



mgr Przemysław Ogarek

---

**Autonomiczny system energetyczny  
zasilany źródłami odnawialnymi  
z hybrydowym magazynowaniem energii**

---

Promotorzy:  
prof. dr hab. inż. Daniel Słyś  
dr hab. Mariusz Ruszel, prof. PRz

---

**ROZPRAWA DOKTORSKA**

---

Rzeszów 2025

---

Katedra Infrastruktury i Gospodarki Wodnej





*Pragnę złożyć serdeczne podziękowania Promotorom,  
Panu Profesorowi Danielowi Słysiowi oraz Panu Profesorowi Mariuszowi Ruszel,  
za opiekę naukową, wsparcie merytoryczne oraz cenne wskazówki,  
które w istotny sposób przyczyniły się do powstania niniejszej rozprawy.*

*Szczególne wyrazy wdzięczności kieruję do mojej Żony i Syna,  
których cierpliwość, wyrozumiałość i nieustające wsparcie  
były dla mnie bezcenną motywacją.*

*Równocześnie pragnę podziękować moim współpracownikom  
oraz wszystkim, bez których ta praca nie powstałaby w takiej formie.*



---

**Spis treści**

<b>1. Wprowadzenie.....</b>	<b>21</b>
<b>2. Cel, zakres i tezy pracy.....</b>	<b>25</b>
<b>3. Przegląd literatury i uzasadnienie podjęcia tematu .....</b>	<b>27</b>
<b>4. Teoretyczne podstawy pracy systemów zasilanych OZE .....</b>	<b>41</b>
4.1 Strategie zarządzania .....	41
4.2 Technologie magazynowania energii .....	45
4.3 Elektrownie wodne.....	48
4.4 Technologie wodorowe .....	50
<b>5. Metodyka badań .....</b>	<b>63</b>
5.1 Etapy badań .....	63
5.2 Autorski model obliczeniowy ATS_OZE_H <sub>2</sub> .....	65
5.3 Charakterystyka rozpatrywanego systemu energetycznego .....	66
5.4 Matematyczny opis komponentów systemu energetycznego.....	68
5.4.1 Elektrownia wodna.....	68
5.4.2 Zbiornik wodny .....	69
5.4.3 Elektrownia fotowoltaiczna.....	69
5.4.4 Elektrownia wiatrowa .....	76
5.4.5 Ogniwo paliwowe .....	78
5.4.6 Magazyn bateryjny.....	79
5.4.7 Elektrolizer .....	80
5.4.8 Zbiornik wodoru.....	82
5.4.9 Konwerter.....	83
5.5 Parametry operacyjne systemu energetycznego .....	83
5.6 Efektywność finansowa inwestycji .....	87
5.7 Analiza środowiskowa.....	91
5.8 Algorytmy genetyczne.....	93

---

5.9	Analiza korelacji .....	96
5.10	Sztuczne sieci neuronowe .....	98
5.11	Analiza wrażliwości .....	100
<b>6.</b>	<b>Dedykowany algorytm optymalizacyjny .....</b>	<b>103</b>
6.1	Założenia projektowe .....	103
6.2	Proces optymalizacji .....	105
6.3	Etapy operacyjne wyznaczania funkcji celu .....	107
<b>7.</b>	<b>Przypadek studyjny .....</b>	<b>139</b>
7.1	Obszar referencyjny .....	139
7.1.1	Profil zużycia energii elektrycznej .....	140
7.1.2	Warunki hydrologiczne i meteorologiczne .....	141
7.2	Założenia techniczne .....	143
7.2.1	Elektrownia wodna .....	143
7.2.2	Zbiornik wodny .....	145
7.2.3	Elektrownia fotowoltaiczna .....	147
7.2.4	Elektrownia wiatrowa .....	148
7.2.5	Ogniwo paliwowe .....	149
7.2.6	Magazyn bateryjny .....	149
7.2.7	Elektrolizer .....	150
7.2.8	Zbiornik wodoru .....	150
7.2.9	Konwerter .....	151
7.2.10	Wymiennik Ciepła .....	151
7.3	Założenia finansowe .....	151
7.3.1	Nakłady finansowe i koszty eksploatacji komponentów .....	151
7.3.2	Model finansowy .....	152
7.4	Założenia środowiskowe .....	154
7.5	Założenia modelowe algorytmu optymalizacyjnego .....	155

---

<b>8. Strategia optymalizacji struktury systemu .....</b>	<b>163</b>
<b>9. Dyskusja optymalnych konfiguracji .....</b>	<b>167</b>
9.1 Bilans energetyczny.....	167
9.2 Efektywność finansowa.....	170
<b>10. Koszt jednostkowy energii .....</b>	<b>177</b>
<b>11. Wektory przepływu energii.....</b>	<b>181</b>
11.1 Zmienność mocy źródeł energii elektrycznej w czasie .....	181
11.2 Magazynowanie energii w warunkach zmiennej generacji OZE .....	183
11.3 Zarządzanie energią w warunkach nadwyżek lub deficytu .....	188
11.4 Bilans energetyczny w różnych skalach czasowych .....	193
11.5 Funkcjonowanie systemu w okresach deficytu energetycznego .....	197
<b>12. Środowiskowe aspekty eksploatacji systemu .....</b>	<b>205</b>
<b>13. Korelacja generacji, magazynowania i poboru energii.....</b>	<b>209</b>
<b>14. Analiza wrażliwości finansowej.....</b>	<b>221</b>
<b>15. Podsumowanie i wnioski końcowe .....</b>	<b>231</b>
<b>16. Proponowane kierunki dalszych badań.....</b>	<b>235</b>
<b>17. Bibliografia.....</b>	<b>237</b>
<b>Streszczenie.....</b>	<b>267</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>269</b>
<b>Spis rysunków .....</b>	<b>271</b>
<b>Spis tabel .....</b>	<b>275</b>
<b>Spis załączników .....</b>	<b>277</b>



## Spis najważniejszych skrótów i symboli

### Skróty

AC	– prąd przemienny (ang. <i>Alternating Current</i> );
AG	– algorytmy genetyczne;
BAT	– magazyn bateryjny;
BEV	– bateryjny pojazd elektryczny (ang. <i>Battery Electric Vehicle</i> );
CONV	– konwerter;
DC	– prąd stały (ang. <i>Direct Current</i> );
EU ETS	– Unijny System Handlu Emisjami (ang. <i>European Union Emissions Trading System</i> );
EZ	– elektrolizer;
FC	– ogniwo paliwowe;
FCEV	– pojazd elektryczny z ogniwem paliwowym (ang. <i>Fuel Cell Electric Vehicle</i> );
GSA	– globalna analiza wrażliwości (ang. <i>Global Sensitivity Analysis</i> );
H <sub>2</sub> T	– zbiornik wodoru;
HE	– wymiennik ciepła;
HYD	– elektrownia wodna;
ICE-D	– pojazd z silnikiem Diesla (ang. <i>Internal Combustion Engine – Diesel</i> );
MEW	– małe elektrownie wodne o mocy znamionowej od 1 do 10 MW;
OZE	– odnawialne źródła energii;
PON	– zbiornik wodny;
PV	– elektrownia fotowoltaiczna;
RED III	– trzecia odsłona dyrektywy UE w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych, przyjęta w 2023 roku jako część pakietu „Fit for 55” (ang. <i>Revised Renewable Energy Directive</i> );
RFNBO	– odnawialne paliwo pochodzenia niebiologicznego (ang. <i>Renewable Fuel of Non-Biological Origin</i> );
SSN	– sztuczne sieci neuronowe;
WT	– elektrownia wiatrowa.

## Symbole

$\%E_{EXClost}$	– procentowy udział niezagospodarowanej nadwyżki energii elektrycznej w jej całkowitej produkcji, %;
$\%H_2T_{SoC1}$	– procentowe napełnianie zbiornika wodoru w progu 1, %;
$\%L_{UNM}$	– procentowy udział czasu, w którym wystąpił niedobór energii elektrycznej względem całkowitego czasu analizy, %;
$\%P_{WTmech,STPia}$	– znormalizowana moc generowana przez elektrownię wiatrową w iteracji $ia$ , %;
$\%s_j$	– procentowy udział $j$ -tej straty WT, %;
$\%V_{PONSOC1}$	– procentowe wypełnienie objętości wyrównawczej zbiornika, przy którym przepływ przez turbiny przyjmuje wartość maksymalną w progu 1, %;
$\%V_{PONSOC2}$	– procentowe wypełnienie objętości wyrównawczej zbiornika, przy którym przepływ przez turbiny przyjmuje wartość maksymalną w progu 2, %;
$\%V_{PONSOC3}$	– procentowe wypełnienie objętości wyrównawczej zbiornika, przy którym przepływ przez turbiny przyjmuje wartość maksymalną w progu 3, %;
$\%V_{PONSOC4}$	– procentowe wypełnienie objętości wyrównawczej zbiornika, przy którym przepływ przez turbiny przyjmuje wartość maksymalną w progu 4, %;
$\%V_{PONSOC5}$	– procent wypełnienia objętości wyrównawczej zbiornika, przy którym przepływ przez turbiny przyjmuje wartość maksymalną w progu 5, %;
$\Delta_P$	– współczynnik temperaturowy mocy, $\%/^{\circ}C$ ;
$\Delta\eta_{EZ}$	– wzrost całkowitej sprawności elektrolizera, %;
$A_{BAT}$	– potencjał autonomicznej pracy magazynu baterijnego, -;
$A_{H2T}$	– potencjał autonomicznej pracy zbiornika wodoru, -;
$A_i$	– wskaźnik anizotropii atmosfery, -;
$A_{PON}$	– potencjał autonomicznej pracy zbiornika wodnego, -;
$A_{SYST}$	– autonomia systemu energetycznego, %;
$B$	– parametr zależny od numeru dnia w roku, $^{\circ}$ ;
$BAT_{SoCstart}$	– początkowy stopień naładowania magazynu baterijnego, %;

---

$BCR, J_{EZ}$	– liczba elektrolizerów spełniająca warunek 20, -;
$C, E$	– cena sprzedaży energii elektrycznej, zł/kWh;
$C, Eth$	– cena sprzedaży ciepła, zł/kWh;
$C, H_2$	– cena sprzedaży wodoru, zł/kg;
$C, H_{2EXC}$	– cena sprzedaży nadwyżek wodoru, zł/kg;
$C, T$	– całkowite koszty funkcjonowania systemu w okresie $T$ , zł;
$C, T$	– łączne koszty eksploatacyjne systemu w okresie $T$ , zł;
$Cap_{BAT}$	– pojemność magazynu bateryjnego, kWh;
$Cap_{BATia}$	– stopień naładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kWh;
$Cap_{BATmax}$	– maksymalna pojemność magazynu bateryjnego, kWh;
$Cap_{BATmin}$	– minimalna pojemność magazynu bateryjnego, Ah;
$Cap_{BATuse, ia}$	– dostępna energia w magazynie bateryjnym w iteracji $ia$ , kWh;
$CAPEX$	– początkowe nakłady inwestycyjne, zł;
$CAPEX_j$	– początkowe nakłady inwestycyjne $j$ -tego komponentu, zł;
$Cap_{H_2T}$	– pojemność zbiornika wodoru, kg;
$Cap_{H_2Tia}$	– pojemność zbiornika wodoru w iteracji $ia$ , kg;
$Cap_{H_2Tmax}$	– maksymalna pojemność zbiornika wodoru, kg;
$Cap_{H_2Tmin}$	– minimalna pojemność zbiornika wodoru, kWh;
$C_{EZ, j}$	– zdyskontowane nakłady inwestycyjne na pojedynczy elektrolizer, zł;
$CF_{EZ}$	– współczynnik wykorzystania mocy elektrolizera, %;
$ch_{rate}$	– maksymalna tempo ładowania magazynu bateryjnego, A/Ah;
$CI$	– współczynnik przejrzystości atmosfery, °;
$C_t$	– przepływy pieniężne w okresie $t$ , zł;
$DF_{PV}$	– współczynnik redukcji mocy elektrowni fotowoltaicznej, %;
$DF_{WT}$	– współczynnik redukcji mocy elektrowni wiatrowej, %;
$DOD_{BAT}$	– głębokość rozładowywania magazynu bateryjnego, %;
$DOD_{H_2T}$	– głębokość opróżniania zbiornika wodoru, %;
$E, H_{2\_comp}$	– energia elektryczna wymagana na sprężenie wodoru, kWh/kg;
$E, H_{2\_comp1}$	– energia elektryczna wymagana na sprężenie wodoru (podejście 1), kWh/kg;
$E, H_{2\_comp2}$	– energia elektryczna wymagana na sprężenie wodoru (podejście 2), kWh/kg;

$E_{BATin,ia}$	– energia elektryczna dostarczona do magazynu baterijnego w iteracji $ia$ , kWh;
$E_{BATlost,ia}$	– wolumen energii elektrycznej utraconej z powodu przekroczenia maksymalnej pojemności magazynu baterijnego w iteracji $ia$ , kWh;
$E_{BATout,ia}$	– energia elektryczna pobrana z magazynu baterijnego w iteracji $ia$ , kWh;
$E_{EXC}$	– nadwyżka energii elektrycznej względem bazowego zapotrzebowania, kWh;
$E_{EXClost}$	– wolumen niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, kWh;
$E_{EZ}$	– energia elektryczna pobrana przez elektrolizer, kWh;
$E_{FC}$	– wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez ogniwo paliwowe, kWh;
$E_{HYD}$	– wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownię wodną, kWh;
$E_{Lbase}$	– bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, kWh;
$E_{OT}$	– równanie czasu, h;
$E_{PV}$	– wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownię fotowoltaiczną, kWh;
$E_{sell}$	– zyski ze sprzedaży energii elektrycznej, zł;
$E_{SYST,T}$	– całkowity wolumen wyprodukowanej energii elektrycznej, kWh;
$E_{th_{iaEZ,j}}$	– ciepło generowane przez pojedynczy elektrolizer w iteracji $ia$ , kWh;
$E_{th_{sell}}$	– zyski ze sprzedaży ciepła, zł;
$E_{th_{SYST}}$	– całkowity wolumen ciepła odzyskanego przez system, kWh;
$E_{th_{SYSTeq,t}}$	– ekwiwalent całkowitego wolumenu ciepła odzyskanego przez system, wyrażony w jednostce energii elektrycznej, kWh;
$E_{UNM}$	– niedobór energii elektrycznej względem bazowego zapotrzebowania, kWh;
$E_{WT}$	– wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownie wiatrową, kWh;
$EZ,j_{CAPEX}$	– początkowe nakłady inwestycyjne na pojedynczy elektrolizer, zł;
$EZ,j_{OPEX}$	– koszty operacyjne pojedynczego elektrolizera, zł;

