energii zakupionej z KSE od godz. 10:52. Układ w tym dniu, byłby zdolny do pracy wyspowej przez ok. 2 godziny.

Rysunek 68. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 08.03.2023.



Źródło: Opracowanie własne

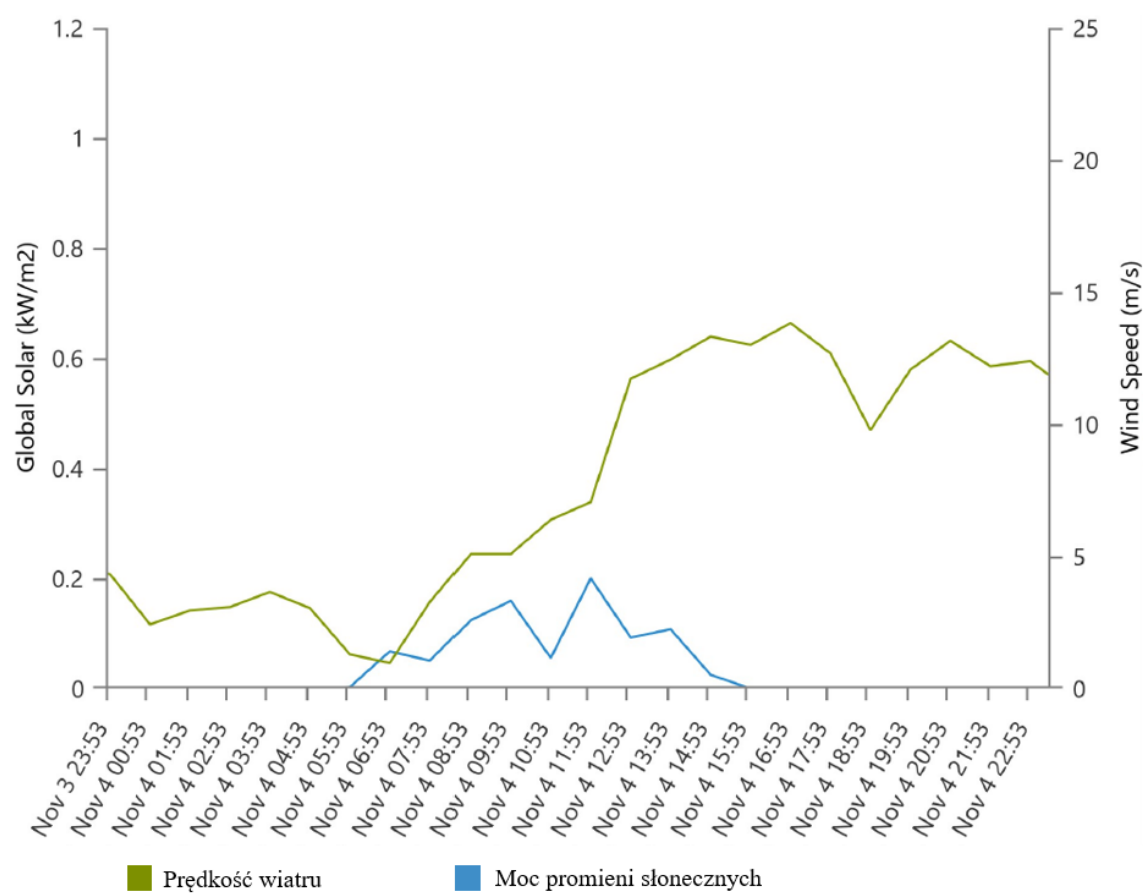
Rysunek 69. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 04.11.2023.



Źródło: Opracowanie własne

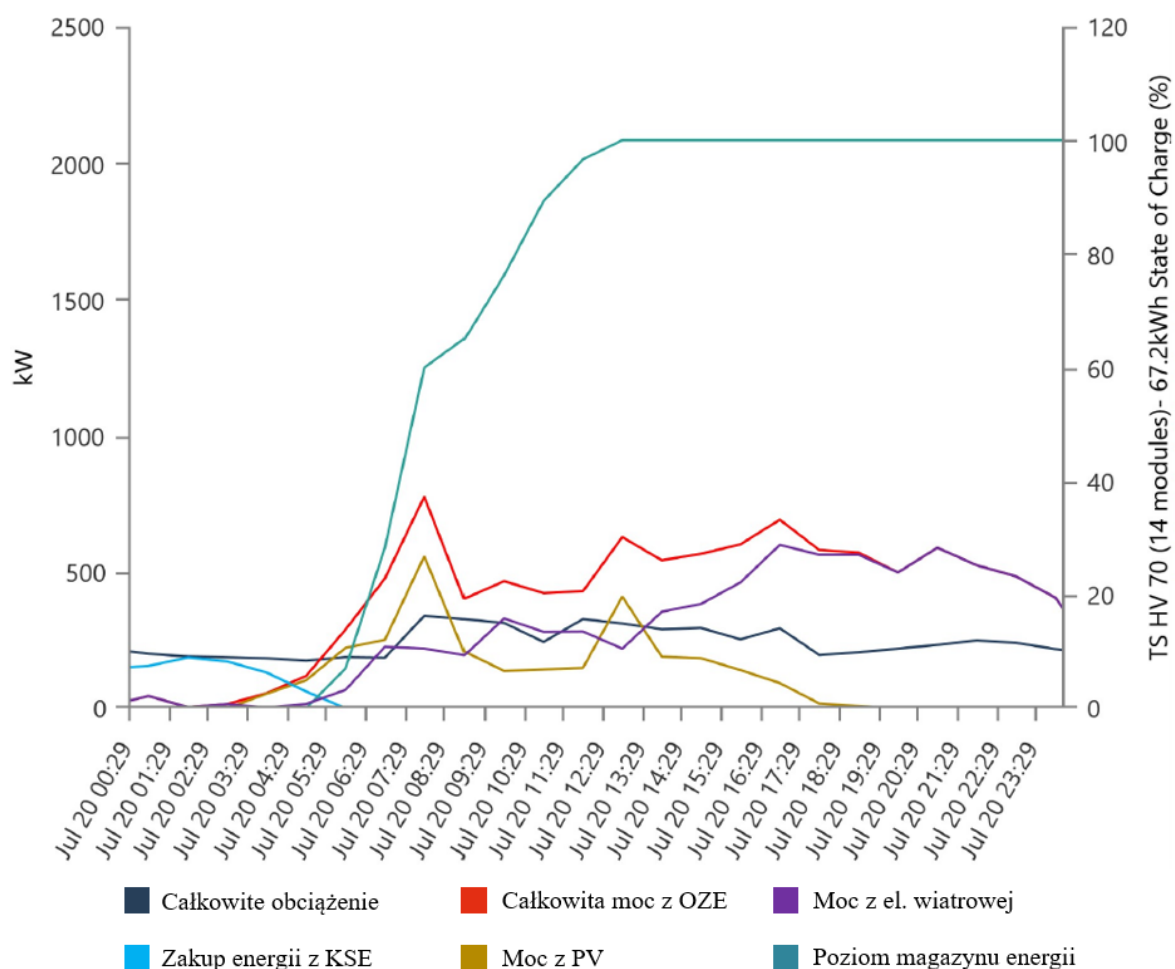
Podczas kolejnego charakterystycznego dnia, można zauważyć znaczenie mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną, które w całości od godz. 6:53 pokryła produkcja z paneli PV oraz turbin wiatrowych. Z uwagi na niskie zużycie, magazyn energii z poziomu 60%, został naładowany przez system do 100% już ok. godziny 12:00. Wysoka produkcja z turbin wiatrowych była podyktowana wysoką wietrznością w drugiej części dnia. W tym dniu, dzięki dobranym źródłom, mikrosieć zdolna była pracować wyspowo przez ok 17 godzin w ciągu doby. Z uwagi na okres jesienny, osiągnięty czas pracy wyspowej jest bardzo zadowalający.

Rysunek 70. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 04.11.2023.



Źródło: Opracowanie własne

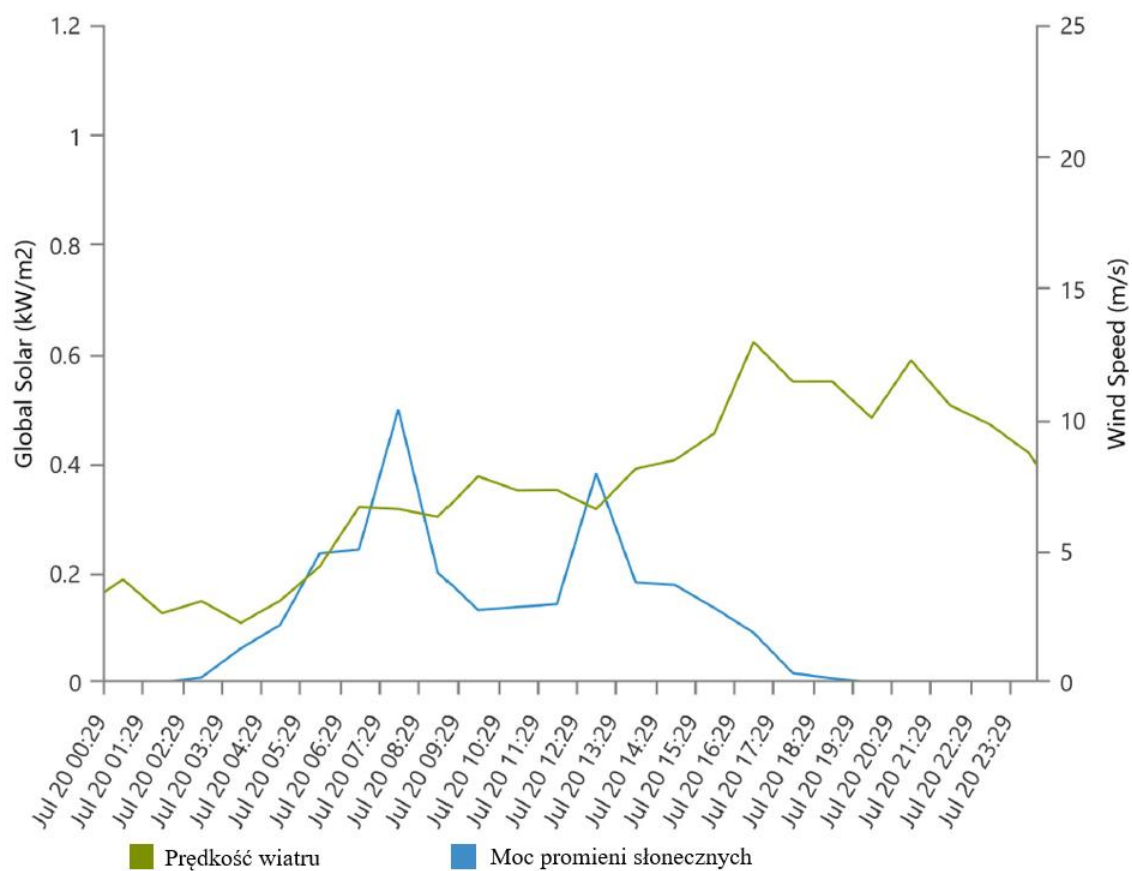
Rysunek 71. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 20.07.2023.



Źródło: Opracowanie własne

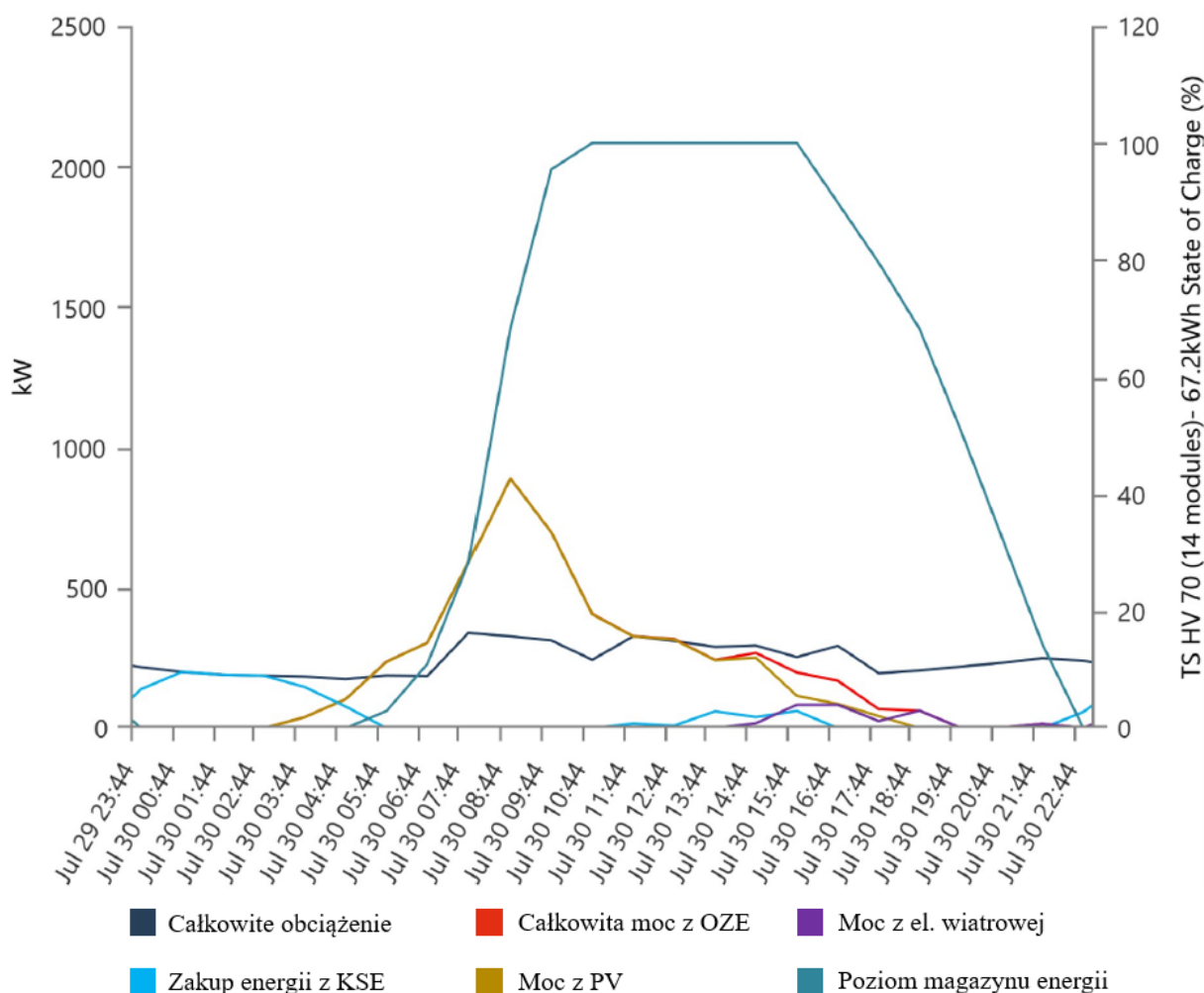
W kolejnym analizowanym dniu, w porze letniej, ponownie dobór źródeł energii w mikrosieci, pozwolił ograniczyć do zera zakup energii z KSE od godziny 6:00. Całe zapotrzebowanie w tym dniu było realizowane przez lokalne źródła. Naddatek wyprodukowanej energii, który następował przez cały dzień, został zmagazynowany. Jednak co warto zauważyć już o godzinie ok. 12:30, magazyn energii osiągnął poziom 100%, a więc pozostała część energii stanowiła nadprodukcję, którą w rzeczywistych warunkach można odsprzedać, rozliczając bilans w punkcie styku mikrosieci z KSE. Z drugiej jednak strony, istnieje możliwość rozbudowania o kolejne moduły magazynu energii elektrycznej, co pozwoliłoby w większym stopniu magazynować energię elektryczną, którą można „dalej przenieść w czasie” w chwilach niedoboru. Jednak takie rozwiązanie niesie za sobą dwie niewiadome. Po pierwsze nakłady związane z rozbudową, mogą nie przynieść zamierzonych korzyści ekonomicznych, po drugie większa pojemność magazynu może zostać niewykorzystana w okresach gdzie mniejsze jest nasłonecznienie oraz wietrzność.

Rysunek 72. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 20.07.2023.



Źródło: Opracowanie własne

Rysunek 73. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 30.07.2023.

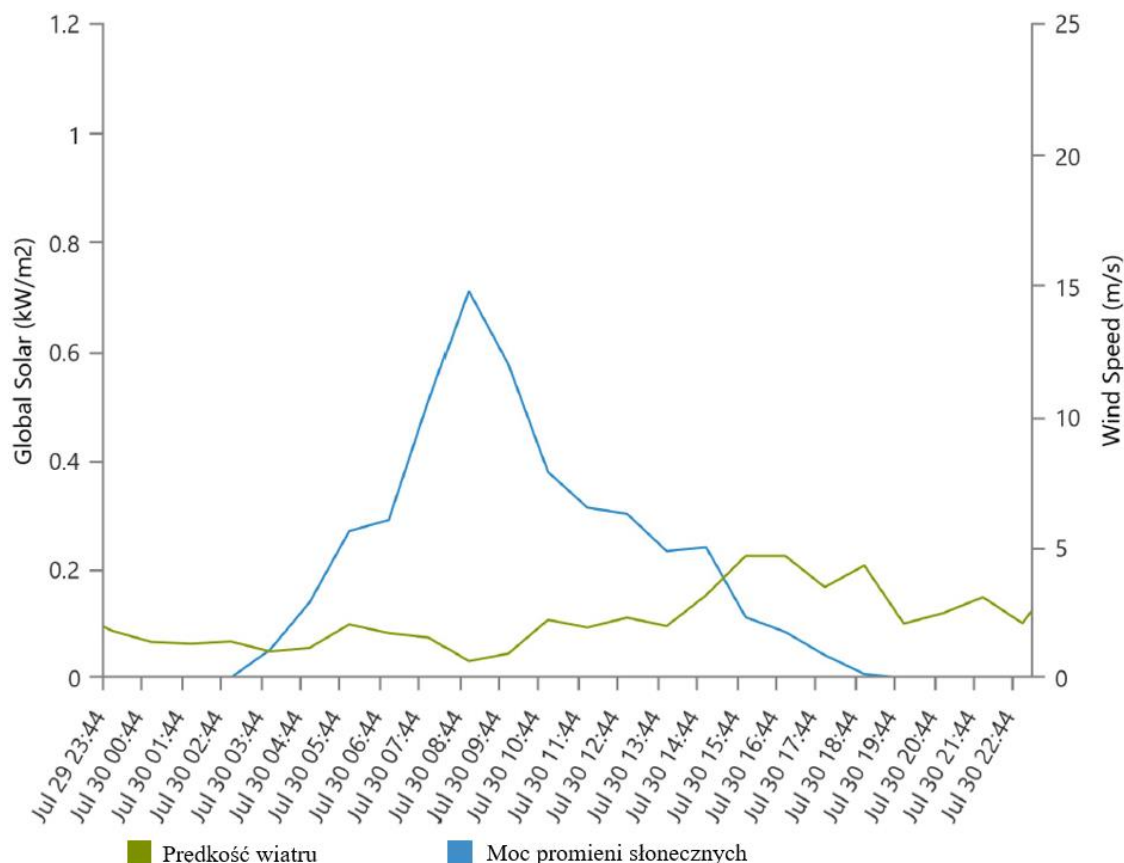


Źródło: Opracowanie własne

Zupełnie inna sytuacja miała miejsce w okresie letnim, w dniu z najmniejszym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Wysokie nasłonecznienie spowodowało wysoką produkcję energii z PV, co pozwoliło naładować magazyn energii już w porannych godzinach. Następnie ok. godziny 17:00, algorytm zdecydował na podstawie cen energii, że tańszym rozwiązaniem będzie oddanie energii z magazynu, niż zakup z KSE. Warty odnotowania jest również fakt, że magazyn energii elektrycznej po godzinie 22:00 nie miał już energii w swoich zasobnikach. Energia elektryczna w godzinach 22:00 – 6:00 pochodziła z KSE, a następnie w godzinach porannych, kiedy wzeszło słońce, nastąpiła produkcja z PV, zapewniając bilansowanie układu. Takie przypadki w mikroukładach wyposażonych w niestabilne źródła połączone z magazynem energii elektrycznej, są częstym przypadkiem. Wówczas system zarządzania mikrosiecią decyduje, czy bardziej opłaca się kupić energię z KSE, czy lepiej jednak wykorzystać kolejny cykl magazynu energii z energią ze źródeł, de facto skracając jego

żywołność. W tym dniu, bardziej opłacalne okazało się rozładowanie magazynu, z uwagi na korzystne dane pogodowe dla PV na kolejny dzień. Produkcja z turbin wiatrowych była znikoma, z uwagi słaby wiatr, który nie osiągał minimalnych wartości pracy źródła.