---

$EZ_{jRC}$	– koszty wymiany pojedynczego elektrolizera, zł;
$EZ_{nyr}$	– indeks wymiany elektrolizera, -;
$EZ_{opt}$	– indeks pętli optymalizacyjnej, w ramach której analizowana jest opłacalność poszczególnych elektrolizerów, -;
$EZ_P$	– moc wejściowa dostarczona do elektrolizera, kW;
$EZ_{startSoC}$	– parametr określający stopień naładowania magazynu bateryjnego dla włączenia elektrolizera, -;
$f$	– oczekiwana stopa inflacji, %;
$FC, E_{Lbase, \%}$	– pokrycie bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną przez ogniwo paliwowe, %;
$g$	– przyspieszenie ziemskie, $m/s^2$ ;
$\bar{G}$	– średnie globalne promieniowanie poziome na powierzchni Ziemi w iteracji $ia$ , $kW/m^2$ .
$\bar{G}_b$	– promieniowanie bezpośrednie, $kW/m^2$ ;
$\bar{G}_d$	– promieniowanie dyfuzyjne, $kW/m^2$ ;
$GHI$	– globalne promieniowanie poziome, $W/m^2$ ;
$G_k$	– wartość współczynnika kurtozy, -;
$G_o$	– pozaziemskie promieniowanie poziome, $kW/m^2$ ;
$\bar{G}_o$	– średnie pozaziemskie promieniowanie poziome w okresie $t$ , $kW/m^2$ ;
$G_{on}$	– pozaziemskie promieniowanie normalne, $kW/m^2$ ;
$G_s$	– wartość współczynnika skośności, -;
$G_{SC}$	– stała słoneczna, $kW/m^2$ ;
$GTI$	– globalne promieniowanie słoneczne na powierzchnię pochyłą, $W/m^2$ ;
$GTI_{NOCT}$	– natężenie promieniowania słonecznego przy warunkach NOCT, $kW/m^2$ ;
$GTI_{STC}$	– natężenie promieniowania słonecznego przy standardowych warunkach STC, $kW/m^2$ ;
$h_0$	– długość szorstkości powierzchni, m;
$H_{2, Lbase}$	– bazowe dzienne zapotrzebowanie kontraktowe na wodór, kg;
$H_{2, sell\_EZ, j}$	– łączna, zdyskontowana wartość przychodów ze sprzedaży wodoru wyprodukowanego przez pojedynczy elektrolizer, zł;

---

$H_{2,SYST}$	– całkowity wolumen wodoru wyprodukowanego przez system, kg;
$H_{2,SYSTeq,t}$	– ekwiwalent całkowitego wolumenu wodoru wyprodukowanego przez system, wyrażony w jednostce energii elektrycznej, kWh;
$H_{2EXC}$	– nadwyżka wodoru względem zapotrzebowania kontraktowego, kg;
$H_{2EXC\_EZ,jia}$	– Nadmiarowy wolumen wodoru wyprodukowanego przez pojedynczy elektrolizer w iteracji $ia$ , kg;
$H_{2EXCsell}$	– zyski ze sprzedaży nadwyżek wodoru, zł;
$H_{2EZ,jia}$	– wolumen wodoru wyprodukowanego przez pojedynczy elektrolizer w iteracji $ia$ , kg;
$H_{2sell}$	– zyski ze sprzedaży wodoru, zł;
$H_{2T_{SoC}ia}$	– stopień napełniania zbiornika wodoru w iteracji $ia$ , %;
$H_{2T_{SoC}start}$	– początkowy stopień napełniania zbiornika wodoru, %;
$H_{2UNM}$	– niedobór wodoru względem bazowego zapotrzebowania kontraktowego, kg;
$h_{anem}$	– wysokość, na której znajduje się anemometr, m;
$h_b$	– współczynnik rozjaśnienia horyzontu, -;
$h_{hub}$	– wysokość osi wirnika turbiny wiatrowej, m;
$HHV, H_2$	– górna wartość opałowa wodoru, kWh/kg;
$h_{HYD}$	– efektywna wysokość spadku, m;
$h_{HYDia}$	– wysokość piętrzenia wody w zbiorniku retencyjnym w iteracji $ia$ , m;
$hr$	– godzina czasu lokalnego wykorzystywana jako standardowy punkt odniesienia przy analizie zużycia energii i generacji, -;
$i$	– rzeczywista stopa dyskontowa, %;
$i'$	– nominalna stopa dyskontowa, %;
$ia$	– indeks iteracji algorytmu, -;
$iH_{2, sell}$	– czas sprzedaży wodoru w ciągu doby, min;
$I_{limit, ch}$	– maksymalne natężenie prądu ładowania magazynu bateryjnego, A;
$I_{limit, dis}$	– maksymalne natężenie prądu rozładowywania magazynu bateryjnego, A;
$I_{max\_ch, ia}$	– maksymalne natężenie prądu ładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , A;

---

$I_{max\_dis,ia}$	– maksymalne natężenie prądu rozładowywania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , A;
$iz$	– liczba kolejnych iteracji, w których zasowa jest otwarta, -;
$j$	– indeks elementu systemu, -;
$J$	– liczba komponentów w systemie, -;
$J_{EZ}$	– całkowita liczba elektrolizerów, -;
$J_{EZ,j}$	– całkowita wstępna liczba elektrolizerów, -;
$k_E$	– współczynnik strat związanych z niedostarczeniem energii elektrycznej, -;
$kH_2$	– jednostkowa kara finansowa za niedostarczanie wodoru, zł/kg;
$kH_{2UNM}$	– kara finansowa za niedostarczanie wodoru, zł;
$L, H_{2ia}$	– pobór wodoru na cele kontaktowe w iteracji $ia$ , kg;
$L, i_y$	– liczba iteracji w ciągu roku, -;
$LCOE$	– jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej, zł/kWh;
$LCOE_{FC}$	– jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej przez ogniwo paliwowe, zł/kWh;
$LCOE_{HYD}$	– jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej przez elektrownię wodną, zł/kWh;
$LCOE_{PV}$	– jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej przez elektrownię fotowoltaiczną, zł/kWh;
$LCOE_{WT}$	– jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej przez elektrownię wiatrową, zł/kWh;
$L_{ia}$	– całkowita liczba iteracji algorytmu, -;
$l_j$	– żywotność $j$ -tego komponentu, -;
$l_{j\_EZ}$	– okres eksploatacji elektrolizera, -;
$mH_{2ia}$	– strumień masowy wodoru wytworzonego przez elektrolizer w iteracji $ia$ , kg/h;
$mH_{2ia\_FC}$	– strumień masowy wodoru pobranego przez ogniwo paliwowe w iteracji $ia$ , kg/h;
$n$	– dzień roku, dla którego przeprowadzono analizy systemu w oparciu o rzeczywiste warunki meteorologiczne, -;
$N_{C,BAT}$	– liczba cykli pracy magazynu bateryjnego, -;
$N_{C,H_2T}$	– liczba cykli pracy zbiornika wodoru, -;

---

$N_{C,POW}$	– liczba cykli pracy zbiornika wodnego, -;
$N_{FC,T}$	– liczba uruchomień ogniwa paliwowego w całym okresie eksploatacji systemu, -;
$n_j$	– liczba próbek w zbiorze danych, -;
$n_o$	– liczba obserwacji w zbiorze danych, -;
$NPV$	– wartość bieżąca netto, zł;
$n_s$	– liczba czynników strat, -;
$nyr$	– ilość lat symulacji, -;
$nyr_j$	– indeks analizowanego roku symulacji, -;
$OF$	– funkcja celu, -;
$OPEX$	– koszty operacyjne wszystkich komponentów systemu, zł;
$OPEX_{all,t}$	– łączne koszty operacyjne systemu w okresie $t$ , zł;
$OPEX_{j,t}$	– koszty operacyjne $j$ -tego komponentu w okresie $t$ , zł;
$p$	– wartość istotności statystycznej (ang. <i>p-value</i> ), -;
$P_{BATch,ia}$	– moc ładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kW;
$P_{BATdis,ia}$	– moc pozyskana z magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kW;
$P_{BATmax\_ch,ia}$	– dostępna moc ładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kW;
$P_{BATmax\_dis,ia}$	– dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kW;
$PBP$	– prosty okres zwrotu inwestycji, -;
$P_{CONV}$	– moc znamionowa konwertera, kW;
$P_{EZ}$	– moc znamionowa elektrolizera, kW;
$P_{EZ,j}$	– moc znamionowa pojedynczego elektrolizera, kW;
$P_{EZ,j\_def,ia}$	– brakująca moc do uruchomienia pojedynczego elektrolizera w iteracji $ia$ , kW;
$P_{EZbase,ia}$	– dostępna moc ze źródeł podstawowych dla elektrolizerów w iteracji $ia$ , kW;
$P_{FCia}$	– moc wyjściowa ogniwa paliwowego w iteracji $ia$ , kW;
$P_{HE}$	– moc znamionowa wymiennika ciepła, kW;
$P_{HYD}$	– moc znamionowa elektrowni wodnej, kW;
$P_{HYDia}$	– moc wyjściowa elektrowni wodnej w iteracji $ia$ , kW;
$P_{HYDmax,ia}$	– maksymalna moc generowana przez elektrownię wodną w iteracji $ia$ , kW;

---

$P_{in\_AC,rect}$	– moc wejściowa prostownika, kW;
$P_{in\_DC,inv}$	– moc wejściowa falownika, kW;
$P_{L\_def,ia}$	– niedobór bazowego zapotrzebowania na moc w iteracji $ia$ , kW;
$P_{Lbase}$	– bazowe zapotrzebowanie na moc, kW;
$PON_{SoCstart}$	– początkowy stopień napełnienia zbiornika wodnego, %;
$P_{out\_AC,inv}$	– moc wyjściowa falownika, kW;
$P_{out\_DC,rect}$	– moc wyjściowa prostownika, kW;
$P_{PV}$	– moc znamionowa elektrowni fotowoltaicznej, kW;
$P_{PVia}$	– moc wyjściowa elektrowni fotowoltaicznej w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYST\_bal,ia}$	– bilans mocy systemu uwzględniający zapotrzebowanie bazowe oraz moc wyjściową generowaną przez podstawowe źródła energii w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTbase,ACia}$	– moc systemu po stronie prądu przemiennego, generowana przez podstawowe źródła energii w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTbase,DCia}$	– moc systemu po stronie prądu stałego, generowana przez podstawowe źródła energii w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTbase,ia}$	– moc systemu generowana przez podstawowe źródła energii w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTbase\_bal,ia}$	– bilans mocy systemu, określany na podstawie zapotrzebowania bazowego i produkcji podstawowych źródeł energii w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTia}$	– moc systemu generowana przez podstawowe źródła energii i rozładowywanie magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , kW;
$P_{SYSTlost,ia}$	– niewykorzystana moc systemu utracona w iteracji $ia$ , kW;
$P_{WT}$	– moc znamionowa elektrowni wiatrowej, kW;
$P_{WTia}$	– moc wyjściowa elektrowni wiatrowej w iteracji $ia$ , kW;
$P_{WTmech,ia}$	– skorygowana moc mechaniczna elektrowni wiatrowej w iteracji $ia$ , kW;
$Q_{BATnom}$	– nominalna pojemność elektryczna magazynu bateryjnego, Ah;
$QE_t$	– wolumen energii elektrycznej sprzedanej w okresie $t$ , kWh;
$QEth_t$	– wolumen ciepła sprzedanego w okresie $t$ , kWh;
$QH_{2,t}$	– wolumen wodoru sprzedanego w okresie $t$ , kg;
$QH_{2EXC,t}$	– wolumen nadwyżek wodoru sprzedanego w okresie $t$ , kg;

---

$Q_{HYDia}$	– natężenie przepływu wody przez turbiny wodne w iteracji $ia$ , $m^3/s$ ;
$Q_{HYDia,max}$	– maksymalne dozwolone natężenie przepływu wody przez turbiny wodne w iteracji $ia$ , $m^3/s$ ;
$Q_{PON,INia}$	– natężenie dopływu wody do zbiornika retencyjnego w iteracji $ia$ , $m^3/s$ ;
$R(x_j)$	– ranga przypisana $j$ -tej obserwacji zmiennej $X$ , -;
$R(y_j)$	– ranga przypisana $j$ -tej obserwacji zmiennej $Y$ , -;
$R, T$	– łączne przychody w okresie $T$ , zł;
$R_b$	– współczynnik korekcyjny promieniowania bezpośredniego, -;
$RC_j$	– koszt wymiany $j$ -tego komponentu, %CAPEX;
$RC_T$	– całkowity koszt wymiany w okresie eksploatacji systemu, zł;
$RH_2$	– stała gazowa dla wodoru, $kJ/(kg \cdot K)$ ;
$r_s$	– wartość współczynnika rang <i>Spearmana</i> , -;
$s$	– wartość odchylenia standardowego, -;
$SoC_{BAT}$	– stopień naładowania magazynu bateryjnego, %;
$SoC_{BAT\_EZmin}$	– minimalny procent naładowania magazynu bateryjnego, przy którym uruchamiany jest elektrolizer, %;
$SoC_{BAT\_EZmin\_off}$	– minimalny procent naładowania magazynu bateryjnego, przy którym wyłączany jest elektrolizer, %;
$SoC_{BAT1}$	– procent naładowania magazynu bateryjnego w progu 1, %;
$SoC_{BAT2}$	– procent naładowania magazynu bateryjnego w progu 2, %;
$SoC_{BAT3}$	– procent naładowania magazynu bateryjnego w progu 3, %;
$SoC_{BATia}$	– stopień naładowania magazynu bateryjnego w iteracji $ia$ , %;
$SoC_{BATmax}$	– maksymalny stopień naładowania magazynu bateryjnego, %;
$SoC_{BATmin}$	– minimalny stopień naładowania magazynu bateryjnego, %;
$SoC_{H2T}$	– stopień napełniania zbiornika wodoru, %;
$SoC_{H2Tmin}$	– minimalny stopień napełnienia zbiornika wodoru, %;
$SoC_{H2Tmin,sell}$	– minimalny stopień napełnienia zbiornika po realizacji sprzedaży w ramach kontraktu dobowego na wodór, [%];
$SoC_{PON}$	– stopień napełnienia zbiornika wodnego, %;
$T$	– całkowity okres eksploatacji systemu, -;
$T_a$	– temperatura otoczenia, °C;
$T_{a,NOCT}$	– temperatura otoczenia przy warunkach NOCT, °C;

---

$t_c$	– czas urzędowy odpowiadający środkowi kroku czasowego, hr;
$T_c$	– temperatura ogniwa fotowoltaicznego, °C;
$T_{c,NOCT}$	– temperatura ogniwa fotowoltaicznego przy warunkach NOCT, °C;
$T_{c,STC}$	– temperatura ogniwa fotowoltaicznego przy warunkach STC, °C;
$t_{data}$	– długość okresu pomiarowego danych wejściowych, min;
$tech,H_2$	– zmienna logiczna dostępność technologii wodorowych, -;
$T_{EZ}$	– temperatura pracy elektrolizera, K;
$t_{EZ,j}$	– czas działania pojedynczego elektrolizera, min;
$t_{EZ,jmin}$	– minimalny czas działania pojedynczego elektrolizera, min;
$tH_{2,sell}$	– odstęp czasowy pomiędzy kolejnymi sprzedażami wodoru, min;
$t_{ia}$	– krok czasowy danych wejściowych określający częstotliwość zapisu, min;
$t_{iz}$	– czas niedostępności sterowania zasuwą turbiny wodnej, -;
$t_p$	– wartość statystyki testowej -;
$t_s$	– czas słoneczny, hr;
$U$	– prędkość wiatru, m/s;
$U_{anem}$	– prędkość wiatru zmierzona na wysokości anemometru, m/s;
$U_{hub}$	– prędkość wiatru na wysokości osi turbiny, m/s;
$v_{ci}$	– prędkość startowa turbiny wiatrowej, m/s;
$v_{co}$	– prędkość odcięcia turbiny wiatrowej, m/s;
$v_{nom}$	– prędkość znamionowa turbiny wiatrowej, m/s;
$V_{PONI}$	– minimalna objętość strefy wyrównawczej zbiornika retencyjnego w progu 1, m <sup>3</sup> ;
$V_{PONIa}$	– objętość wody znajdująca się w strefie wyrównawczej zbiornika retencyjnego w iteracji $ia$ , m <sup>3</sup> ;
$V_{PONmax}$	– całkowita objętość strefy wyrównawczej zbiornika retencyjnego, m <sup>3</sup> ;
$\bar{x}$	– średnia arytmetyczna, -;
$\bar{y}$	– średnia wartość zmierzonego zbioru danych, -;
$y_{jz}$	– wartość zmierzona, -;
$\hat{y}_{jz}$	– wartość przewidywana przez model SSN, -;
$Z_C$	– strefa czasowa w godzinach na wschód od GMT, -;
$\alpha$	– zakres rekombinacji genów, -;

---

$\alpha_s$	– absorpcja słoneczna panelu fotowoltaicznego, %;
$\beta$	– nachylenie powierzchni, °;
$\gamma$	– azymut powierzchni, °;
$\delta$	– deklinacja słoneczna, °;
$\eta_{BATch}$	– sprawność ładowania magazynu baterijnego, %;
$\eta_{BATdis}$	– sprawność rozładowania magazynu baterijnego, %;
$\eta_{BATrt}$	– sprawność cyklu pracy magazynu baterijnego, %;
$\eta_{EZ}$	– sprawność elektrolizera, %;
$\eta_{FC}$	– sprawność ogniwa paliwowego, %;
$\eta_{HE}$	– sprawność wymiennika ciepła, %;
$\eta_{HYD}$	– sprawność elektrowni wodnej, %;
$\eta_{inv}$	– sprawność falownika, %;
$\eta_{mp,STC}$	– sprawność maksymalnego punktu mocy przy warunkach STC, %;
$\eta_{rect}$	– sprawność prostownika, %;
$\theta$	– kąt padania, °;
$\theta_z$	– kąt zenitalny, °;
$\lambda$	– długość geograficzna, °;
$\rho_{air,ia}$	– rzeczywista gęstość powietrza w iteracji $ia$ , kg/m <sup>3</sup> ;
$\rho_{air,STP}$	– gęstość powietrza w warunkach standardowej temperatury i ciśnienia, kg/m <sup>3</sup> ;
$\rho_g$	– współczynnik odbicia od podłoża (albedo), %;
$\rho_l$	– ciśnienie początkowe, bar;
$\rho_u$	– ciśnienie końcowe, bar;
$\tau$	– przepuszczalność słoneczna dowolnej osłony znajdującej się nad panelami fotowoltaicznymi, %;
$\varphi$	– szerokość geograficzna, °;
$\omega$	– kąt godzinowy, °;
$\omega_1$	– kąt godzinowy na początku okresu $t$ , °;
$\omega_2$	– kąt godzinowy na końcu okresu $t$ , °.

## 1. Wprowadzenie

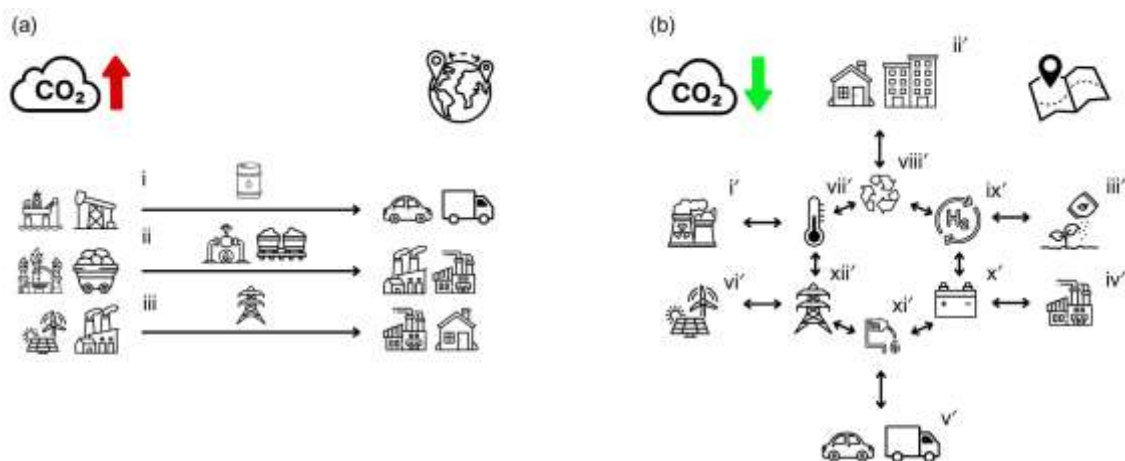
Transformacja energetyczna to złożony proces kompleksowej przebudowy systemu energetycznego, którego celem jest zwiększanie odporności gospodarki wobec stale zmieniających się wyzwań technologicznych, ekonomicznych, środowiskowych oraz społecznych. Obejmuje działania ukierunkowane na wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego, podnoszenie efektywności wykorzystywania zasobów oraz ograniczanie emisji gazów cieplarnianych (GHG) i negatywnego wpływu na równowagę środowiskową. Istotą tego procesu jest również kształtowanie trwałych przewag konkurencyjnych poprzez tworzenie warunków do rozwoju nowoczesnych technologii oraz wdrażania innowacyjnych rozwiązań systemowych. W wymiarze lokalnym przekłada się to na implementację strategii wspierających rozwój regionalny, zwiększających wykorzystanie miejscowych zasobów energii odnawialnej oraz zmniejszających zależność od źródeł zewnętrznych, z uwzględnieniem interesów i potrzeb społecznych (Słyś i in., 2025).

Wydarzenia ostatnich lat potwierdziły, że globalne kryzysy, zarówno te wywołane przez pandemię COVID-19, której skutki gospodarcze silnie wpłynęły na systemy energetyczne, jak i te o charakterze geopolitycznym, w tym wojna w Ukrainie wywierają istotny wpływ na funkcjonowanie sektora energetycznego. Doświadczenia te uwytknęły konieczność gruntownej redefinicji dotychczasowego podejścia do przetwarzania, dystrybucji i wykorzystywania energii, ze szczególnym uwzględnieniem odporności operacyjnej oraz zdolności adaptacyjnych systemów energetycznych. W odpowiedzi na zakłócenia na rynku surowców energetycznych państwa Unii Europejskiej intensyfikują działania ukierunkowane na rozwój odpornych, zdecentralizowanych systemów energetycznych. Obejmują one dywersyfikację kierunków dostaw i źródeł produkcji, wzmacnianie zabezpieczeń infrastrukturalnych oraz zwiększanie udziału lokalnych źródeł odnawialnych (Ruszel i Turowski, 2024).

Tradycyjna struktura miks energetycznego opiera się na scentralizowanym wytwarzaniu i dystrybucji energii, co nadal utrzymuje się jako dominujący model w skali globalnej. Energia elektryczna generowana w wielkoskalowych jednostkach wytwórczych przesyłana jest za pośrednictwem sieci wysokiego napięcia, a następnie dystrybuowana poprzez sieci średniego i niskiego napięcia do odbiorców końcowych. Niski poziom integracji pomiędzy poszczególnymi segmentami rynku ogranicza zdolność systemu do elastycznego reagowania na zmienne warunki podaży i popytu.

Analogiczne podejście dominuje w sektorze surowcowo-paliwowym, w którym nośniki energii transportowane są na dużą skalę z miejsc wydobycia do instalacji separacyjnych, a następnie do punktów dystrybucji i ostatecznych odbiorców (Filipak i Mielczarski, 2023). Pomimo rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), paliwa kopalne wciąż stanowią podstawę globalnego systemu zaopatrzenia w energię (Dudek, 2015). Warto podkreślić, że stopniowe odchodzenie od konwencjonalnych źródeł energii wymaga zasadniczej zmiany w dotychczasowym paradygmacie funkcjonowania sektora energetycznego.

Rysunek 1.1 przedstawia porównanie tradycyjnego, scentralizowanego systemu energetycznego (rys. 1.1a) z jego zdecentralizowaną i sektorowo zintegrowaną alternatywą (rys. 1.1b), wpisującą się w założenia transformacji energetycznej.



Rys. 1.1. Porównanie modelu scentralizowanego (a) i zdecentralizowanego (b) systemu energetycznego z uwzględnieniem wektorów przepływu energii, poziomu emisji CO<sub>2</sub> oraz stopnia integracji sektorów, na podstawie (Eladl i in., 2023): i – zużycie paliw ciekłych w sektorze transportowym, ii – wykorzystanie paliw kopalnych w przemyśle i energetyce, iii – zużycie energii elektrycznej w sektorze komunalnym i przemysłowym, i' – konwencjonalne elektrownie z dominującym udziałem technologii jądrowych, ii' – sektor komunalno-bytowy obejmujący zużycie energii i generację odpadów, iii' – rolnictwo pełniące funkcję odbiorcy energii i nawozów oraz dostawcy zasobów biologicznych, iv' – przemysł lokalny obejmujący zużycie energii i generację ciepła odpadowego, v' – sektor transportowy wykorzystujący paliwa alternatywne i energię elektryczną, vi' – lokalne pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych, vii' – zarządzanie ciepłem, viii' – gospodarowanie odpadami, ix' – produkcja paliw syntetycznych, x' – magazynowanie energii, xi' – wytwarzanie biopaliw, xii' – elektryfikacja.

Konwencjonalny model oparty na scentralizowanej produkcji wymaga przesyłu nośników energii na duże odległości, co wiąże się z istotnymi stratami oraz ograniczoną zdolnością systemu do szybkiego reagowania na dynamiczne wahania zapotrzebowania i dostępności energii. Dodatkowo, wykorzystanie paliw kopalnych jako głównego źródła energii generuje wysoki poziom emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, pogłębiając negatywne oddziaływanie na środowisko. Z kolei model zdecentralizowany opiera się na silnej integracji lokalnych źródeł energii, technologii magazynowania

i konwersji oraz sektorów końcowego zużycia. Dzięki ich wzajemnemu powiązaniu możliwe staje się bilansowanie podaży i popytu w miejscu wytwarzania, ograniczanie strat przesyłowych oraz zwiększanie niezależności energetycznej. Równocześnie, wykorzystanie OZE pozwala na istotną redukcję emisji. Taka architektura systemu sprzyja kształtowaniu elastycznych, odpornych na zakłócenia systemów energetycznych, zdolnych do pracy zarówno w trybie sieciowym, jak i wyspowym (Farhat i in., 2022).

W dobie powszechnej elektryfikacji rozwój systemów zdecentralizowanych, pomimo niewątpliwych zalet, wiąże się również z nowymi wyzwaniami dla operatorów systemów energetycznych, związanymi z utrzymaniem stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Rosnący udział niesterowalnych odnawialnych źródeł energii zwiększa podatność sieci na niestabilność napięciową i przeciążenia, zwłaszcza w kontekście zmiennych warunków pogodowych, które przekładają się na nieregularność dostaw energii. W warunkach nagłego wzrostu obciążenia lub ograniczenia dostępnej mocy wytwórczej mogą wystąpić zakłócenia prowadzące do automatycznego odłączania odbiorców lub, w skrajnych przypadkach, do przerw w dostawach energii elektrycznej, określanych jako *blackout* (Ptak i in., 2025; Martišauskas i in., 2018). Zjawiska te obserwowane są w systemach, w których dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych nie został odpowiednio zsynchronizowany z rozbudową rezerw mocy i mechanizmów wspierających stabilność funkcjonowania sieci. W odpowiedzi na te zagrożenia podejmowane są działania mające na celu ograniczenie ryzyka przeciążenia oraz zwiększenie elastyczności i odporności operacyjnej systemu (International Energy Agency, 2023).

Rosnąca podatność systemów energetycznych na zakłócenia wskazuje na potrzebę wdrażania systemów energetycznych o wysokim stopniu niezależności energetycznej lub autonomicznych, integrujących lokalne źródła odnawialne z hybrydowymi technologiami magazynowania i konwersji energii. Umożliwiają one samowystarczalne i stabilne funkcjonowanie w warunkach ograniczonego lub całkowitego braku dostępu do energii z sieci (Tamjid Shabestari i in., 2022; Espinoza i in., 2021).

Decydenci, projektanci, zarządcy oraz użytkownicy infrastruktury energetycznej stają obecnie przed koniecznością dostosowania zarówno istniejących rozwiązań, jak i planowanych inwestycji do wymagań wynikających z prowadzonej transformacji energetycznej. Proces ten wymaga optymalizacji zarządzania zasobami oraz integracji odnawialnych źródeł energii w sposób zapewniający efektywność finansową, stabilność

operacyjną i niezależność działania systemu (International Renewable Energy Agency, 2017).