Rysunek 74. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 30.07.2023.



Źródło: Opracowanie własne

6.5. Zadanie 2 – minimalizacja obciążenia układu sieciowego

Przeprowadzone symulacje mające na celu weryfikację obciążenia linii elektroenergetycznych w mikrosieci, zostały wykonane dla charakterystycznych dni w zimę oraz lato, z najmniejszym oraz największym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Minimalizacja obciążenia układu sieciowego stanowi kluczowy element strategii optymalizacji pracy sieci elektroenergetycznych, szczególnie w kontekście rosnącej penetracji źródeł odnawialnych oraz dynamicznych zmian w profilach obciążeniowych. Proces ten polega na efektywnym zarządzaniu przepływami mocy oraz równoważeniu podaży i popytu w czasie rzeczywistym, co nie tylko zwiększa stabilność i bezpieczeństwo systemu, ale także ogranicza straty przesyłowe. Kluczowe znaczenie mają tu zaawansowane systemy zarządzania energią (EMS) oraz technologie elastycznego przesyłu prądu przemiennego (FACTS), które

umożliwiają dynamiczne dostosowywanie parametrów pracy sieci do zmieniających się warunków. Wykorzystanie narzędzi takich jak magazyny energii, odpowiedzi popytowej (demand response) oraz automatyki sieciowej pozwala na redukcję szczytowego obciążenia i wyrównywanie napięć, co sprzyja wydłużeniu żywotności infrastruktury oraz obniżeniu kosztów eksploatacyjnych

Tabela 19. Szczytowe zużycie energii elektrycznej w mikrosieci w zimę - 08.03.2023, o godz. 15:00

Numer stacji	Maksymalne zużycie dla szczyt zima 08.03 godz. 15 [kWh]	Energia indukcyjna (+)/pojemnościowa (-) szczyt zima 08.03 godz. 15 [kWh]
02-116	46,32	3,93
02-117	17,52	0,24
02-1304	81,51	9,11
02-1617	15,2	0,05
02-1618	6,05	-1,2
02-1619	9,05	0,25
02-1841	6	0,36
02-X114	747,6	1

Źródło: Opracowanie własne

Tabela 20. Minimalne zużycie energii elektrycznej w mikrosieci w zimę - 04.11.2023, o godz. 15:00

Numer stacji	Minimalne zużycie dla dolina zima 04.11 godz 15 [kWh]	Energia indukcyjna (+)/pojemnościowa (-) dolina zima 04.11 godz 15 [kWh]
02-116	10,95	0,42
02-117	5,76	0,12
02-1304	25,24	12,01
02-1617	1,6	0,3
02-1618	0,55	0
02-1619	8,15	0,35
02-1841	1,44	0,12

02-X114

14,4

1

Źródło: Opracowanie własne

Tabela 21. Szczytowe zużycie energii w mikrosieci w lato – 20.07.2023, o godz. 9:00

Numer stacji	Maksymalne zużycie dla szczyt lato 20.07 godz. 9 [kWh]	Energia indukcyjna (+) / pojemnościowa (-) szczyt lato 20.07 godz. 9 [kWh]
02-116	8,43	2,73
02-117	4,68	0,12
02-1304	19,89	7,35
02-1617	1,4	0,25
02-1618	0,25	0
02-1619	4	0,2
02-1841	14,16	7,44
02-X114	622,5	1

Źródło: Opracowanie własne

Tabela 22. Minimalne zużycie energii elektrycznej w lato – 30.07.2023, o godz. 12:00

Numer stacji	Minimalne zużycie dla dolina lato 30.07 godz. 12 [kWh]	Energia indukcyjna (+)/pojemnościowa (-) dolina lato 30.07 godz. 12 [kWh]
02-116	2,19	1,56
02-117	1,08	0,24
02-1304	10,7	11,62
02-1617	0,05	0
02-1618	0,65	0
02-1619	6,75	4,25
02-1841	3,6	0,24
02-X114	11,4	1

Źródło: Opracowanie własne

6.5.1. Wyniki przeprowadzonych obliczeń

Zaprojektowany mikroukład elektroenergetyczny wyposażony w dwusekcyjną magistralę, zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami osiąga maksymalnie 1% obciążenia na linii 1, a więc łącznika do transformatora średniego napięcia na duże napięcie (15kV/110kV).

Tabela 23. Dane obciążenia linii elektroenergetycznych bez zainstalowanych źródeł energii elektrycznej

Nazwa elementu	Węzeł	P [kW]	Q [kvar]	I [A]	Obciążenie [%]	Straty [kvar]	Typ linii
Linia 1	Bus-399469201	76,41696	27,79288	2,98452	1,02914	-0,00014	AFL 70
Linia 1	Miastkowo Hydrofornia	-76,41478	-27,92837	2,98624	1,02974	-0,00014	AFL 70
Linia 1.2	Miastkowo Hydrofornia	25,77898	14,76397	1,0904	0,376	-0,00007	AFL 70
Linia 1.2	Bus-399468675	-25,77883	-14,83436	1,09169	0,37645	-0,00007	AFL 70
Linia 2	Miastkowo Hydrofornia	50,6358	13,1644	1,92036	0,66219	-0,00014	AFL 70
Linia 2	Miastkowo Kościelne	-50,63487	-13,30465	1,92167	0,66264	-0,00014	AFL 70
Linia 2.1	Miastkowo Kościelne	11,22077	2,03509	0,41858	0,14434	0,0	AFL 70
Linia 2.1	Bus-399468882	-11,22077	-2,03584	0,41859	0,14434	0,0	AFL 70
Linia 3	Miastkowo Kościelne	39,41411	11,26956	1,50469	0,51886	-0,00027	AFL 70
Linia 3	Miastkowo Kolonie Tamowskie	-39,41299	-11,54324	1,50749	0,51982	-0,00027	AFL 70
Linia 3.1	Miastkowo Kolonie Tamowskie	21,83794	7,19589	0,844	0,29103	-0,00016	AFL 70
Linia 3.1	Bus-399469599	-21,83773	-7,35899	0,84589	0,29169	-0,00016	AFL 70
Linia 3.2	Bus-399469551	-2,36553	-6,58492	0,25684	0,08856	-0,00001	AFL 70
Linia 3.2	Bus-399469599	2,36553	6,57453	0,25648	0,08844	-0,00001	AFL 70
Linia 3.2z	Bus-399469551	0,0	-0,01039	0,00038	0,00013	-0,00001	AFL 70
Linia 3.2z	Bus-399469602	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,00001	AFL 70

Linia 3.3	Tartak Miastkowo 02-X114	-19,47199	-1,00694	0,71572	0,2468	-0,00022	AFL 70
Linia 3.3	Bus- 399469599	19,4722	0,78447	0,71535	0,24667	-0,00022	AFL 70
Linia 3.4	Miastkowo Kolonie Tamowskie	6,54564	3,14695	0,26659	0,09193	-0,00009	AFL 70
Linia 3.4	Bus- 399483300	-6,54563	-3,236	0,26803	0,09242	-0,00009	AFL 70
Linia 4	Miastkowo Kolonie Tamowskie	11,02941	1,2004	0,40724	0,14043	-0,00028	AFL 70
Linia 4	Bus- 399483459	-11,02933	-1,48236	0,40849	0,14086	-0,00028	AFL 70
Linia 4.1	Bus- 399483459	1,83721	0,82482	0,07392	0,02549	-0,00041	AFL 70
Linia 4.1	Bus- 399483582	-1,83721	-1,23301	0,08122	0,02801	-0,00041	AFL 70
Linia 5	Bus- 399483459	9,19212	0,65753	0,33828	0,11665	-0,00089	AFL 70
Linia 5	Bus- 399484171	-9,19193	-1,54796	0,34217	0,11799	-0,00089	AFL 70
Linia 5.1	Bus- 399484171	0,75651	0,77789	0,03983	0,01373	-0,0001	AFL 70
Linia 5.1	Bus- 399484214	-0,75651	-0,87437	0,04244	0,01464	-0,0001	AFL 70
Linia 6	Bus- 399484171	8,43542	0,77007	0,31093	0,10722	-0,00051	AFL 70
Linia 6	Bus- 399484360	-8,43533	-1,28206	0,3132	0,108	-0,00051	AFL 70

Źródło: Opracowanie własne

Po wdrożeniu źródeł energii opracowanych zgodnie z algorytmem optymalizującym bilansowanie energii elektrycznej w mikrosieci oraz koszty zakupu energii dla odbiorców, obciążenie linii wzrosło do poziomu ponad 12 %. Mimo stosunkowo dużego wzrostu obciążenia głównego ciągu linii, względem symulacji bez źródeł energii elektrycznej, granica nie została przekroczona (punkt graniczny = 100%), stąd funkcjonowanie mikroukładu, w przypadku gdzie zużycie energii elektrycznej będzie najwyższe, nie będzie zagrożone. Wynik ten został uzyskany dzięki opracowanemu rozwiązaniu dwusekcyjnej magistrali. Tego typu układ pozwala na równoczesne zasilanie odbiorów z dwóch niezależnych sekcji, co znacząco zwiększa odporność systemu na awarie oraz umożliwia prowadzenie prac konserwacyjnych i modernizacyjnych bez przerwy w dostawie energii. Dzięki zastosowaniu

przełączników lub rozdzielnic sekcyjnych, możliwe jest szybkie przełączanie z jednej sekcji na drugą w przypadku awarii lub przeciążenia, co minimalizuje ryzyko zaniku napięcia i mocy w sieci. Dwusekcyjne magistrale wspierają także efektywne zarządzanie przepływami mocy i obciążeniem, co jest kluczowe w kontekście zróżnicowanych źródeł energii odnawialnej w mikrosieciach, takich jak panele fotowoltaiczne czy turbiny wiatrowe.