Przedmiotem badań niniejszej dysertacji była analiza strategii wykorzystania lokalnych zasobów energii odnawialnej, uwzględniająca opracowanie autorskiego modelu obliczeniowego umożliwiającego wielokryterialną ocenę przyjętych wariantów systemowych w kontekście uwarunkowań technicznych, finansowych i środowiskowych. Szczególną uwagę poświęcono zagadnieniom autonomii systemu energetycznego oraz ocenie efektywności finansowej rozpatrywanych rozwiązań w długim horyzoncie czasowym. Główny obiekt badań stanowiły warianty systemu energetycznego zasilanego źródłami odnawialnymi z hybrydowym magazynowaniem energii zintegrowane z technologiami wodorowymi. System ten łączył elektrownię wodną (HYD), fotowoltaiczną (PV) i wiatrową (WT) oraz ogniwo paliwowe (FC), elektrolizery (EZ), a także hybrydowe magazynowanie energii, obejmujące zbiornik wodny (PON), magazyn bateryjny (BAT) i zbiornik wodoru ( $H_2T$ ). W celach porównawczych analizie poddano również grupę wariantów pozbawionych technologii wodorowych, reprezentujących autonomiczny system energetyczny zasilany źródłami odnawialnymi z hybrydowym magazynowaniem energii integrującym PON i BAT.

## 2. Cel, zakres i tezy pracy

Głównym celem niniejszej rozprawy była ocena możliwości wdrożenia koncepcji systemu energetycznego, który poprzez integrację źródeł odnawialnych z technologiami magazynowania energii mógłby zapewnić autonomię energetyczną, długookresową opłacalność oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych i pozostałych zanieczyszczeń związanych z procesami konwersji energii. Realizacja postawionego celu wymagała podjęcia szeregu zadań o charakterze interdyscyplinarnym, stanowiących integralną część pracy.

Opracowano autorski model obliczeniowy ATS\_OZE\_H<sub>2</sub>, w ramach którego wyodrębniono trzy komplementarne moduły: i) techniczny odwzorowujący procesy generacji, magazynowania i poboru energii, ii) finansowy służący do oceny opłacalności inwestycji oraz iii) środowiskowy przeznaczony do analizy skali i charakterystyki emisji powstających w trakcie funkcjonowania systemu. Określono strukturę autonomicznego systemu energetycznego, identyfikując wymagane komponenty oraz możliwe warianty ich zastosowania.

Przyjęto metodykę badawczą obejmującą matematyczny opis funkcjonowania poszczególnych komponentów systemu, charakterystykę ich parametrów operacyjnych, procedury oceny efektywności finansowej oraz analizę oddziaływania systemu na środowisko. W metodyce uwzględniono również metody optymalizacyjne oparte na algorytmach genetycznych, uzupełnione o analizę korelacji, modele sztucznych sieci neuronowych oraz analizę wrażliwości.

Zbudowano dedykowany algorytm optymalizacyjny integrujący mechanizmy funkcjonowania systemu z przyjętymi założeniami koncepcyjnymi oraz szczegółowo zdefiniowaną procedurą operacyjną, umożliwiającą dobór konfiguracji o optymalnym stosunku efektywności technicznej do finansowej.

Odwzorowano przypadek studyjny obejmujący profil zapotrzebowania na energię elektryczną, warunki hydrologiczne oraz dane meteorologiczne z trzyletniego okresu pomiarowego. Wprowadzono również założenia techniczne, finansowe, środowiskowe i modelowe niezbędne do prawidłowego działania algorytmu optymalizacyjnego, stanowiące podstawę realistycznych warunków wejściowych do analiz symulacyjnych.

W toku procesu optymalizacji wyznaczono optymalne wartości wybranych parametrów systemu w odniesieniu do zdefiniowanej funkcji celu, a następnie dokonano oceny uzyskanych wyników badań pod kątem bilansu energetycznego, efektywności

wykorzystania zasobów, stopnia eksploatacji magazynów energii oraz potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń.

Przeprowadzono również analizę korelacji zmiennych operacyjnych systemu, identyfikując występujące pomiędzy nimi współzależności. Analiza obejmowała moc wyjściową źródeł OZE i ogniwa paliwowego, wielkość produkcji wodoru, poziom dostępności energii w magazynach oraz stopień pokrycia zapotrzebowania bazowego.

Wykonano także analizę wrażliwości, określającą hierarchię wpływu wybranych parametrów finansowych, takich jak rzeczywista stopa dyskontowa, ceny energii, przychody ze sprzedaży nadwyżek oraz zmienne koszty operacyjne, na wartość bieżącą netto inwestycji. Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem opracowanego modelu sztucznych sieci neuronowych.

W oparciu o szczegółową kwerendę literatury przedmiotu sformułowano główną tezę badawczą, będącą punktem wyjścia do przeprowadzonych badań.

*System energetyczny oparty na źródłach odnawialnych, wspierany magazynami energii oraz technologiami do produkcji, przechowywania i konwersji wodoru, może zapewnić autonomię energetyczną, opłacalność finansową w długim horyzoncie czasowym oraz eliminację emisji gazów cieplarnianych i innych substancji powstających w procesach przetwarzania energii.*

Ponadto, w pracy sformułowano następujące szczegółowe tezy badawcze:

1. Zastosowanie technologii do produkcji, magazynowania i konwersji wodoru w autonomicznych systemach energetycznych zasilanych OZE pozwala na efektywne zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej, co ogranicza straty i poprawia stopień wykorzystania lokalnych zasobów odnawialnych.
2. Włączenie technologii wodorowych do struktury autonomicznych systemów energetycznych opartych na źródłach odnawialnych zwiększa ich elastyczność operacyjną, umożliwiając długoterminowe magazynowanie energii i pokrycie zapotrzebowania w okresach krytycznego deficytu mocy.
3. Wzrost objętości zbiornika wodnego będącego elementem autonomicznych systemów energetycznych zintegrowanych z technologiami wodorowymi ogranicza konieczność przewymiarowania mocy wytwórczych i pojemności magazynów energii, a także zmniejsza wolumen produkowanego wodoru niezbędny do zapewnienia efektywności technicznej i opłacalności inwestycji.

### 3. Przegląd literatury i uzasadnienie podjęcia tematu

Historia rozwoju cywilizacji pozostaje nierozdzielnie związana ze sposobami pozyskiwania i zagospodarowywania energii. Każdy etap wykorzystywania dostępnych zasobów, od najwcześniejszych form opartych na sile ludzkich mięśni, pracy zwierząt i spalaniu biomasy aż po złożone współczesne układy, odzwierciedla istotne przemiany społeczne, gospodarcze i technologiczne. Przełomowym etapem w rozwoju technologii energetycznych była rewolucja przemysłowa, która zapoczątkowała epokę intensywnej eksploatacji paliw kopalnych. Wynalezienie maszyny parowej, a następnie rozwój elektryfikacji, zrewolucjonizowały przemysł, transport i codzienne życie, wyznaczając nową erę energetyki. Konsekwencją tych przemian był wykładniczy wzrost globalnego zapotrzebowania na energię, z 63889 TWh w 1971 roku do 172222 TWh w 2019 roku (International Energy Agency, 2021; Energy Institute, 2024). Według danych opublikowanych w *World Energy Outlook 2024*, w ciągu ostatniej dekady globalne zapotrzebowanie na energię wzrosło o około 15%. Na podstawie przedstawionych trendów szacuje się, że ponad 40% tego wzrostu zostało pokryte przez odnawialne źródła energii, paliwa niskoemisyjne oraz energetykę jądrową (International Energy Agency, 2024).

W Unii Europejskiej w 2023 roku udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął 24,5%, co oznaczało wzrost o 1,5 pp. względem 2022 roku oraz niemal trzykrotny wzrost w porównaniu z 2004 rokiem, gdy udział ten wynosił 9,6%. Największy wzrost dotyczył sektora energii elektrycznej, w którym odnawialne źródła stanowiły 45,3% zużycia energii elektrycznej brutto w 2023 roku, wobec 41,2% odnotowanych rok wcześniej. Dynamiczny rozwój tego segmentu był możliwy głównie dzięki ekspansji energetyki wiatrowej i słonecznej. W 2023 roku energia wiatrowa stanowiła 38,5% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, energia wodna 28,2%, a energia słoneczna 20,5%. Pozostała część pochodziła ze stałych biopaliw i innych technologii odnawialnych. Warto podkreślić, że energia słoneczna rozwijała się najszybciej, a jej produkcja wzrosła z 7,4 TWh w 2008 roku do 252,1 TWh w 2023 roku (Eurostat, 2024).

W 2023 roku udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce wyniósł 27,1%, co oznaczało wzrost o 6,2 pp. w porównaniu z 2022 rokiem. Największy przyrost odnotowano w wytwarzaniu energii z wiatru, który osiągnął wartość 23,2 TWh, co stanowiło wzrost o 17% oraz z fotowoltaiki, która

dostarczyła 11,4 TWh zwiększając swoją produkcję o 39%. Łączna moc zainstalowana w OZE w 2023 roku wyniosła 28,6 GW, z czego 16,9 GW przypadało na instalacje fotowoltaiczne, a 9,9 GW na elektrownie wiatrowe. W tym samym roku łączna moc instalacji wodnych, biogazowych, biomasowych i hybrydowych wzrosła od ostatniej dekady jedynie o 0,3 GW (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii, 2024).

Współcześnie obserwuje się narastającą presję na dekarbonizację sektora energetycznego, wynikającą z rosnących napięć geopolitycznych, postępującego wyczerpywania zasobów oraz nasilających się skutków zmian klimatu (Zhang i Xiaofeng, 2025; Marko i in., 2021a). Transformacja energetyczna stanowi wielowymiarowy proces przechodzenia od wysokoemisyjnych systemów energetycznych opartych na paliwach kopalnych do zrównoważonych, nisko- lub zeroemisyjnych modeli wytwarzania, dystrybucji i konsumpcji energii. Osiągnięcie tego celu wymaga kompleksowych działań obejmujących zarówno rozwój odnawialnych źródeł energii, jak i energetyki jądrowej, technologii zwiększających efektywność energetyczną oraz narzędzi umożliwiających poprawę elastyczności i stabilności pracy systemu energetycznego. Transformacja sektora energetycznego nie może ograniczać się jedynie do wymiany źródeł energii, lecz musi obejmować przebudowę całej architektury systemu, w tym struktur rynkowych, regulacyjnych i infrastrukturalnych (Popkiewicz, 2024). Skuteczna transformacja zakłada zintegrowane wdrożenie wielu technologii oraz ich adaptację do warunków lokalnych i regionalnych, z uwzględnieniem aspektów technicznych, ekonomicznych, środowiskowych i społecznych (Magni i in., 2024; Igliński i in., 2023).

Wzrost udziału OZE, choć pożądany z perspektywy klimatycznej, generuje istotne wyzwania operacyjne. Źródła wytwórcze takie jak fotowoltaika i energetyka wiatrowa charakteryzują się dużą zmiennością czasową oraz ograniczoną przewidywalnością generacji, co utrudnia bieżące bilansowanie systemu. W wielu państwach europejskich coraz częściej dochodzi do redysponowania nierynkowego, czyli konieczności ograniczania pracy źródeł energii odnawialnej mimo ich technicznej dostępności, w celu utrzymania stabilności funkcjonowania sieci (Van den Bergh i in., 2015, Błaszczuk i in., 2024). Równolegle obserwuje się wzrost liczby sytuacji awaryjnych, takich jak przeciążenia lokalne, nadmiarowa generacja w godzinach szczytu nasłonecznienia czy konieczność interwencyjnego uruchamiania źródeł konwencjonalnych w okresach niedoboru produkcji z OZE. W odpowiedzi na te zjawiska rozwijane są technologie

zwiększające elastyczność systemu, m.in. magazyny energii, technologie zarządzania popytem (DSM), inteligentne sieci oraz rozwiązania o charakterze rozproszonym i autonomicznym (off-grid lub quasi-off-grid), które umożliwiają bilansowanie produkcji i zużycia energii już na poziomie lokalnym (Adewuyi, 2024; Biswajit Debnath i in., 2024).

Technologie fotowoltaiczne pozostają najczęściej analizowanym rozwiązaniem w kontekście systemów odnawialnych, co wynika z ich szerokiej dostępności, prostego procesu instalacji oraz systematycznego spadku kosztów komponentów, w tym ogniw i falowników. Popularność tych technologii potwierdzają liczne publikacje naukowe i analizy wdrożeniowe, które wskazują na ich przydatność w projektach rozproszonych, zarówno w warunkach zurbanizowanych, jak i wiejskich (Rahdan i in., 2024; Mumtaz i in., 2025). W literaturze technicznej podkreśla się jednak istotne ograniczenia wynikające z charakterystyki dobowo-sezonowej pracy PV obejmującej nieciągłość generacji, brak produkcji w godzinach nocnych oraz silne uzależnienie od lokalnych warunków pogodowych (Lewandowski, 2012). Asymetria pomiędzy profilem generacji energii ze źródeł fotowoltaicznych, a profilem zapotrzebowania energetycznego odbiorców skutkuje niedopasowaniem, które wymusza konieczność integracji instalacji fotowoltaicznych z innymi źródłami energii w ramach układów hybrydowych lub zastosowania systemów magazynowania. Dopiero takie konfiguracje zapewniają zwiększenie stabilności pracy układu w warunkach zmiennej dostępności energii słonecznej (Wang i in., 2024).

W literaturze technicznej wskazuje się, że generacja energii z wiatru często występuje w porach dnia i okresach roku, w których produkcja z instalacji PV jest ograniczona, co umożliwia wzajemne uzupełnianie się obu technologii w kontekście kompensacji niedopasowań w bilansie energii (Chmielaniak, 2021). Konfiguracja łącząca fotowoltaikę i turbiny wiatrowe stanowi obecnie najczęściej analizowany wariant hybrydowy, zarówno w badaniach symulacyjnych, jak i w analizach wdrożeń rzeczywistych (Hassan i in., 2023). Zmienność prędkości wiatru w krótkich i dłuższych przedziałach czasowych, a także lokalne uwarunkowania aerodynamiczne i orograficzne, sprawiają jednak, że projektowanie układów z turbinami wiatrowymi wymaga indywidualnej analizy zasobów oraz dokładnej oceny ich profilu czasowego (Qadir i in., 2021). Wyniki licznych badań naukowych potwierdzają, że odpowiednie dopasowanie profili generacji PV i WT może znacząco wpłynąć na poprawę stabilności pracy systemów hybrydowych.

W pracy przeglądowej opracowanej przez naukowców z Brazylii (Weschenfelder i in., 2020), dotyczącej komplementarności produkcji elektrowni słonecznej i wiatrowej w systemach przyłączonych do sieci, wskazano, że połączenie obu źródeł może znacząco poprawić przewidywalność i operacyjność systemów elektroenergetycznych. Podkreślono również, że zintegrowana generacja systemów hybrydowych łączących instalacje fotowoltaiczne i energetykę wiatrową prowadzi do uzyskania wyraźnie wygładzonego profilu zasilania, co ma kluczowe znaczenie dla stabilności parametrów funkcjonowania sieci.

Kapica i in. (2021) przedstawili globalną analizę czasowej komplementarności słońca i wiatru z wykorzystaniem współczynnika korelacji Kendalla oraz danych NASA z lat 2001–2020. Badanie pokazało duże zróżnicowanie potencjału współpracy obu źródeł w zależności od szerokości geograficznej. W strefie umiarkowanej, szczególnie w Europie, stwierdzono wyraźną odwrotną korelację czasową między produkcją z PV i WT, co wskazało duży potencjał ich wzajemnego uzupełniania się oraz zrównoważonego udziału w strukturze generacji.

Mertens (2022) przeanalizował możliwości dopasowania profilu generacji z PV oraz instalacji wiatrowych do rzeczywistego zapotrzebowania na energię w wybranych krajach europejskich, takich jak Holandia, Hiszpania i Wielka Brytania. W analizie uwzględnił nietypowe kąty nachylenia modułów fotowoltaicznych oraz sezonową zmienność profilu odbioru. Jego kluczowy wniosek wskazał, że optymalizacja kąta ustawienia modułów PV i proporcji mocy zainstalowanej między elektrownią fotowoltaiczną a wiatrową pozwala zwiększyć efektywność pracy systemu w ujęciu całorocznym.

López Prol i in. (2024) przeanalizowali komplementarność technologiczną, przestrzenną i czasową między PV a elektrownią wiatrową w krajach Europy, wykorzystując podejście portfelowe oparte na analizie ryzyka i zmienności (model Markowitza). Uwzględnili dane z poziomu krajowego w skali godzinowej, dziennej i miesięcznej, co pozwoliło im na ocenę wpływu zróżnicowania geograficznego i pogodowego na stabilność generacji. Ich wyniki wskazały, że optymalne połączenie mocy zainstalowanej PV i WT może zwiększyć średni współczynnik wykorzystania mocy o 22% i jednocześnie ograniczyć zmienność produkcji energii o 26%.

W literaturze naukowej pojawiają się też prace, w których klasyczne konfiguracje hybrydowe oparte na fotowoltaice i energetyce wiatrowej są poszerzane o dodatkowe odnawialne źródła i nośniki energii, w tym biogaz (Panbechi, 2025; Agyenim, 2020),

biomasę (Zhang i in., 2023a; Figaj, 2021), układy odzysku energii z odpadów (van Leeuwen i in., 2021; Kong i in., 2022), kolektory słoneczne (Allouhi, 2021; Kong i in., 2022), a także źródła geotermalne (Hu i in., 2021; Nahavandinezhadi i Zahedi, 2022) oraz energię fal morskich (Østergaard i in., 2024; Peddakapu i in., 2024). Wśród proponowanych rozwiązań na szczególną uwagę zasługują elektrownie hybrydowe łączące PV i małe elektrownie wodne (MEW), zwłaszcza w wariacie ze zbiornikiem retencyjnym, które umożliwiają magazynowanie zasobów wodnych oraz ich kontrolowane wykorzystanie w okresach zwiększonego zapotrzebowania (Zhang i in., 2020a; De Silva i in., 2022).

François i in. (2016) wykazali, że udział komponentu wodnego w systemie hybrydowym PV–HYD znacząco redukuje zmienność bilansu godzinowego, a obecność technologii fotowoltaicznych obniża zapotrzebowanie na magazynowanie energii zarówno w skali dobowej, jak i miesięcznej. Z kolei Kougiass i in. (2016) opracowali metodykę optymalizacji komplementarności czasowej między WT a instalacjami PV. Na podstawie danych z platformy PVGIS autorzy wykazali, że możliwe jest zwiększenie stopnia uzupełniania się tych źródeł o ponad 66% przy minimalnym kompromisie dotyczącym całkowitej produkcji energii słonecznej. Wyniki te podkreśliły znaczenie lokalizacji oraz właściwego doboru parametrów technicznych elektrowni dla poprawy stabilności systemu.

Jurasz i Ciapała (2017) zaproponowali model matematyczny optymalizujący współpracę systemów PV z elektrowniami wodnymi wyposażonymi w zbiorniki wyrównawcze. Ich badanie potwierdziło, że MEW mogą skutecznie niwelować wahania generacji PV, zwiększając niezawodność i elastyczność energetyczną układu. Autorzy podkreślili rolę odpowiedniego zarządzania objętością zgromadzonej wody, co umożliwia bardziej precyzyjne dopasowanie produkcji do zapotrzebowania.

W pracy (Jurasz i in., 2020) wykazano, że system PV–HYD zwiększył przychody o 5%, poprawił retencję wody latem i utrzymał wypełnienie zbiornika wodnego powyżej 73%. W kolejnym badaniu (Jurasz i in., 2024) przedstawiono koncepcję „*solar-hydro cable pooling*”, opartą na współdzieleniu infrastruktury przesyłowej przez PV i MEW. Dzięki komplementarnemu działaniu obu źródeł możliwe było efektywniejsze wykorzystanie przyłączy i ograniczenie strat generacji słonecznej poniżej 5%, co stanowi korzystne rozwiązanie dla obszarów wiejskich i regionów o niskiej przepustowości sieci.

Uzupełnieniem dotychczasowych badań jest analiza (Kumar i in., 2024), w której badacze przeanalizowali możliwości optymalnej integracji elektrowni fotowoltaicznej

z HYD w warunkach indyjskich, wykazując, że nawet przy niewielkiej mocy elektrowni wodnej możliwe jest zapewnienie 100% udziału energii odnawialnej w bilansie systemu, z wysoką efektywnością finansową i operacyjną.

Pomimo rosnącej liczby badań nad układami PV–HYD, ich zastosowanie praktyczne pozostaje ograniczone. Jeszcze mniej rozwinięta pozostaje koncepcja trójskładnikowych systemów PV–WT–HYD, rzadko podejmowana w literaturze.

De Jong i in. (2013) przeanalizowali komplementarność fotowoltaiki, elektrowni wiatrowej i wodnej w północno-wschodniej Brazylii. Wykazali sezonowe uzupełnianie się źródeł oraz ich zdolność do zasilania sieci w okresach szczytowych, co przyczyniło się do zwiększenia odporności operacyjnej i elastyczności systemu.

W analizie (Ren i in., 2022) opracowano trzy schematy integracji systemów PV–WT–HYD, uwzględniające wahania mocy wyjściowej oraz ograniczenia magazynowania energii. Badania wykazały, że integracja tych trzech źródeł może poprawić płynność generacji oraz zmniejszyć koszty operacyjne systemu.

Z kolei badacze (Huang i in., 2022) skoncentrowali się na roli zdolności regulacyjnych hydroelektrowni w kontekście dopasowania produkcji do zmiennego zapotrzebowania, traktując je nie tylko jako źródło energii, ale jako kluczowy komponent elastyczności systemu obejmującego źródła fotowoltaiczne i wiatrowe. Autorzy wykazali, że nieuwzględnienie tej zdolności prowadzi do niedoszacowania komplementarności systemu hybrydowego PV–WT–HYD oraz do przeszacowania wskaźnika redukcji produkcji nawet o około 20%, co może zniekształcać ocenę efektywności analizowanej konfiguracji.

Choć wiele badań koncentruje się na analizie współdziałania różnych źródeł OZE w systemach przyłączonych do sieci, znacznie mniej uwagi poświęca się ich integracji w warunkach pracy autonomicznej. Zagadnienia związane z rzeczywistym współdziałaniem tych źródeł w trybie wyspowym oraz z dostosowaniem konfiguracji technicznej do specyfiki lokalnych uwarunkowań pozostają nadal niedostatecznie rozpoznane.

Autonomia energetyczna oznacza zdolność do samodzielnego pokrywania zapotrzebowania energetycznego przy zachowaniu ciągłości, niezawodności i jakości zasilania zgodnej z wymaganiami odbiorców. Z perspektywy systemów pozbawionych wsparcia zewnętrznej infrastruktury sieciowej kluczowe znaczenie ma odpowiedni dobór odnawialnych źródeł energii, który umożliwia samodzielne bilansowanie energii w zmiennych warunkach operacyjnych (Javed i in., 2023). Zapewnienie oczekiwanej

efektywności finansowej rozwiązania, zarówno pod względem ponoszonych nakładów inwestycyjnych, jak i cyklicznych kosztów operacyjnych, stanowi kluczowy warunek długoterminowej opłacalności systemów autonomicznych (Weinand i in., 2023; Jacobson, 2021). Instalacje wyspowe wymagają zastosowania odpowiednich strategii zarządzania zasobami oraz integracji komponentów w sposób umożliwiający elastyczne reagowanie na zmienność generacji i obciążenia. Skuteczne zarządzanie energią w systemach autonomicznych obejmuje prognozowanie produkcji z odnawialnych źródeł, priorytetyzację odbiorców, optymalne sterowanie pracą magazynów energii oraz podejmowanie decyzji operacyjnych w czasie rzeczywistym (Allwyn i in., 2023; Ishraque i in., 2021). W literaturze wciąż brakuje całościowych analiz dotyczących tworzenia autonomicznych systemów energetycznych opartych na lokalnych źródłach OZE, które mogłyby funkcjonować niezależnie od sieci i zapewniać opłacalność finansową.

Jednym z kluczowych elementów umożliwiających realizację takich koncepcji są technologie magazynowania energii, które w systemach autonomicznych odpowiadają za bilansowanie chwilowych niedopasowań między generacją a zapotrzebowaniem oraz zapewnienie stabilności pracy układu w warunkach zmiennej dostępności źródeł odnawialnych (Li i Deusen, 2025; Lipu i in., 2025). W literaturze dominują analizy układów z magazynami elektrochemicznymi, szczególnie opartymi na technologii litowo-jonowej. Ich skuteczność w zapewnianiu ciągłości zasilania sprawia, że są często wskazywane jako podstawowe rozwiązanie w systemach hybrydowych (Enasel i Dumitrascu, 2025). Ich zasadniczą wadą jest brak zdolności do efektywnego magazynowania energii w dłuższych horyzontach czasowych. Magazyny bateryjne projektowane są głównie z myślą o regularnym ładowaniu i rozładowywaniu, a ich przydatność w przechowywaniu energii przez okres tygodni lub miesięcy jest ograniczona (Shrivastava i in., 2023; Hasan i in., 2025).

Rozwiązania wykorzystujące mechaniczne formy akumulacji energii stanowią uzupełnienie lub alternatywę dla bateryjnych magazynów elektrochemicznych. Do najczęściej rozważanych w kontekście bilansowania w średnich i dłuższych przedziałach czasowych należą zbiorniki wodne wykorzystywane w układach hydroenergetycznych, które pełnią funkcję buforów umożliwiających przechowywanie energii w postaci potencjału grawitacyjnego (Danekar i Yousefi, 2022). Zbiorniki wodne pozwalają na sterowanie przepływem wody w odpowiedzi na zmienne zapotrzebowanie, zwiększając elastyczność operacyjną systemu i ograniczając konieczność natychmiastowego wykorzystania nadwyżek energii z OZE (Canales i in., 2015). Możliwości ich

zastosowania są jednak ograniczane do lokalizacji charakteryzujących się odpowiednimi warunkami hydrologicznymi i ukształtowaniem terenu (Jurasz i Ciapała, 2018).

Technologia chemicznego magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru jako nośnika zyskuje w ostatnich latach na znaczeniu jako jedno z kluczowych rozwiązań umożliwiających długoterminowe bilansowanie systemów opartych na odnawialnych źródłach energii (England-Eriksen i in., 2021). Proces elektrolizy zasilany nadwyżkami energii elektrycznej pochodzącej z OZE pozwala na produkcję wodoru, który następnie może być przechowywany i wykorzystywany w ogniach paliwowych, silnikach spalinowych przystosowanych do spalania wodoru lub turbinach gazowych (Kakoulaki i in., 2021). Z perspektywy projektowania systemów autonomicznych wodór stanowi unikalny nośnik energii umożliwiający czasową separację pomiędzy momentem przetwarzania energii a jej wykorzystaniem, także w ujęciu sezonowym (Zaik i Werle, 2023). W literaturze technicznej wskazuje się na jego przydatność w konfiguracjach, w których inne technologie magazynowania okazują się niewystarczające ze względu na ograniczoną pojemność, degradację cykliczną oraz straty wynikające z efektu samorozładowania (Zoulias i Lymberopoulos, 2008). Wodór wykazuje bardzo wysoką przydatność do długookresowego przechowywania energii bez istotnych strat magazynowych pod warunkiem zachowania odpowiednich parametrów ciśnienia, temperatury i szczelności instalacji (Khan i in., 2022; Bragatto i in., 2022).

Zasadna finansowo produkcja wodoru wymaga jednak zasilania o stałych lub przewidywalnych parametrach, co stanowi wyzwanie w kontekście zmienności pracy źródeł takich jak PV czy WT (Fasihi i Breyer, 2020; Kuhnert i in., 2024). W tym kontekście szczególną uwagę badaczy przyciągają układy wodorowe zintegrowane dodatkowo z elektrowniami wodnymi, które dzięki przewidywalności generacji i możliwości regulacji przepływu mogą stanowić efektywne źródło zasilania dla procesu elektrolizy.

Zastosowanie wodoru w połączeniu z hydroenergetyką było przedmiotem badań już w latach 80. (Tarnay, 1985), kiedy zaproponowano wykorzystanie nadmiarowej energii z hydroelektrowni do produkcji wodoru poprzez elektrolizę oraz jego wykorzystanie jako paliwa dla turbin lub ogniów paliwowych. Podkreślono przy tym, że wodór może stanowić nośnik umożliwiający sezonowe magazynowanie energii oraz alternatywę dla rozbudowy sieci przesyłowej w regionach o ograniczonym lokalnym zapotrzebowaniu. Zwrócono również uwagę na wysoki potencjał tej technologii

w kontekście niezależnych systemów energetycznych, pomimo ograniczeń wynikających z ówczesnego poziomu rozwoju technologicznego.