Tabela 24. Dane obciążenia linii elektroenergetycznych z zainstalowanymi źródłami energii elektrycznej

Nazwa elementu	Węzeł	P [kW]	Q [kvar]	I [A]	Obciążenie [%]	Straty [kvar]	Typ linii
Linia 1	Bus-399469201	-986,0538	45,22646	36,21092	12,48652	0,00013	AFL 70
Linia 1	Miastkowo Hydrofornia	986,37546	-45,09398	36,21115	12,4866	0,00013	AFL 70
Linia 1.2	Miastkowo Hydrofornia	-516,86202	14,37351	18,96222	6,5387	-0,00003	AFL 70
Linia 1.2	Bus-399468675	516,90732	-14,40613	18,96229	6,53872	-0,00003	AFL 70
Linia 2	Miastkowo Hydrofornia	-469,51344	30,72047	17,2553	5,9501	-0,00008	AFL 70
Linia 2	Miastkowo Kościelne	469,58845	-30,7988	17,25563	5,95022	-0,00008	AFL 70
Linia 2.1	Miastkowo Kościelne	46,94259	6,43768	1,73738	0,5991	0,0	AFL 70
Linia 2.1	Bus-399468882	-46,94259	-6,43842	1,73738	0,5991	0,0	AFL 70
Linia 3	Miastkowo Kościelne	-516,53104	24,36112	18,96096	6,53826	-0,00013	AFL 70
Linia 3	Miastkowo Kolonie Tamowskie	516,70744	-24,48835	18,96144	6,53843	-0,00013	AFL 70
Linia 3.1	Miastkowo Kolonie Tamowskie	-566,16932	21,33512	20,76796	7,16137	-0,00006	AFL 70
Linia 3.1	Bus-399469599	566,29515	-21,39328	20,76819	7,16144	-0,00006	AFL 70
Linia 3.2	Bus-399469551	-6,92953	-6,84905	0,35706	0,12312	-0,00001	AFL 70
Linia 3.2	Bus-399469599	6,92953	6,83862	0,35679	0,12303	-0,00001	AFL 70
Linia 3.2z	Bus-399469551	0,0	-0,01042	0,00038	0,00013	-0,00001	AFL 70

Linia 3.2z	Bus- 399469602	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,00001	AFL 70
Linia 3.3	Tartak Miastkowo 02-X114	573,40035	-14,63064	21,01431	7,24631	-0,00008	AFL 70
Linia 3.3	Bus- 399469599	-573,22468	14,55465	21,0141	7,24624	-0,00008	AFL 70
Linia 3.4	Miastkowo Kolonie Tamowskie	18,34643	3,33328	0,68351	0,23569	-0,00009	AFL 70
Linia 3.4	Bus- 399483300	-18,34636	-3,42252	0,6841	0,2359	-0,00009	AFL 70
Linia 4	Miastkowo Kolonie Tamowskie	31,11545	-0,18004	1,14057	0,3933	-0,00028	AFL 70
Linia 4	Bus- 399483459	-31,1148	-0,10222	1,14056	0,3933	-0,00028	AFL 70
Linia 4.1	Bus- 399483459	15,50862	0,71526	0,56909	0,19624	-0,00041	AFL 70
Linia 4.1	Bus- 399483582	-15,50838	-1,12438	0,56998	0,19655	-0,00041	AFL 70
Linia 5	Bus- 399483459	15,60618	-0,61305	0,57251	0,19742	-0,00089	AFL 70
Linia 5	Bus- 399484171	-15,60566	-0,27955	0,57216	0,1973	-0,00089	AFL 70
Linia 5.1	Bus- 399484171	6,26806	-0,39541	0,23023	0,07939	-0,0001	AFL 70
Linia 5.1	Bus- 399484214	-6,26805	0,29867	0,23003	0,07932	-0,0001	AFL 70
Linia 6	Bus- 399484171	9,3376	0,67496	0,34319	0,11834	-0,00051	AFL 70
Linia 6	Bus- 399484360	-9,33749	-1,18834	0,34505	0,11898	-0,00051	AFL 70

Źródło: Opracowanie własne

6.5.2. Obserwacje dotyczące uzyskanych wyników

Analiza obciążenia linii średniego napięcia z przyłączami odbiorców na niskim napięciu, przy uwzględnieniu pracy urządzeń wytwórczych zależnych od warunków pogodowych, wykazała wysoką stabilność systemu. Pomimo zmiennego charakteru generacji energii, maksymalne wartości poboru i produkcji nie spowodowały żadnych zakłóceń ani wyłączeń. Obciążenie linii w żadnym momencie nie przekroczyło 12% dopuszczalnej wartości nominalnej, co wskazuje na znaczny zapas operacyjny.

Kluczowym wnioskiem jest to, że nawet przy szczytowym zapotrzebowaniu i maksymalnej generacji z odnawialnych źródeł energii (OZE), system nie wymagał interwencji w postaci redukcji obciążenia lub odłączania poszczególnych odbiorców. Zastosowanie elastycznych strategii zarządzania obciążeniem oraz efektywne działanie automatyki zabezpieczeniowej zapewniło odpowiednią koordynację przepływów energii.

Stabilność systemu przy tak niskim wykorzystaniu linii wskazuje, że obecna infrastruktura jest dobrze przystosowana do obsługi zmiennych źródeł energii. Wyniki sugerują również możliwość dalszej integracji OZE bez konieczności natychmiastowych modernizacji sieci.

6.6. Zadanie 3 – opłacalność mikrosieci w ujęciu ekonomicznym

Kluczowym aspektem analizy jest porównanie krańcowego kosztu produkcji energii w mikrosieci z ceną energii zakupionej z KSE. W warunkach dużej zmienności cen hurtowych, mikrosieci oferują stabilność i przewidywalność kosztów, zwłaszcza w połączeniu z technologiami magazynowania energii. Ponadto, zastosowanie inteligentnych algorytmów sterujących umożliwia dynamiczne bilansowanie popytu i podaży, co minimalizuje ryzyko kosztów wynikających z niedoborów lub nadwyżek energii. W analizowanym przypadku, za te algorytmy odpowiedzialne były symulacje doboru urządzeń oraz symulacja roczna dopasowania profilu produkcji energii elektrycznej z tych urządzeń, wraz z zapotrzebowaniem odbiorców.

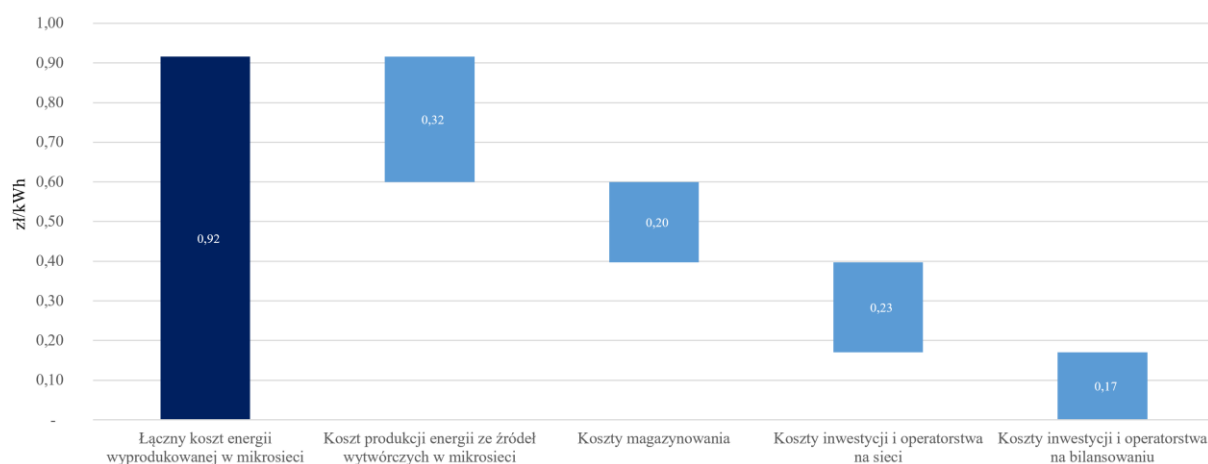
6.6.1. Wyniki przeprowadzonych obliczeń

W ramach przeprowadzonej analizy wzięto pod uwagę wszystkie czynniki wymienione w rozdziale 5.3.4. Na podstawie otrzymanych wyników, został oszacowany łączny koszt energii elektrycznej wyprodukowanej w mikrosieci, który wyniósł 0,92 zł/kWh. Największym składnikiem jest koszt produkcji ze źródeł wytwórczych w mikrosieci. Na ten składnik wpływają takie koszty jak: zakup urządzeń, koszty przyłączenia, zużycie urządzeń w kolejnych latach, serwisowanie i naprawy awaryjne. Drugim co do wielkości składnikiem krańcowego kosztu energii elektrycznej okazały się koszty związane z modernizacją sieci, a więc przystosowaniem obecnie funkcjonującej sieci w wytypowanej lokalizacji do dwusekcyjnej magistrali. Warto jednak zaznaczyć, że zaproponowane rozwiązanie przebudowy sieci, na potrzeby funkcjonowania mikrosieci, prócz swoich oczywistych zalet wynikających

z bardzo dobrych parametrów obciążalności, cechuje się długim okresem życia. Przedstawione wyniki obciążalności w węzłach pokazały, jak wiele zapasu dla nowych odbiorców oraz źródeł wytwórczy posiada zaproponowany wariant mikrosieci. Wartym odnotowania składnikiem jest również koszt samej inwestycji i operatorstwa na bilansowaniu. Koszty związane z operatorstwem i bilansowaniem energii w mikrosieci wynikają z konieczności zapewnienia stabilnej pracy systemu, efektywnego zarządzania zasobami i synchronizacji z zewnętrzną siecią energetyczną. W skład tych kosztów wchodzi następujące elementy:

- monitorowanie i sterowanie mikrosiecią: Utrzymanie systemów SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), platform zarządzania energią i systemów komunikacji;
- obsługa techniczna i konserwacja;
- usługi bilansowania, w tym wynagrodzenie dla operatorów za utrzymanie równowagi między produkcją a popytem na energię, co wymaga to stałego monitorowania przepływów energii i aktywnego sterowania jej dystrybucją;
- zakup energii rezerwowej, aby zabezpieczać dostęp do energii z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na wypadek niedoborów produkcji;
- koszty związane z utrzymaniem stabilnej częstotliwości i napięcia w sieci, które mogą wymagać aktywnej regulacji mocy czynnej i biernej;
- opłaty za zdolność mikrosieci do dostosowania produkcji lub popytu na energię w odpowiedzi na zmiany zapotrzebowania lub ceny na rynku;
- opłaty za korzystanie z sieci: Nawet jeśli mikrosieć pracuje w trybie wyspowym, często istnieją opłaty za dostęp do KSE w sytuacjach kryzysowych;
- koszty związane z regulacjami prawnymi, w tym opłaty emisyjne i licencje na prowadzenie działalności.
- koszty wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych i sterujących, które wspierają efektywne bilansowanie energii.

Rysunek 75. Krańcowy koszt energii elektrycznej w mikrosieci

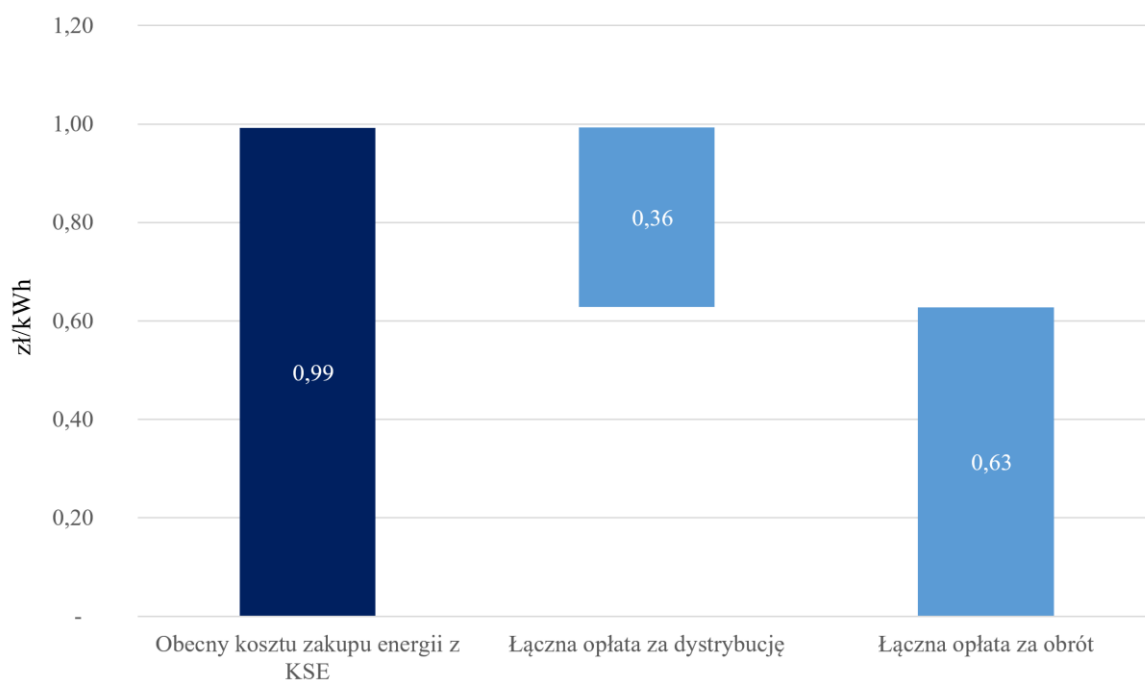


Źródło: Opracowanie własne

Przechodząc natomiast do kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rozróżnia się dwie składowe krańcowego kosztu: opłata za dystrybucję oraz opłata za obrót energią elektryczną. Przedstawiona opłata za obrót energią wynika z zamrożonej stawki energii elektrycznej na rok 2024 r., zgodnie z obowiązującą Ustawą z dnia 23 maja 2024 r.

Zgodnie z otrzymanymi danymi od sprzedawców energii elektrycznej na wytypowanym obszarze, każda kilowatogodzina energii elektrycznej pochodząca z KSE, dla odbiorców mikrosieci będzie kosztować 0,99 zł/kWh.

Rysunek 76. Koszt zakupu energii elektrycznej z KSE



Źródło: Opracowanie własne, na podstawie ofert sprzedawców energii elektrycznej

6.6.2. Obserwacje dotyczące uzyskanych wyników

Wyniki analizy wskazują, że mimo początkowych nakładów inwestycyjnych, mikrosieci mogą stać się bardziej opłacalnym rozwiązaniem w długim okresie, zapewniając stabilne i konkurencyjne koszty energii w porównaniu do zakupów z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Analiza krańcowego kosztu energii elektrycznej w mikrosieci, który wynosi 0,92 zł za kWh, w porównaniu do 0,99 zł za kWh w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), wskazuje na atrakcyjność inwestycji w mikrosieci, mimo początkowych nakładów inwestycyjnych.

W długoterminowej perspektywie opłacalność mikrosieci wynika z kilku czynników. Po pierwsze, lokalne wytwarzanie energii pozwala na ograniczenie ekspozycji na zmienność cen energii na rynku hurtowym. Po drugie, rozwój technologii OZE i magazynowania energii prowadzi do spadku kosztów jednostkowych produkcji energii, co dodatkowo poprawia ekonomikę mikrosieci. Po trzecie, elastyczność mikrosieci umożliwia efektywne zarządzanie szczytowymi obciążeniami i optymalne wykorzystanie zasobów energetycznych, co przekłada się na stabilność kosztów oraz bezpieczeństwo dostaw.

7. Analiza uzyskanych wyników

Warto podkreślić kilka kluczowych elementów, które wpływają na te wyniki. Po pierwsze, koszt 0,92 zł za kWh w mikrosieci jest wynikiem integracji lokalnych źródeł odnawialnych, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, oraz technologii magazynowania energii. Dzięki temu możliwe jest dynamiczne dostosowanie produkcji energii do zmieniającego się zapotrzebowania odbiorców, co minimalizuje straty w przesyłach i koszt związany z zakupem energii z KSE. W tym kontekście, mikrosieci stają się bardziej elastyczne i niezależne, co przekłada się na stabilność i niższe koszty operacyjne.

Po drugie, fakt, że mikrosieci mogą osiągnąć konkurencyjny koszt energii mimo wyższych nakładów inwestycyjnych, wynika z rosnącej efektywności technologii odnawialnych źródeł energii oraz magazynowania. Spadające koszty instalacji paneli fotowoltaicznych, turbin wiatrowych oraz akumulatorów znacząco wpływają na obniżenie kosztów produkcji energii, co pozwala na osiągnięcie niższych krańcowych kosztów jednostkowych.

Po trzecie, długoterminowa opłacalność mikrosieci jest związana z ich zdolnością do stabilizacji kosztów w obliczu zmienności cen na rynku energii. Ceny energii na rynku hurtowym, na które wpływ mają czynniki takie jak popyt, podaż oraz zmiany cen paliw, mogą powodować znaczne wahania w kosztach energii kupowanej z KSE. Mikrosieci, działając lokalnie i zasilając odbiorców z własnych źródeł energii, mogą zmniejszyć swoją ekspozycję na ryzyko cenowe.

Wreszcie, mikrosieci mają także zaletę w postaci potencjału do zarządzania szczytami zapotrzebowania na energię, co może przyczynić się do dodatkowych oszczędności. W sytuacjach, gdy zapotrzebowanie na energię wzrasta, a produkcja z OZE jest niewystarczająca, mikrosieci mogą wspomagać się energią zgromadzoną w magazynach, unikając konieczności zakupu energii z sieci zewnętrznych, które często wiążą się z wyższymi kosztami.

Mikrosieci oferują większą elastyczność, niezależność energetyczną oraz odporność na wahania cen, co czyni je atrakcyjną opcją, zwłaszcza w kontekście rosnącej potrzeby dekarbonizacji i lokalnej produkcji energii.

8. Podsumowanie i wnioski końcowe

Podsumowując, należy uznać, że zasadniczy cel pracy, jakim było opracowanie metody optymalizowania mikrosystemu elektroenergetycznego, minimalizującego wycenę końcowego kosztu energii elektrycznej oraz śladu węglowego przy zachowaniu potrzeb odbiorców.