W kolejnych latach pojawiły się prace analizujące systemy wyspowe integrujące PV i HYD z wytwarzaniem i magazynowaniem wodoru, jak np. badanie Santorelliego i Macagno (2004), w którym przeanalizowano wpływ konfiguracji systemu na ciągłość zasilania. Autorzy wykazali, że wariant z elektrownią wodną charakteryzował się bardziej równomierną pracą elektrolizera, co wynikało ze stabilniejszej generacji energii elektrycznej. Wskazano ponadto, że integracja HYD z technologiami wodorowymi może zmniejszyć zależność od kosztownych magazynów bateryjnych, w szczególności w lokalizacjach górskich i podgórskich. Zastosowanie elektrowni wodnej zwiększało autonomię systemu oraz ograniczało ryzyko niedoborów energii w porze nocnej i zimą.

Zwickl-Bernhard i Auer (2022) ocenili rentowność wodoru produkowanego w elektrowniach wodnych w Europie Zachodniej, wykazując, że produkcja zielonego wodoru z hydroenergii nie jest opłacalna przy obecnych cenach rynkowych, jeśli energia elektryczna mogłaby być alternatywnie sprzedawana na rynku hurtowym. Autorzy podkreślili, że potrzebne są zoptymalizowane modele kontraktowe i mechanizmy współdzielenia korzyści, aby zachęcić operatorów elektrowni wodnych do inwestycji w infrastrukturę wodorową.

Z kolei Tian i in. (2024) wykazali, że nadwyżki energii w systemach PV–WT–HYD mogą zostać zagospodarowane poprzez produkcję wodoru, co nie tylko redukuje straty energetyczne i zwiększa roczne wykorzystanie generacji odnawialnej, ale także generuje dodatkowe zyski finansowe.

Zagadnienie efektywnego wykorzystania zasobów wodnych do produkcji wodoru podjęli również Karayel i in. (2022), opracowując mapy potencjału produkcyjnego wodoru w Turcji z wykorzystaniem lokalnych przepływów wodnych i identyfikując obszary o największych możliwościach rozwoju technologii elektrolizy. Wyniki badania wskazują, że w wielu regionach Turcji istnieje możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury hydroenergetycznej do lokalnej produkcji zielonego wodoru, co może znacząco obniżyć koszty przesyłu energii oraz ułatwić wdrażanie technologii wodorowych w układach zdecentralizowanych.

Iweh i Akupan (2023) przeprowadzili optymalizację konfiguracji PV–HYD połączonej z technologiami wodorowymi przy wykorzystaniu algorytmów roju cząsteczek i ewolucji różnicowej, wskazując, że zwiększenie udziału komponentu hydroenergetycznego poprawia niezawodność zasilania elektrolizera, obniża średni

jednostkowy koszt energii oraz ogranicza niedobory energii w okresach niskiej generacji słonecznej.

Istotny wkład do dyskusji wnieśli również Jin i in. (2023), którzy opracowali analizę funkcjonowania elektrowni wodnej o mocy 220 kW współpracującej z dwoma wariantami magazynowania energii, bateryjnym oraz wodorowym. Autorzy dowiedli, że system oparty na wodorze zapewnia niższe skumulowane koszty operacyjne, ciągłość zasilania oraz niższą emisję CO<sub>2</sub> w całym cyklu życia w porównaniu z wariantem bateryjnym, co czyni go bardziej odpowiednim dla zastosowań wyspowych.

Allouhi (2024) wykazał, że integracja małej elektrowni wodnej z elektrownią fotowoltaiczną i wiatrową oraz magazynem energii opartym na bateriach litowo-jonowych umożliwia zasilanie systemu autonomicznego oraz produkcję wodoru na potrzeby transportu. Rozwiązanie to oceniono jako niezawodne, opłacalne i dostosowane do warunków obszarów wiejskich.

Badacze Al-Sawalha i in. (2024) dowiedli, że komponent hydroenergetyczny może skutecznie wspierać stabilność pracy autonomicznych systemów zintegrowanych z technologiami wodorowymi. Zaproponowana konfiguracja PV–HYD–FC umożliwiła niezależne zasilanie w różnych warunkach pogodowych, przy jednoczesnym zachowaniu efektywności finansowej i środowiskowej.

Literatura naukowa dotycząca analizy koncepcji autonomicznych systemów energetycznych zasilanych OZE z hybrydowym magazynowaniem energii koncentruje się głównie na scenariuszach ich zastosowania w warunkach ograniczonego dostępu do sieci elektroenergetycznej, takich jak wyspy (Papadaki i in., 2025; Ulleberg i in., 2010), stacje polarne (Chade i in., 2015; Babinec i in., 2024), oddalone osiedla wiejskie (Khemariya i in., 2017) czy specjalistyczna infrastruktura o krytycznym znaczeniu energetycznym np. szpitale (Assunção i in., 2025; Maggio i in., 2022), instalacje wojskowe (Mori i in., 2023; Pessanha Santos, 2022), ośrodki badawcze (Ogarek i in., 2025; Jahanbin i in., 2024), centra danych (Kurtz i in., 2023; Lazaar i in., 2021). Stosunkowo rzadko pojawiają się analizy dotyczące wdrażania takich systemów w lokalizacjach, które posiadają dostęp do sieci, lecz w których mogą one stanowić opłacalną alternatywę dla tradycyjnego zasilania, zwiększać odporność energetyczną oraz wspierać zarządzanie lokalną produkcją energii z OZE. Ponadto w literaturze rzadko uwzględnia się specyfikę krajów Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polski, charakteryzujących się odmienną strukturą przestrzenną, warunkami klimatycznymi oraz uwarunkowaniami organizacyjnymi. W szczególności zauważalny jest brak analiz

dotyczących wdrażania autonomicznych systemów energetycznych w kontekście lokalnych społeczności energetycznych, które mogą odgrywać istotną rolę w zwiększaniu odporności energetycznej oraz ograniczaniu zależności od zewnętrznych źródeł zasilania. Inicjatywy te, osadzone w konkretnych uwarunkowaniach lokalnych i bazujące na dostępnych zasobach środowiskowych, posiadają potencjał przekształcania tradycyjnych odbiorców energii w aktywnych uczestników transformacji energetycznej, zwiększając poziom samowystarczalności oraz lokalnej kontroli nad procesami generacji i konsumpcji energii.

Chęć tworzenia lokalnych społeczności energetycznych oraz rosnąca złożoność systemów hybrydowych generują potrzebę wykorzystywania zaawansowanych narzędzi projektowych i symulacyjnych, dostosowanych do zmiennych warunków środowiskowych i obciążeniowych, w jakich funkcjonują instalacje autonomiczne (Thirunavukkarasu i in., 2023). Jednym z najczęściej stosowanych programów w badaniach naukowych jest *HOMER Pro*, który umożliwia analizę wariantową, symulację pracy systemu w zadanych okresach oraz dobór konfiguracji technologicznej zgodnej z określonymi kryteriami technicznymi, finansowymi i środowiskowymi (Olczak, 2022; Deshmukh i Singh, 2019). Popularność tego narzędzia wynika z jego intuicyjnego interfejsu, szerokiej dostępności oraz obszernej bazy komponentów i danych operacyjnych. W literaturze wskazuje się jednak na istotne ograniczenia *HOMER Pro*, w tym uproszczony sposób reprezentacji zmienności warunków rzeczywistych, brak możliwości ingerencji w strukturę algorytmu optymalizacyjnego oraz ograniczoną swobodę konfiguracji w zakresie implementacji niestandardowych strategii sterowania (Bahramara i in., 2016).

Alternatywne podejścia obejmują wykorzystanie takich narzędzi, jak: *iHOGA* (Hussain i in., 2024; Shamachurn, 2021), *RETSscreen* (Khalil i Dincer, 2023; Khabirul Islam, 2024), *TRNSYS* (Ali Dezhdar i in., 2023; Chen i in., 2022), *EnergyPLAN* (Pereira i in., 2024; Bekele i in., 2025) oraz środowisk obliczeniowych typu *MATLAB* (Mensah i in., 2024; Gupta i in., 2024), które umożliwiają budowę bardziej zindywidualizowanych modeli. Coraz większe znaczenie zyskują również rozwiązania oparte na językach programowania ogólnego przeznaczenia, takich jak *Python* i *GAMS* (Basnet i in., 2023). Dzięki dostępowi do bibliotek optymalizacyjnych, np. *Pyomo* (Wang i in., 2025; Morton i in., 2023), możliwe jest opracowanie dedykowanych algorytmów oraz realistyczne odwzorowywanie złożonych zależności dynamicznych między

komponentami systemu, profili generacji i zapotrzebowania, a także rzeczywistych kosztów i ograniczeń operacyjnych.

Stosowane metody obliczeniowe obejmują zarówno klasyczne podejścia deterministyczne, takie jak programowanie liniowe i całkowitoliczbowe, jak i szeroką gamę metod inspirowanych naturą (Hussain Alhammami i in., 2024). Szczególną uwagę przyciągają algorytmy genetyczne (AG), stanowiące jedno z najczęściej wykorzystywanych narzędzi w optymalizacji systemów energetycznych. Do grupy metod bioinspirowanych należą również takie techniki, jak optymalizacja rojowa (ang. Particle Swarm Optimization) czy symulowane wyżarzanie (ang. Simulated Annealing), które znajdują zastosowanie w zadaniach wielokryterialnych i nieliniowych, charakteryzujących się dużą złożonością obliczeniową (Mukelabai i in., 2024). Ich wykorzystanie pozwala na przeszukiwanie dużych przestrzeni rozwiązań i uwzględnianie wielu konkurujących kryteriów optymalizacyjnych.

Pomimo rosnącego poziomu zaawansowania stosowanych metod, wysoki stopień uproszczenia modeli wykorzystywanych w procesie symulacji i optymalizacji systemów energetycznych w dalszym ciągu stanowi istotne ograniczenie. Ogólny charakter tych modeli prowadzi do powstawania rozwiązań teoretycznie optymalnych, które mogą nie być wystarczająco wiarygodne w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych (Ram i in., 2022; Sharma i in., 2019).

Wciąż istnieje luka w zakresie kompleksowych analiz autonomicznych systemów energetycznych zasilanych źródłami odnawialnymi z hybrydowym magazynowaniem energii. Wodór zyskuje obecnie na znaczeniu jako strategiczny nośnik energii przyszłości, jednak jego rola w sezonowym magazynowaniu nadwyżek energii pozostaje niedostatecznie rozpoznana. Zdecydowana większość dotychczasowych opracowań koncentruje się na zastosowaniach przemysłowych i transportowych, pozostawiając istotną przestrzeń do dalszych badań nad wykorzystaniem technologii wodorowych w zdecentralizowanych i niezależnych konfiguracjach wyspowych.

Brakuje również zintegrowanych podejść badawczych, które uwzględniałyby techniczne, finansowe i środowiskowe aspekty funkcjonowania autonomicznych systemów energetycznych. Tego typu ograniczenie znacząco utrudnia całościową ocenę efektywności rozwiązań w długim horyzoncie czasowym. W świetle dostępnych opracowań wydaje się, że to właśnie wymiar finansowy powinien stanowić centralny punkt oceny systemów zdecentralizowanych, ponieważ w praktyce najczęściej przesądza o możliwości ich wdrożenia. Opłacalność inwestycji, analizowana z uwzględnieniem

---

pełnego cyklu życia komponentów, zmienności kosztów i zysków oraz ograniczeń kapitałowych po stronie inwestora, stanowi jeden z kluczowych czynników warunkujących realność implementacji tworzonych konfiguracji. W wielu przypadkach to nie bariery technologiczne, środowiskowe czy instytucjonalne, lecz ograniczenia budżetowe oraz konieczność wykazania rentowności przy użyciu uproszczonych modeli analitycznych stanowią główną przeszkodę w rozwoju zdecentralizowanych systemów energetycznych.

Dotychczasowe badania rzadko obejmowały kompleksowe analizy porównawcze technologii produkcji i magazynowania energii w kontekście ich równoczesnej integracji w ramach jednego systemu. Brak takich opracowań ogranicza możliwość pełnej oceny synergii i komplementarności ich działania, a tym samym uniemożliwia wiarygodną ocenę efektywności poszczególnych rozwiązań w zależności od profilu użytkownika, dostępności lokalnych zasobów oraz zakładanego stopnia niezależności energetycznej.

Luki badawcze wskazane w literaturze, a także rosnące znaczenie niezależnych i niskoemisyjnych systemów energetycznych, uwidaczniają potrzebę pogłębionych analiz w tym obszarze. Czynniki takie jak konieczność zwiększania odporności infrastruktury, nasilające się wymogi regulacyjne oraz globalne wyzwania geopolityczne i klimatyczne stanowiły bezpośrednią podstawę do realizacji badań zaprezentowanych w niniejszej dysertacji.



## 4. Teoretyczne podstawy pracy systemów zasilanych OZE

### 4.1 Strategie zarządzania

Systemy energetyczne zasilane odnawialnymi źródłami energii zależnymi od warunków atmosferycznych charakteryzują się znaczną zmiennością generacji (Khosravani i in., 2023). Czasowo nieregularne wytwarzanie energii elektrycznej utrudnia utrzymanie stabilnej pracy systemu, zwłaszcza w warunkach ograniczonego dostępu do konwencjonalnych źródeł energii (Jacobson, 2021). W celu zapewnienia ciągłości zasilania i odporności na potencjalne zakłócenia, konieczne jest wdrażanie optymalnie dobranych strategii zarządzania energią. Powinny one uwzględniać zarówno dynamiczne warunki operacyjne, jak i ograniczoną przewidywalność generacji (Guerra i in., 2022). Przegląd wybranych strategii zarządzania, stosowanych w systemach energetycznych zasilanych OZE, przedstawiono na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Strategie zarządzania systemami energetycznymi zasilanymi OZE.