Przygotowując niniejszą rozprawę, autor dokonał przeglądu literatury w zakresie mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia. Dokonując charakterystyki mikrosystemów elektroenergetycznych skupiono się na opisie możliwych do zastosowania technologii wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem dostępności lokalnych paliw. W ramach przeglądu zweryfikowano również strukturę krajowych sieci elektroenergetycznych, rozwój systemów dystrybucyjnych jak również architekturę systemów sterowania i bilansowania.

Niniejsza praca zawiera również sformułowaną tezę oraz cel i zakres rozprawy doktorskiej.

W części teoretycznej rozprawy, autor sformułował zadania optymalizacyjne, dotyczące określenia parametrów jednostek wytwórczych oraz trybów pracy, obciążenia układu sieciowego dla mikrosieci w wytypowanej lokalizacji, oraz minimalizacji kosztu energii elektrycznej dla odbiorców.

W celu rozwiązania zadań, zostało opracowane narzędzie, wykorzystujące odpowiednie modele matematyczne, w których określono postacie funkcji celu, zbiory warunków ograniczających oraz sposób przekształcenia funkcji celu w funkcje ewaluacji. Kolejnym krokiem niniejszej rozprawy doktorskiej było opracowanie algorytmów rozwiązywania zadań współpracy mikrosieci z krajowym systemem elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu inteligentnej infrastruktury sieciowej. Opracowane 8 trybów pracy wyczerpują w sposób całkowity, możliwe wykorzystanie mikrosieci, począwszy od zasilania odbiorców, a skończywszy a funkcji wzbudzenia krajowego systemu elektroenergetycznego w regionie, nadając odpowiednie parametry znamionowe. Dla każdego z trybów zostały określone kluczowe urządzenia oraz funkcjonalności automatyki sieciowej. Następnym etapem niniejszej rozprawy była optymalizacja doboru źródeł energii elektrycznej do mikrosieci, w celu zaspokojenia potrzeb odbiorców, w tym zarówno mocy jak i energii elektrycznej.

Przeprowadzone obliczenia bazowały na opracowanym algorytmie doboru urządzeń, wraz z określonymi charakterystykami pracy źródeł. Analiza ta obejmowała obliczenia dotyczące osiąganey mocy i energii urządzeń w odstępach 15 minutowych na przestrzeni 12 miesięcy.

W celu weryfikacji konieczności współpracy mikrosieci z krajowym systemem elektroenergetycznym, jako źródłem awaryjnym, przeprowadzono analizę porównawczą, produkcji energii w źródłach, w korelacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną odbiorców. Badania te były oparte o rzeczywiste dane o zużyciu energii elektrycznej, dzięki wdrożonym na potrzeby niniejszej rozprawy doktorskiej liczników zdalnego odczytu w każdym punkcie poboru energii. Realizacja tej analizy pozwoliła jednoznacznie określić moce źródeł wytwórczych, które jak pokazały wyniki, zapewniały przyjęty poziom niezależności energetycznej dla odbiorców.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń dla obciążalności sieci elektroenergetycznych w mikrosieci, wykazano, że opracowana struktura sieciowa oparta o dwusekcyjną magistralę, osiąga wysoki zapas możliwości przyłączeniowych zarówno źródeł wytwórczych jak i dużych odbiorców. Opracowane punkty przyłączenia urządzeń wytwórczych, nawet przy skrajnych warunkach – największe zapotrzebowanie na energię elektryczną, przyniosły bardzo dobre wyniki pracy sieci. Wyniki symulacji potwierdziły skuteczność proponowanych algorytmów optymalizacyjnych.

Następnie dokonano obliczeń bazujących na autorskim arkuszu badania opłacalności mikrosieci, w którym badany był krańcowy koszt energii elektrycznej dla odbiorców w porównaniu do kosztu zakupu energii elektrycznej z rynku. Do analizy wzięto pod uwagę wszystkie składowe inwestycyjne, począwszy od urządzeń wytwórczych, sieciowych, magazynowych, jak również koszty obsługi, operatorstwa i bilansowania. Opłacalność wdrożenia liczono w projekcji 15 letniej, począwszy od 2024 r. Analiza ta wykazała konkurencyjność zaprezentowanego rozwiązania, co ponownie potwierdziło skuteczność metod optymalizacyjnych przy doborze źródeł oraz przyłączenia urządzeń oraz samego operatorstwa i pracy sieci.

Zadaniem autora, uwzględniając powyższe wyniki przeprowadzonych badań, teza pracy została udowodniona.

Do głównych osiągnięć autor rozprawy zalicza:

- przeprowadzenie analizy zagadnień związanych z kształtowaniem zapotrzebowania na moc i energię elektryczną odbiorów końcowych,
- wykonanie 12 miesięcznych pomiarów zużycia energii elektrycznej u odbiorców końcowych, na specjalnie wdrożonej aparaturze pomiarowej w każdym punkcie poboru energii elektrycznej,
- analiza zależności zużycia energii elektrycznej względem sezonowości,

- przeprowadzeniu przeglądu dostępnych technologii źródeł wytwórczych, magazynów energii elektrycznej, inteligentnej infrastruktury sieciowej,
- zbudowanie algorytmów współpracy mikro sieci z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- zbudowanie modeli optymalizacji doboru źródeł do mikro sieci,
- zbudowanie modelu optymalizacji doboru miejsca przyłączenia źródeł energii elektrycznej,
- opracowanie struktury sieciowej – dwusekcyjnej magistrali, wykorzystującej obecne urządzenia sieciowe,
- opracowanie arkusza kalkulacyjnego, do badania konkurencyjności wdrożenia mikro sieci względem zakupu energii elektrycznej z rynku dla odbiorców z różnych grup taryfowych,
- przeprowadzenie całorocznych symulacji pracy urządzeń wytwórczych bazujących na rzeczywistych danych pogodowych, z uwzględnieniem strat sieciowych,
- przeprowadzenie całorocznych symulacji kompletnego mikroukładu sieciowego - mikro sieć Miastkowo,
- opracowanie kompleksowej metody budowy mikro sieci, opartej o narzędzie Microgrid Design and Simulation, badającej techniczne oraz ekonomiczne możliwości funkcjonowania układu,

Przeprowadzone analizy techniczne i ekonomiczne wykazały, że mikro sieci elektroenergetyczne, pomimo początkowo wysokich nakładów inwestycyjnych, mogą stanowić opłacalne rozwiązanie w kontekście zaspokajania lokalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z perspektywy technicznej, zastosowanie narzędzia Microgrid Design and Simulation umożliwiło precyzyjną optymalizację struktury mikro sieci oraz modelowanie różnych scenariuszy jej pracy, zarówno w trybie wyspowym, jak i w połączeniu z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE).

Podsumowując, wyniki uzyskane w pracy potwierdzają, że budowa mikro sieci elektroenergetycznej w lokalizacji Miastkowo jest technicznie wykonalna i ekonomicznie uzasadniona. Opracowane strategie optymalizacyjne, zastosowanie zaawansowanych algorytmów sterowania oraz wykorzystanie technologii OZE i magazynowania energii pozwalają na osiągnięcie konkurencyjnych kosztów energii przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiego poziomu niezawodności i bezpieczeństwa dostaw. Dalsza integracja mikro sieci

z KSE oraz rozwój technologii magazynowania energii stwarzają perspektywy dla jeszcze większej efektywności i elastyczności tego rozwiązania w przyszłości.

Przeprowadzona analiza obciążalności linii elektroenergetycznych wykazała, że pomimo zmienności generacji energii z OZE, maksymalne obciążenie linii nie przekroczyło 12% wartości dopuszczalnej, co potwierdza wystarczający margines bezpieczeństwa operacyjnego. Niewątpliwie, czynnikiem wpływającym na stabilizację całego mikrosystemy było prawidłowe zidentyfikowanie i optymalizacja doboru odpowiednich źródeł wytwórczych oraz systemu magazynowania, zapewniającego stabilność dostaw energii, nawet przy zmiennych warunków pogodowych. Warto zaznaczyć, że zastosowane strategie zarządzania obciążeniem oraz zaprojektowany dobór automatyki zabezpieczeniowej odegrały kluczową rolę w utrzymaniu stabilności systemu, umożliwiając efektywne bilansowanie podaży i popytu.

Autor rozprawy uważa za celowe prowadzenie dalszych badań nad możliwością wykorzystania oraz rozwoju opracowanego narzędzia Microgrid Design and Simulation. Pierwszym kluczowym obszarem rozwoju jest optymalizacja algorytmów zarządzania mikrosiecią, szczególnie w zakresie dynamicznego bilansowania energii. W dalszych pracach można skupić się na rozwoju algorytmów sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego w celu lepszego prognozowania produkcji i zużycia energii, co pozwoli na jeszcze bardziej efektywne zarządzanie zasobami oraz minimalizację strat przesyłowych. Kolejny możliwy kierunek rozwoju to koordynacja mikrosieci z systemem elektroenergetycznym. Należy zbadać możliwości tworzenia większych struktur składających się z wielu połączonych mikrosieci (tzw. klastry mikrosieci), które mogą działać autonomicznie lub wspierać KSE w momentach kryzysowych. Badania nad modelowaniem tych połączeń oraz opracowaniem protokołów komunikacyjnych stanowią istotny krok w kierunku budowy elastycznych, inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Podsumowując, dalszy rozwój mikrosieci powinien koncentrować się na innowacyjnych rozwiązaniach technologicznych, efektywnych modelach ekonomicznych oraz bezpiecznej i elastycznej integracji z krajowym systemem elektroenergetycznym. Kontynuacja badań w tych kierunkach umożliwi pełne wykorzystanie potencjału mikrosieci jako kluczowego elementu transformacji energetycznej.

9. Literatura

1. A. Hoke, D. Maksimović: „Active power control of photovoltaic power systems”, 2023 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech, Portland, USA, 1st – 2nd August 2013, pp. 70–77.
2. Alsharif M.: Optimization design and economic analysis of energy management strategy based on photovoltaic/energy storage for heterogeneous cellular networks using the HOMER model. Solar Energy. 2017; 147
3. Atwa, Y. M., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. i Seethapathy, R.: Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. IEEE Transactions on Power Systems, strony 360-370.
4. Andrzej Stachurski, Andrzej P. Wierzbicki: Podstawy optymalizacji, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2001.
5. Andrzej Stachurski, Andrzej P. Wierzbicki, Podstawy optymalizacji: Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2001.
6. Bednarek K. i Kasprzyk L.: Zasobniki energii w systemach elektrycznych – część 1. Charakterystyka problemu . EVER Sp. z o.o., 2012.
7. Biczek P.: Wytwarzanie energii w mikrosieciach, Automatyka Elektryka Zakłócenia, nr 4, 2011.
8. Carpinelli, G. i Mottola, F.: Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks. 2010 Modern Electric Power Systems, strony 1-6, 2010.
9. Chris Haris: Electricity markets Pricing, Structure and Economics, John Wiley & Sons, Ltd, England 2006 r.
10. Christina V. Podara, Ioannis A. Kartsonakis and Costas A. Charitidis: Towards Phase Change Materials for Thermal Energy Storage: Classification, Improvements and Applications in the Building Sector, National Technical University of Athens, Greece 6.02.2021.
11. Degobert P, S. Kreuawan, X. Guillaud: „Micro-grid powered by photovoltaic and micro turbine”, Renew. Energy Power Qual. J., vol. 1, no. 04, pp. 188–191, 2006.
12. Dziennik Urzędowy Województwa Podlaskiego, Białystok, 5 stycznia 2022 r. poz. 55 „Plan gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Miastkowo na lata 2021-2030”.
13. Dziennik Urzędowy Województwa Podlaskiego, op.cit., s. 15-16.

14. Dyrektywa_2003/53/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 265 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE, 2003.
15. Dyrektywa_2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, 2009.
16. Dyrektywa_96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, 1996.
17. Efektywność wykorzystania energii w latach 2009 – 2019, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2021.
18. F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas: „Microgrids management. Control and Operation Aspects of Microgrids”, IEEE Power Energy Mag., vol. 6, no. 3, pp. 54–65, 2008.
19. Givler T, Lilienthal P. Using HOMER® Software NREL’s Micropower Optimization Model to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems. A national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Report numer 2005.
20. Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Białymstoku, Roczna ocena jakości powietrza w województwie podlaskim, Raport Wojewódzki za rok 2020, Białystok, kwiecień 2021.
21. Główny Inspektorat Ochrony Środowiska, Regionalny Wydział Monitoringu Środowiska w Białymstoku, Roczna ocena jakości powietrza w województwie podlaskim, Raport Wojewódzki za rok 2021, Białystok, maj 2022.
22. <http://www.bezel.com.pl/index.php/urządzenia-energoelektroniczne/układy-energoelektroniczne> (dostęp w dniu 15.05.2022).
23. I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, V. Efthimiou: „Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications”, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, 2009.
24. I. Wasiak: „Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej”, Politechnika Łódzka, 2010.
25. J. Brandt: Rozwiązania rynkowe zwiększające płynność, stosowane na europejskich rynkach energii, Pektro, Materiały Konferencyjne, Kazimierz Dolny 2018.

26. J. Paska: „Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła”, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
27. J. Popczyk: Nowa architektura rynku energii elektrycznej. Główne mechanizmy równoważenia rynków: wschodzącego i dotychczasowego, Pektro, Materiały Konferencyjne, Kazimierz Dolny 2018.
28. K. Bednarek, L. Kasprzyk: „Zasobniki energii w systemach elektrycznych - część 1 charakterystyka problemu”, Academic Journals, Electrical Engineering Poznan University of Technology, vol. 69, pp. 199–207, 2012.
29. Kałuża W.: Smart Metering i inne inteligencje. Elektroenergetyka – współczesność i rozwój nr 1 (3), 2010.
30. Kulczycki J., Rudziński M., Straty energii jako nieodzowne potrzeby własne sieci, Acta Energetica 01/2009.
31. Kulczycki J., Szpyra W.K., Możliwość redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, Acta Energetica 02/2009.
32. Li, W.; Sengupta, N.; Dechent, P.; Howey, D.; Annaswamy, A.; Sauer, D.U. One-shot battery degradation trajectory prediction with deep learning. J. Power Sources 2021, 506, 230024.
33. Lilienthal P, Lambert T. HOMER The Micropower Optimization Model. A national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. Report number: (2004). FS.710-3540.
34. M. Parol, Ł. Rokicki, R. Parol: „Optimal operation control of low voltage microgrids in rural areas functioning on the basis of centralized control logic”, Przegląd Elektrotechniczny, vol. 94, nr 3, str. 134–138, 2018.
35. M. Parol: „Magazynowanie energii w sieciach dystrybucyjnych niskich napięć” IX Konferencja Naukowo-Techniczna Optymalizacja w Elektroenergetyce (OPE15), Konstancin-Jeziorna, 7 października 2015, str. 201–211.
36. M. Zerka: Strategie na rynkach energii elektrycznej, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2003.
37. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Nowe zasady rozliczeń prosumentów od 2022r., Warszawa, grudzień 2021.
38. Okedu, K.E.; Uzunmwangho, R. Optimization of Renewable Energy Efficiency using HOMER. Int. J. Renew. Energy Res. 2014.

39. Okonkwo, P.C.; Barhoumi, E.M.; Emori, W.; Shammash, M.I.; Uzoma, P.C.; Mohamed, A.M.A.; Abdullah, A.M. Economic evaluation of hybrid electrical systems for rural electrification: A case study of a rural community in Nigeria. *Int. J. Green Energy* 2022.
40. Olszowiec P., Autonomiczne systemy elektroenergetyczne małej mocy. *Mikrosieci, Energia Gigawat*, nr 7-8, 2009.
41. Overbuilding & curtailment: The cost-effective enablers of firm PV generation, Marc Perez, Richard Perez, Karl R. Rábago, Morgan Putnam, 2019.
42. Parag, Y., Ainspan, M.: Sustainable microgrids: Economic, environmental and social costs and benefits of micro grid deployment. *Energy Sustainable Dev.* 52, 2019.
43. Park, H.-A., Byeon, G., Son, W., Jo, H.-C., Kim, J., Kim, S.: Digital twin for operation of microgrid: Optimal scheduling in virtual space of digital twin. *Energies* 13, 5504, 2020.
44. Parol M., Praca zbiorowa., *Mikrosieci niskiego napięcia*, Warszawa, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2013.
45. P. Nowakowska, Artur Leśniak: Spółdzielnie energetyczne. Przegląd regulacji prawnych, nowa *Energia* nr.2 (83), 2022.
46. P. Kacejko: „Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym”, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
47. R. Atia, N. Yamada: „Optimization of a PV-wind-diesel system using a hybrid genetic algorithm”, 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference, London, Canada, 10th – 12th October 2012.
48. R. Sikora, M. Zeńczak: „Magazynowanie energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym”, *Napędy i Sterowanie*, nr 2, 2011.
49. Raport „OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie”, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2019.
50. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, art. 2 pkt 8, 2019.
51. Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, 2015.
52. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, art. 2 pkt. 7-8, 2011.

53. S. Mirsaedi, X. Dong, S. Shi, D. Tzelepis: „Challenges, advances and future directions in protection of hybrid AC/DC microgrids”, IET Renew. Power Gener., vol. 11, no. 12, pp. 1495–1502, 2017.
54. Saeed, M.H., et al.: A review on microgrids’ challenges and perspectives. IEEE Access 9, 166502–166517, 2021.
55. Siwy E.: Metody i możliwości zwiększenia zdolności przesyłowej KSE z wykorzystaniem monitoringu linii napowietrznych, Elektroenergetyka: współczesność i rozwój, nr 4/2010, str. 58-66, 2010.
56. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2021, 2022, 2023 r.,
57. Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia, Bruksela, z dnia 16.2.2016 r.
58. T. Ma, M. H. Cintuglu, O. Mohammed: „Control of hybrid AC/DC microgrid involving energy storage, renewable energy and pulsed loads”, 2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting IAS 2015, Addison, USA, 18th – 22nd October 2015, pp. 1–8.
59. Tomczykowski J., Frąckowiak R., Gałań T., Przebiegi obciążeń odbiorców typu gospodarstwa domowe, Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE '09, Jurata 3–5 czerwca 2009.
60. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
61. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm)
62. van Leeuwen, G., et al.: An integrated blockchain-based energy management platform with bilateral trading for micro grid communities. Appl.Energy 263, 114613, 2020.
63. Y. Zhou, X. Li: „Vehicle to grid technology: A review”, Proceedings of the 34th Chinese Control Conference, CCC 2015, Hangzhou, China, 28th – 30th July 2015.
64. Zia, M.F., Elbouchikhi, E., Benbouzid, M.: Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. Appl.Energy 222, 1033–1055, 2018.
65. http://www.ptpiree.pl/raporty/2024/ptpiree_raport_2024.pdf (dostęp w 14.04.2022 r.).
66. <https://alebank.pl/magazyny-ciepla-najlepsze-dla-prosumentow/?id=416014&catid=27735> (dostęp w 18.05.2022 r.).
67. <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/dane/teryt/jednostka> (dostęp w 20.05.2022 r.).
68. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1269-nps-northern-power-nps-100c-21> (dostęp w 14.08.2021 r.).