Jednym z powszechnie stosowanych podejść służących zwiększeniu stabilności pracy rozproszonych systemów energetycznych jest ich integracja z jednostkami dyspozycyjnymi zdolnymi do pracy w trybie regulacyjnym. W zależności od skali i charakteru instalacji mogą to być zarówno agregaty prądotwórcze (Premadasa i in., 2021), ogniwa paliwowe (Parra i in., 2019) czy jednostki kogeneracyjne (Uchman i in., 2021), jak również większe źródła konwencjonalne, takie jak elektrownie szczytowo-

pompowe (Jurasz i in., 2018) lub przemysłowe turbiny gazowe (Konečná i in., 2020). Zdolność tych urządzeń do szybkiego zwiększania lub zmniejszania mocy pozwala na bieżące bilansowanie wahań generacji z niesterowalnych źródeł odnawialnych. Wadą tej strategii jest jednak konieczność utrzymywania rezerw mocy w gotowości, co wiąże się z niskim współczynnikiem wykorzystania zainstalowanego potencjału oraz istotnym kosztem jednostkowym energii wytwarzanej w trybie szczytowym. Dodatkowo, w przypadku źródeł konwencjonalnych może to prowadzić do emisji zanieczyszczeń i pogorszenia bilansu środowiskowego systemu (Canizes i in., 2022).

Innym podejściem poprawiającym stabilność pracy systemów energetycznych zasilanych OZE jest przewymiarowywanie mocy instalowanych odnawialnych źródeł energii względem przeciętnego zapotrzebowania. Dzięki nadwyżce mocy możliwe jest pokrycie zapotrzebowania w okresach niekorzystnych warunków pogodowych. Zastosowanie tej strategii bez równoległej integracji z magazynami energii może jednak prowadzić do istotnych strat w przypadku nadprodukcji, przeciążenia infrastruktury przesyłowej lub konieczności redukcji mocy generowanej (López-Castrillón i in., 2022; Villa i Henao, 2022).

Współczesne strategie zarządzania systemami z udziałem źródeł odnawialnych coraz częściej opierają się na koncepcji inteligentnych sieci (ang. *smart grids*), które umożliwiają dynamiczne dostosowywanie podaży do zapotrzebowania w czasie rzeczywistym. Integracja zaawansowanych systemów sterowania i komunikacji pozwala na automatyczne uruchamianie odbiorników w okresach nadprodukcji oraz optymalizację zużycia energii w ramach mechanizmów zarządzania popytem (DSM) i podażą (DSR) (Ali Judge i in., 2022). Rozwiązanie to może znacząco poprawić efektywność energetyczną systemu oraz ograniczyć potrzebę nadmiernych rezerw mocy. Zastosowanie inteligentnych sieci wiąże się jednak z koniecznością poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych oraz wdrożenia rozwiązań kompatybilnych po stronie użytkownika końcowego. Dodatkowym ograniczeniem jest fakt, że ich wykorzystanie koncentruje się głównie w sektorze odbiorców indywidualnych i gospodarstw domowych (Khalid, 2024).

Rozwój połączeń międzyregionalnych stanowi skuteczny sposób bilansowania energii pomiędzy obszarami o zróżnicowanym poziomie generacji i zapotrzebowania. Przesył nadwyżek energii z regionów o wysokiej produkcji odnawialnej do lokalizacji deficytowych zwiększa efektywność wykorzystania dostępnych zasobów (Xu i in., 2022a). Strategia ta przyczynia się do poprawy elastyczności systemu energetycznego

w skali ponadlokalnej i wspiera integrację OZE na poziomie państwowym oraz międzysystemowym. Jej wdrożenie wymaga jednak rozbudowy infrastruktury przesyłowej o wysokiej przepustowości oraz implementacji zaawansowanych systemów zarządzania transportem energii. Głównymi ograniczeniami są wysokie nakłady inwestycyjne oraz straty energii wynikające z jej przesyłu na duże odległości (Sun i in., 2025).

Systematycznie rosnące znaczenie w zarządzaniu zdecentralizowanymi systemami energetycznymi z dominującym udziałem OZE zyskuje strategia łączenia sektorów polegająca na integracji przepływów energii pomiędzy elektroenergetyką, transportem, ciepłownictwem, przemysłem, rolnictwem, itp. (Zinck Thellufsen i in., 2023). Zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej poprzez zasilanie pomp ciepła, ładowanie pojazdów elektrycznych, produkcję wodoru czy procesy przemysłowe sprzyja zwiększaniu elastyczności systemu, redukcji strat oraz poprawie bilansu energetycznego w wymiarze lokalnym i regionalnym. Strategia ta umożliwia również lepsze wykorzystywanie niesterowalnej generacji z OZE poprzez przesunięcie zużycia energii w czasie i przestrzeni. Wyzwaniem pozostaje jednak potrzeba wysokiego stopnia integracji technologicznej i organizacyjnej między sektorami, a także konieczność równoległego rozwoju odpowiednich instalacji, standardów i systemów zarządzania (Bernath i in., 2021).

Wśród nowoczesnych strategii integrujących rozproszone zasoby energetyczne szczególne miejsce zajmuje koncepcja wirtualnych elektrowni (VPP). Polega ona na cyfrowym łączeniu niezależnych jednostek wytwórczych, magazynów energii i odbiorców końcowych w ramach jednego systemu zarządzania, który koordynuje ich pracę w czasie rzeczywistym. Wirtualna elektrownia funkcjonuje jako zintegrowany organizacyjnie podmiot pomimo fizycznego rozproszenia elementów, umożliwiając bilansowanie lokalnych zasobów i elastyczne reagowanie na zmienne warunki sieciowe i rynkowe. Zastosowanie zaawansowanych narzędzi prognostycznych, automatyki oraz systemów komunikacji umożliwia zwiększenie udziału niesterowalnych źródeł odnawialnych bez pogarszania niezależności systemu (Naval i Yusta, 2021). Główne ograniczenia tej strategii to konieczność zapewnienia interoperacyjności technologicznej, wysokiej niezawodności infrastruktury cyfrowej oraz dostosowania ram regulacyjnych do modelu zdecentralizowanego zarządzania (Rouzbahani i Lei Lei, 2021).

Kluczowym elementem wspierającym stabilność pracy systemów energetycznych zasilanych OZE jest zastosowanie zróżnicowanych technologii magazynowania energii.

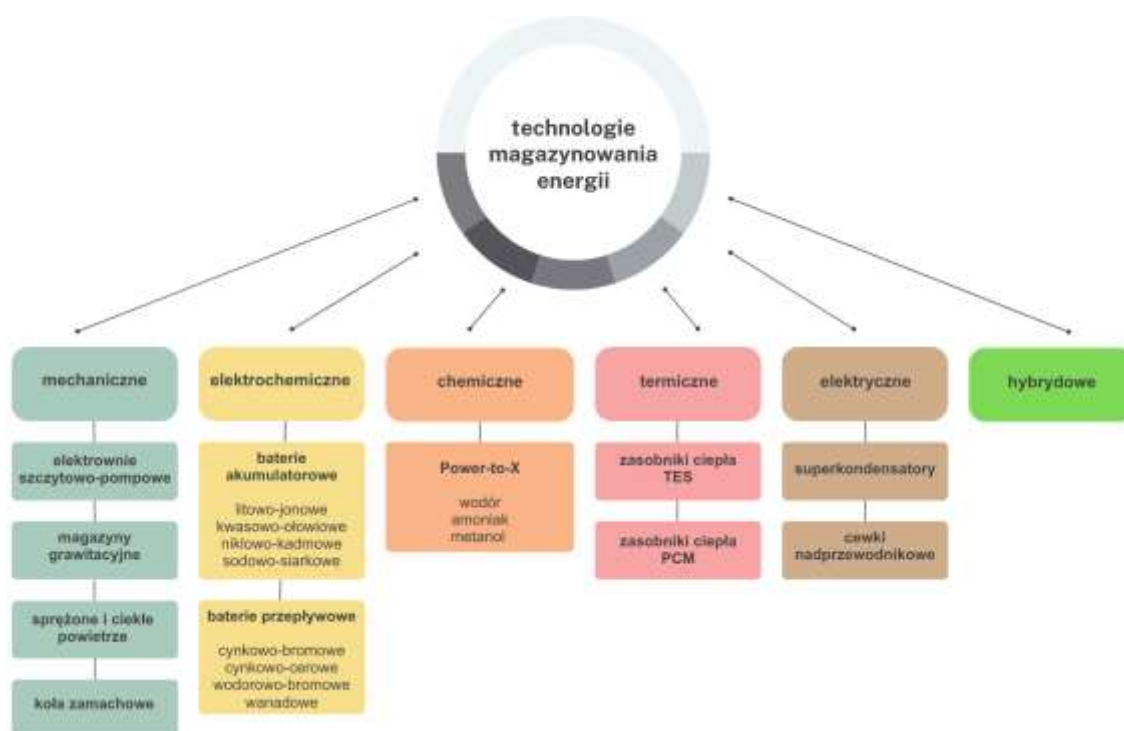
W zależności od skali, czasu reakcji i charakteru zapotrzebowania stosuje się takie rozwiązania, jak magazyny elektrochemiczne, superkondensatory, koła zamachowe, magazyny ciepła oraz systemy sprężonego powietrza. Popularność zyskuje także koncepcja pojazd-sieć (V2G), w której akumulatory pojazdów elektrycznych pełnią funkcję krótkoterminowych zasobów bilansujących, szczególnie w skali dobowej (Zhou, 2024). Dla potrzeb długoterminowego bilansowania energii szczególnie istotne stają się technologie *Power-to-X* (P2X), umożliwiające konwersję nadwyżek energii elektrycznej w wodór, metan lub inne postacie paliw syntetycznych (Pastore i in., 2023). Pomimo potencjału do magazynowania energii w horyzoncie sezonowym, rozwiązania te wymagają jednak kosztownej infrastruktury oraz charakteryzują się stosunkowo niską sprawnością konwersji (Elalfy i in, 2024).

Projektowanie złożonych układów hybrydowych, integrujących zróżnicowane źródła odnawialne i systemy magazynowania, staje się powszechną strategią przeciwdziałania niestabilności dostaw energii. Komplementarność profili generacyjnych pozwala częściowo wygładzić krzywą podaży oraz zmniejszyć konieczność nadmiernego przewymiarowania pojedynczych technologii (Jurasz i in., 2020b; François i in., 2016). Instalacje hybrydowe często wykorzystują wspólną infrastrukturę przyłączeniową, co pozwala na obniżenie kosztów inwestycyjnych oraz lepsze zagospodarowanie dostępnych zasobów sieciowych (Golroodbari i in., 2021). Pomimo poprawy elastyczności pracy systemu, rozwiązania te nie gwarantują jednak pełnej autonomii i zazwyczaj wymagają dodatkowego wsparcia ze strony jednostek dyspozycyjnych.

Odpowiednio dobrane strategie zarządzania odpowiadają na wyzwania wynikające z rosnącego udziału niesterowalnych źródeł odnawialnych w systemach energetycznych. Ich wdrażanie umożliwia zwiększanie stabilności pracy, poprawę elastyczności operacyjnej oraz ograniczenie strat energii. Skuteczność tych działań w dużej mierze zależy jednak od lokalnych uwarunkowań technicznych, finansowych i środowiskowych, a także od dostępnych mechanizmów wsparcia i ram regulacyjnych. Z tego względu coraz większego znaczenia nabiera holistyczne podejście do projektowania i zarządzania systemami energetycznymi, w którym poszczególne strategie nie funkcjonują w oderwaniu, lecz tworzą spójną całość, jako wzajemnie uzupełniające się elementy nowoczesnych, odpornych i niskoemisyjnych systemów zasilania.

## 4.2 Technologie magazynowania energii

Technologie magazynowania energii stanowią istotny element autonomicznych systemów energetycznych zasilanych OZE. Ich implementacja umożliwia kompensację niedopasowania czasowego pomiędzy produkcją a zapotrzebowaniem na energię oraz wspiera stabilność operacyjną i zwiększa odporność systemu na zakłócenia (Psarros i in., 2024). Technologie magazynowania można sklasyfikować na sześć podstawowych grup: mechaniczne, elektrochemiczne, chemiczne, termiczne, elektryczne i hybrydowe (rys. 4.2).



Rys. 4.2. Klasyfikacja technologii magazynowania energii, na podstawie (Enasel i Dumitrascu, 2025).

Mechaniczne magazyny energii, takie jak magazyny grawitacyjne, elektrownie szczytowo-pompowe, systemy sprężonego lub ciekłego powietrza (CAES, LAES) oraz koła zamachowe, wykorzystują zasadę przekształcania energii elektrycznej w energię potencjalną lub kinetyczną. Rozwiązania te cechują się wysoką trwałością operacyjną oraz możliwością szybkiego reagowania na zmiany obciążenia, co czyni je przydatnymi w systemach energetycznych zasilanych OZE. Zakres ich zastosowania zależy jednak od charakterystyki technologii oraz lokalnych uwarunkowań, takich jak dostępność odpowiedniej infrastruktury, warunków terenowych czy ograniczenia środowiskowe (Mahmoud i in., 2020).

Technologie elektrochemicznego magazynowania energii obejmują zarówno baterie akumulatorowe, jak i systemy przepływowe. Do pierwszej grupy należą m.in.

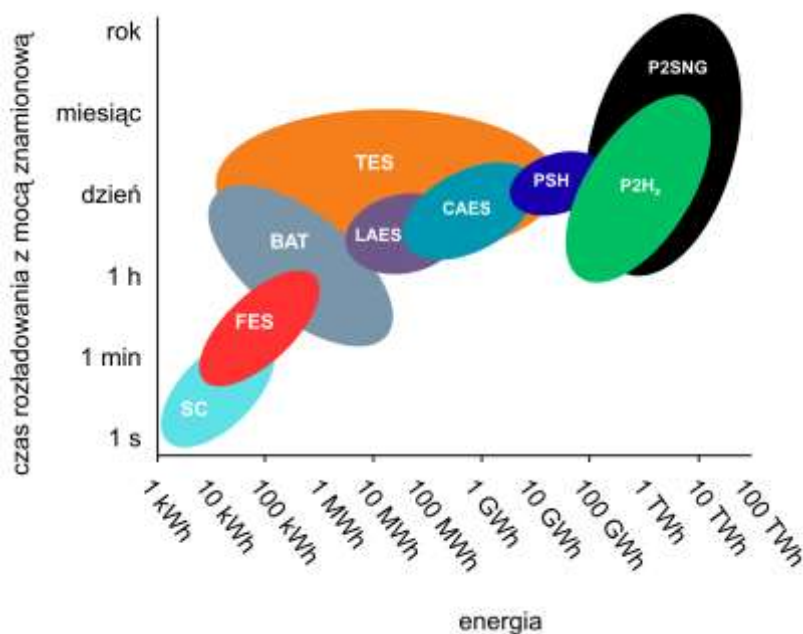
baterie litowo-jonowe, kwasowo-ołowiowe, sodowo-siarkowe oraz niklowo-kadmowe, które różnią się pod względem pojemności, trwałości cyklicznej i parametrów eksploatacyjnych. Drugą grupę technologii elektrochemicznych stanowią baterie przepływowe, takie jak cynkowo-bromowe, wodorkowo-bromowe, cynkowo-cerowe czy wanadowe, charakteryzujące się większą skalowalnością i możliwością niezależnego doboru mocy oraz pojemności (Taabodi i in., 2025). W szczególności baterie litowo-jonowe, dzięki wysokiej sprawności energetycznej, krótkiemu czasowi reakcji i długiej żywotności, są obecnie najczęściej wykorzystywane w systemach krótkoterminowego magazynowania energii, zwłaszcza w instalacjach współpracujących z elektrowniami fotowoltaicznymi. Do głównych ograniczeń technologii elektrochemicznych należą ograniczona liczba cykli pracy, degradacja parametrów użytkowych w czasie, wrażliwość na temperaturę otoczenia i sposób eksploatacji (Temitope Bello i in., 2025).