69. <https://enerad.pl/aktualnosci/rynk-energii/> (dostęp w 14.10.2023 r.)
70. <https://enerad.pl/liberalizacja-rynk-energii-historia-i-przebieg/> (dostęp w 14.10.2023 r.)
71. <https://raportzintegrowany2017.gkpge.pl/wyzwania-dla-energetyki/megatrendy-i-otoczenie.html> (dostęp w 14.05.2022 r.)
72. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/ludnosc/> (dostęp w 14.07.2024 r.)
73. <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdb> (dostęp w 14.07.2024 r.)
74. <https://tge.pl/en-market-coupling> (dostęp w 14.07.2024 r.)
75. <https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/formularze/2023> (dostęp w 14.07.2024 r.)
76. <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/119630-magazynowanie-ciepla-rodzaje-magazynow> (dostęp w 14.07.2024 r.)
77. <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/> (dostęp w 14.07.2024 r.)
78. <https://www.nemo-committee.eu/sdac> (dostęp w 14.07.2024 r.)
79. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczone-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023> (dostęp w 10.06.2024 r.)
80. www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/informacje-o-systemie (dostęp w 10.06.2024 r.)
81. www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/LONGi-Solar/5341/LR6-72HV-350M/specification-data-sheet.html (dostęp w 13.10.2023 r.)
82. <https://www.tesvolt.com/en/products/e-serie/ts-hv-70-e.html> (dostęp w 13.10.2023 r.)

10. Spis rysunków

Rysunek 1. Wartość dodana w gospodarce do zapotrzebowania na energię elektryczną	20
Rysunek 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2014-2023 [MWh] ..	20
Rysunek 3. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych	21
Rysunek 4. Bilans energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [TWh]	22
Rysunek 5. Moc zainstalowana w źródłach odnawialnych [GW].....	23
Rysunek 6. Plan sieci przesyłowych – stan na 03.2024 r.	26
Rysunek 7. Podział Polski na obszary działania głównych operatorów systemu dystrybucyjnego	27
Rysunek 8. Szacunkowy udział największych polskich producentów energii elektrycznej w mocy zainstalowanej oraz produkcji netto na koniec III kwartału 2022 roku.....	29
Rysunek 9. Długość linii napowietrznych oraz kablowych z podziałem na poziomy napięcia [km] (dane na 31.12.2023 r.) [65]	30
Rysunek 10. Liczba stacji elektroenergetycznych oraz liczba transformatorów (dane na 31.12.2023 r.)	30
Rysunek 11. Struktura sieci elektroenergetycznych w krajowym SEE	31
Rysunek 12. Produkcja energii elektrycznej w latach 2011-2023 [GWh] [65].....	32
Rysunek 13. Moc zainstalowana w KSE stan na 31.12.2023 roku [79].....	32
Rysunek 14. Przepływy rzeczywiste z poszczególnymi krajami na przykładzie roku 2020 roku [GWh] [65]	33
Rysunek 16. Organizacja rynku energii elektrycznej [71]	41
Rysunek 17. Kraje zaangażowane w transgraniczny handel energią elektryczną (kolor ciemnoniebieski) [78].....	44
Rysunek 18. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2021 [56]	48
Rysunek 19. Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej na TGE w latach 2011-2023 [TWh]	49
Rysunek 20. Przyrost liczby instalacji prosumenckich [szt.]	50
Rysunek 21. Przyrost mocy instalacji prosumenckich [MW]	50
Rysunek 22. Bilansowanie podaży i zapotrzebowania na moc [79]	52
Rysunek 23. Powiązania w elastycznym systemie elektroenergetycznym	57
Rysunek 24. Klasyfikacja magazynów ciepła	71

Rysunek 25. Wielkoskalowe technologie magazynowania energii	72
Rysunek 26. Położenie gminy Miastkowo na mapie Polski	80
Rysunek 27. Lokalizacja gminy Miastkowo na mapie regionu	81
Rysunek 28. Udziały źródeł emisji w poszczególnych zanieczyszczeniach powietrza w województwie podlaskim [20]	83
Rysunek 29. Fragment wsi Miastkowo objęty budową mikrosieci	86
Rysunek 30. Schemat sieci we wsi Miastkowo	88
Rysunek 31. Dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, z podziałem na miesiące	90
Rysunek 32. Podstawowy podział metod optymalizacji	91
Rysunek 33. Schemat współpracy wykorzystywanego oprogramowania w temacie badawczym	93
Rysunek 34. Uproszczony schemat działania na narzędziach w ramach projektowania mikrosystemu elektroenergetycznego	94
Rysunek 35. Uproszczony schemat sieci, wraz z typami linii elektroenergetycznych w Miastkowie	96
Rysunek 36. Wpływ wiatru, temperatury otoczenia i nasłonecznienia na obciążalność linii napowietrznej [55]	97
Rysunek 37. Schemat danych w programie Homer Pro	100
Rysunek 38. Wskazanie nasłonecznienia badanej miejscowości	102
Rysunek 39. Wskazanie nasłonecznienia badanej miejscowości	102
Rysunek 40 Średnia roczna prędkość wiatru [m/s] na poziomie 10 m n.p.g w terenie otwartym na obszarze Polski w 2019 roku	103
Rysunek 41. Kalkulacja kosztów energii w mikrosieci	106
Rysunek 42. Algorytm doboru źródeł energii elektrycznej	110
Rysunek 43. Algorytm wyznaczania najbardziej korzystnej lokalizacji źródła w sieci dystrybucyjnej	113
Rysunek 44. Schemat ideowy projektowanej mikrosieci	122
Rysunek 45. Struktura linii elektroenergetycznych w planowanej mikrosieci, jako dwusekcyjnej magistrali	123
Rysunek 46. Proponowana budowa stacji z przyłączeniem źródła OZE	126
Rysunek 47. Proponowana budowa stacji z zasobnikiem energii elektrycznej	127
Rysunek 48. Proponowana budowa stacji z odbiorami	128
Rysunek 49. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 1	129
Rysunek 50. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 2	130

Rysunek 51. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 3	131
Rysunek 52. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 4	132
Rysunek 53. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 5	133
Rysunek 54. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 6	134
Rysunek 55. Schemat blokowy działania Mikrosieci Miastkowo w Trybie 7	135
Rysunek 56. Zależność mocy turbiny wiatrowej do prędkości wiatru.....	141
Rysunek 57. Produkcja energii elektrycznej z PV	142
Rysunek 58. Zaawansowany system pomiarowy AMI, wdrożony u odbiorców energii elektrycznej w Mikrosieci Miastkowo	144
Rysunek 59. Przebieg średniorocznego godzinnego zapotrzebowania na energię elektryczną u wszystkich odbiorców w mikrosieci z podziałem na miesiące w 2023 r.	145
Rysunek 60. Największe zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w zimie - 08.03.2023 roku (poniedziałek) o godz. 15:00.....	147
Rysunek 61. Najmniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w zimie - 04.11.2023 roku (czwartek) o godz. 15:00.....	148
Rysunek 62. Największe zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w lato - 20.07.2023 roku (wtorek) o godz. 9:00	149
Rysunek 63. Najmniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców w mikrosieci w lato - 20.07.2023 roku (piątek) o godz. 12:00	150
Rysunek 64. Produkcja energii elektrycznej z PV w ujęciu rocznym.....	153
Rysunek 65. Produkcja energii elektrycznej turbin wiatrowych w ujęciu rocznym	154
Rysunek 66. Praca magazynu energii elektrycznej w ujęciu rocznym.....	155
Rysunek 67. Zakup energii elektrycznej z KSE w ujęciu rocznym	157
Rysunek 68. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 08.03.2023.....	158
Rysunek 69. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 08.03.2023.	159
Rysunek 70. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 04.11.2023.....	160
Rysunek 71. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 04.11.2023.	161
Rysunek 72. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 20.07.2023.....	162
Rysunek 73. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 20.07.2023.	163
Rysunek 74. Bilansowanie energii elektrycznej w dniu 30.07.2023.....	164
Rysunek 75. Wykres nasłonecznienia i prędkości wiatru dnia 30.07.2023.	165
Rysunek 76. Krańcowy koszt energii elektrycznej w mikrosieci.....	174
Rysunek 77. Koszt zakupu energii elektrycznej z KSE	175

11. Spis tabel

Tabela 1. Moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2021-2023 [MW]	22
Tabela 2. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW] [79]	34
Tabela 3. Zestawienie elektrowni zawodowych w trybie JWCD [79]	35
Tabela 4. Parametry wielkoskalowych zasobników energii	76
Tabela 5. Kryteria wyboru lokalizacji.....	78
Tabela 6. Stan ludności faktycznie zamieszkującej teren gminy	81
Tabela 7 Podsumowanie wyników oceny ze względu na ochronę zdrowia, strefa podlaska ..	84
Tabela 8 Zużycie energii elektrycznej z podziałem na poszczególne stacje SN/nN	89
Tabela 9. Zestawienie parametrów nasłonecznienia wytypowanej lokalizacji.....	101
Tabela 10. Specyfikacja paneli fotowoltaicznych.....	138
Tabela 11. Specyfikacja turbiny wiatrowej.....	140
Tabela 12. Specyfikacja magazynu energii elektrycznej	143
Tabela 13. Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych stacjach transformatorowych ..	146
Tabela 14. Wyniki symulacji – moc komponentów w mikrosieci.....	151
Tabela 15. Dane elektroenergetyczne paneli PV w mikrosieci	152
Tabela 16. Dane elektroenergetyczne turbin wiatrowych w mikrosieci	153
Tabela 17. Dane elektroenergetyczne magazynu energii elektrycznej w mikrosieci	155
Tabela 18. Zakup energii z KSE z podziałem na miesiące	156
Tabela 19. Szczytowe zużycie energii elektrycznej w mikrosieci w zimę - 08.03.2023, o godz. 15:00.....	166
Tabela 20. Minimalne zużycie energii elektrycznej w mikrosieci w zimę - 04.11.2023, o godz. 15:00.....	166
Tabela 21. Szczytowe zużycie energii w mikrosieci w lato – 20.07.2023, o godz. 9:00.....	167
Tabela 22. Minimalne zużycie energii elektrycznej w lato – 30.07.2023, o godz. 12:00.....	167
Tabela 23. Dane obciążenia linii elektroenergetycznych bez zainstalowanych źródeł energii elektrycznej	168
Tabela 24. Dane obciążenia linii elektroenergetycznych z zainstalowanymi źródłami energii elektrycznej	170