Chemiczne technologie magazynowania energii, określane zbiorczo jako systemy *Power-to-X*, umożliwiają konwersję energii elektrycznej w substancje chemiczne, takie jak wodór, amoniak czy metanol. Technologie te znajdują zastosowanie w produkcji energii elektrycznej i ciepłej, a także w procesach przemysłowych i transporcie, wspierając dekarbonizację sektorów, w których bezpośrednio wykorzystanie energii elektrycznej jest ograniczone ze względów technologicznych lub operacyjnych (Bram i in., 2024). Dodatkową zaletą tych technologii jest możliwość długookresowego przechowywania energii z niewielkimi stratami. Głównymi ograniczeniami pozostają jednak niska sprawność całkowita łańcucha konwersji, wysokie koszty instalacyjne oraz konieczność zastosowania specjalistycznej infrastruktury do bezpiecznego transportu i magazynowania chemicznych nośników energii (Palys i Daoutidis, 2022).

Technologie termicznego magazynowania energii stanowią istotny element systemów grzewczych oraz chłodniczych. Do najczęściej stosowanych rozwiązań zalicza się zasobniki TES (ang. *Thermal Energy Storage*), w których energia przechowywana jest jako ciepło jawne lub utajone. Znane są również materiały zmiennofazowe PCM (ang. *Phase Change Materials*), wykorzystujące zjawisko przemiany fazowej (Prieto i Cabeza, 2019). Technologie te cechują się relatywnie niskimi nakładami inwestycyjnymi, dużą pojemnością cieplną oraz możliwością integracji z instalacjami OZE, zwłaszcza kolektorami słonecznymi i pompami ciepła. Ograniczeniem pozostaje jednak ich niska gęstość energii oraz brak uniwersalności w zastosowaniach elektrycznych (Talebjadi i in., 2024).

Technologie magazynowania energii wykorzystujące pole elektryczne lub magnetyczne, takie jak superkondensatory i nadprzewodnikowe zasobniki energii (SMES), charakteryzują się bardzo krótkim czasem reakcji oraz możliwością pracy przy dużej mocy chwilowej. Ze względu na ograniczoną pojemność energetyczną i wysokie koszty wdrożenia są stosowane głównie w obszarach wymagających natychmiastowej kompensacji zakłóceń, stabilizacji parametrów sieci oraz wsparcia systemu w skali minutowej (Adetokun i in., 2022; Singh i in., 2025).

W autonomicznych systemach energetycznych zasilanych odnawialnymi źródłami energii istotne jest dostosowanie metod magazynowania energii pod kątem czasu przechowywania i dostępnej pojemności (Bamisile i in., 2024). W krótkich przedziałach czasowych (od kilku sekund do godzin) niezbędne są rozwiązania zdolne do szybkiego reagowania na chwilowe wahania produkcji i zapotrzebowania. W skali dobowej i tygodniowej istotna staje się możliwość utrzymywania rezerwy operacyjnej, umożliwiającej stabilizację pracy systemu w warunkach zmiennej generacji. Dla okresów przekraczających kilka tygodni, zwłaszcza w ujęciu sezonowym, konieczne jest zastosowanie zasobników pozwalających na gromadzenie dużych ilości energii oraz jej stopniowe uwalnianie (Emrani i Berrada, 2024; Yang i in., 2024). Rysunek 4.3 przedstawia zakresy stosowalności wybranych technologii magazynowania w funkcji czasu rozładowania przy mocy znamionowej.



Rys. 4.3. Zakresy stosowania technologii magazynowania energii w zależności od możliwego czasu rozładowania z mocą znamionową, na podstawie (Chuang i in., 2022): SC – superkondensatory, FES – koła zamachowe, BAT – baterie, LAES – ciekłe powietrze, CAES – sprężone powietrze, TES – ciepło, PSH – szczytowo-pompowe, P2H<sub>2</sub> – wodór, P2SNG – syntetyczny gaz.

### 4.3 Elektrownie wodne

Spośród odnawialnych źródeł energii to właśnie energetyka wodna była jedną z pierwszych wykorzystywanych przez człowieka. Początkowo pełniła funkcję napędową, umożliwiając przekształcanie energii kinetycznej przepływu wody w energię mechaniczną wykorzystywaną bezpośrednio na miejscu. Wraz z rozwojem elektroenergetyki zaczęto powszechnie wykorzystywać wodę do napędzania generatorów energii elektrycznej, co doprowadziło do powstania zróżnicowanych technologii wytwórczych.

W skali globalnej zasoby energetyczne wód powierzchniowych szacowane są na ponad 10000 TWh rocznie. Największe moce zainstalowane zlokalizowane są w Azji (zwłaszcza w Chinach) oraz w Ameryce Południowej i Północnej. W 2023 roku całkowita moc elektrowni wodnych na świecie wyniosła około 1412 GW, z czego 182 GW przypadało na elektrownie szczytowo-pompowe (International Hydropower Association, 2024). Udział elektrowni wodnych w globalnej produkcji energii elektrycznej w 2023 roku oscylował wokół 14% (Ember, 2024).

Techniczny potencjał hydroenergetyczny Polski szacuje się na 13,7 TWh/rok, przy czym największy udział przypada na dorzecza Wisły (6,2 TWh/rok), Odry (1,7 TWh/rok) i mniejszych rzek Przymorza (0,26 TWh/rok) (Chmielniak, 2021). W Polsce, według danych z 2022 roku, funkcjonowało 771 elektrowni wodnych (Kałuża i in., 2022). Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych w Polsce w 2023 roku wynosiła około 2,4 GW, z czego 1,8 GW przypadało na elektrownie szczytowo-pompowe. Udział elektrowni wodnych w krajowej produkcji energii elektrycznej w 2023 roku wyniósł 1,7% (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii, 2024).

Ze względu na sposób i cel magazynowania wody wykorzystywanej przez elektrownie wodne wchodzące w skład OZE wyróżnia się trzy główne typy elektrowni wodnych (Chmielniak, 2021):

- przepływowe – pozbawione możliwości regulacji,
- zbiornikowe o wyrównaniu długookresowym – umożliwiające regulację roczną bądź wieloletnią,
- zbiornikowe o wyrównaniu krótkookresowym – umożliwiające regulację dobową lub tygodniową.

Uwzględniając wielkość elektrowni wodnej zgodnie z klasyfikacją przyjętą przez International Renewable Energy Agency (2012) przyjmuje się:

- pikoelektrownie wodne – poniżej 5 kW,
- mikroelektrownie wodne – od 5 do 100 kW,
- minielektrownie wodne – od 100 do 1 000 kW,
- małe elektrownie wodne – od 1 do 10 MW,
- średnie elektrownie wodne – od 10 do 100 MW,
- duże elektrownie wodne – powyżej 100 MW.

Biorąc pod uwagę wykorzystywany spadek, elektrownie wodne dzieli się na (Igliński i in., 2017):

- niskospadowe – od 2 do 30 m,
- średniospadowe – od 30 do 100 m,
- wysokospadowe – 100 m i więcej.

W Polsce z uwagi na istotne ograniczenia fizjograficzne większość istniejących instalacji mieści się w przedziale niskospadowych elektrowni wodnych. Około 80% zasobów hydroenergetycznych kraju pochodzi z cieków o spadkach mniejszych niż 10 m, a 40% z cieków o spadkach poniżej 4 m (Chmielniak, 2021).

Duży potencjał rozwoju przypada na niskospadowe elektrownie zbiornikowe o wyrównaniu krótkookresowym (Gaudard i in., 2018). Umożliwiają one elastyczne dostosowanie pracy turbiny do zmiennego profilu zapotrzebowania na energię. Woda może być zatrzymywana w okresach niższego obciążenia sieci i wykorzystywana do intensyfikacji generacji w godzinach szczytowych. Zwiększa to efektywność pracy instalacji i pozwala ograniczyć straty energii wynikające z rozbieżności pomiędzy chwilową produkcją a zużyciem (Hase i Seidel, 2021).

Zbiornik wyrównawczy pełni w takim układzie funkcję naturalnego magazynu energii o bardzo niskim poziomie strat. Jego obecność usprawnia bilansowanie podaży energii i umożliwia stabilną współpracę z niesterowalnymi źródłami odnawialnymi. Dzięki temu możliwe jest budowanie lokalnych systemów hybrydowych o większym stopniu niezależności i elastyczności operacyjnej (Dimanchev i in., 2021). Jednocześnie zbiorniki te wyróżniają się stosunkowo niską ingerencją w środowisko, prostą konstrukcją, długą żywotnością oraz łatwością adaptacji do istniejącej infrastruktury hydrotechnicznej. Według danych Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej z 2012 roku, w Polsce istnieje ponad 14000 obiektów piętrzących, z czego tylko około 4,5% jest

wykorzystywane do celów energetycznych. Zidentyfikowano potencjał lokalizacji dla ponad 8000 nowych instalacji, w tym rewitalizację dawnych stopni wodnych (UN Global Compact, 2022).

Niezależnie od roli energetycznej, niskospadowe elektrownie zbiornikowe o wyrównaniu krótkookresowym wspierają także gospodarkę wodną. Umożliwiają realizację celów retencyjnych, ograniczają ryzyko powodziowe i przeciwdziałają skutkom suszy. Niektóre z nich pełnią również funkcje rekreacyjne i krajobrazowe, wspierając lokalną turystykę i rozwój społeczno-gospodarczy (Branche, 2017).

#### **4.4 Technologie wodorowe**

Wodór ( $H_2$ ) jest najlżejszym i najpowszechniej występującym pierwiastkiem chemicznym we wszechświecie. Jego wartość opałowa ( $HHV, H_2 = 141,8$  MJ/kg) jest trzykrotnie wyższa niż w przypadku benzyny (w przeliczeniu na jednostkę masy), co czyni go jednym z najefektywniejszych nośników energii pod względem gęstości grawimetrycznej (van der Roest i in., 2023). Jednocześnie ze względu na ekstremalnie niską gęstość wolumetryczną w warunkach normalnych ( $0,0899$  kg/m<sup>3</sup>), magazynowanie i transport wodoru w formie gazowej są znacznie utrudnione (Chmielniak i Chmielniak, 2020).

Ze względu na swoje właściwości fizykochemiczne wodór zaliczany jest do gazów o bardzo wysokim potencjale zapłonowym. Charakteryzuje się szerokim zakresem wybuchowości w powietrzu (od 4% do 75% objętości) oraz wysoką prędkością propagacji płomienia ( $2,65$  m/s), co w połączeniu z jego łatwopalnością sprawia, że nawet niewielka iskra może spowodować zapłon mieszaniny wodoru z powietrzem. Jako gaz o gęstości czternastokrotnie niższej niż powietrze, wodór wykazuje tendencję do szybkiego unoszenia się i rozpraszania w atmosferze, co redukuje ryzyko jego kumulacji na otwartej przestrzeni, lecz stanowi istotne zagrożenie w środowiskach zamkniętych. Skuteczne przeciwdziałanie zagrożeniom związanym z obecnością wodoru wymaga zastosowania odpowiednich środków inżynierskich, w tym wydajnej wentylacji, systemów monitorowania stężeń oraz rygorystycznych procedur bezpieczeństwa zapobiegających niekontrolowanemu zapłonowi i wybuchowi (Rigas i Salzman, 2015).

Istotnym ograniczeniem technologicznym w zastosowaniach wodoru jest kruchość wodorowa, czyli zespół zjawisk degradacyjnych zachodzących w materiałach metalicznych na skutek dyfuzji atomowego wodoru do ich struktury krystalicznej. Proces ten prowadzi do utraty właściwości mechanicznych, pękania oraz awarii elementów,

takich jak zbiorniki ciśnieniowe, rurociągi i armatura. Zjawisko to po raz pierwszy opisane w 1874 roku przez W.H. Johnsona, stanowi jedno z najpoważniejszych wyzwań inżynierskich w projektowaniu trwałej i bezpiecznej infrastruktury wodorowej, zwłaszcza w instalacjach pracujących w warunkach wysokiego ciśnienia i długotrwałej eksploatacji (Chen i in., 2024).

Jedną z fundamentalnych zalet wodoru jako nośnika energii jest szeroka gama metod jego wytwarzania, co umożliwia dostosowanie procesu produkcyjnego do lokalnych zasobów surowcowych oraz uwarunkowań środowiskowych i gospodarczych. W literaturze naukowej funkcjonuje klasyfikacja kolorystyczna wodoru, w której każdy kolor odpowiada określonej metodzie produkcji, zależnej od rodzaju surowca i poziomu emisji gazów cieplarnianych (Incer-Valverde i in., 2023).

Najczystsza formę reprezentuje zielony wodór produkowany w procesie elektrolizy zasilanej wyłącznie energią z odnawialnych źródeł (wiatr, słońce, woda, geotermia), o minimalnym śladzie węglowym (Godfrey Nnabuife i in., 2025). Różowy wodór powstaje analogicznie, lecz przy wykorzystaniu energii jądrowej (Khawaja i in., 2024). Żółty wodór odnosi się do elektrolizy zasilanej energią z sieci o mieszanym pochodzeniu, co wiąże się ze średnimi emisjami (Weißensteiner, 2025).

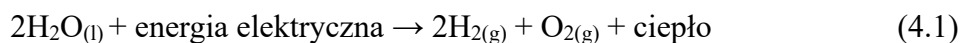
W grupie technologii opartych na paliwach kopalnych wyróżnia się niebieski wodór, wytwarzany z gazu ziemnego lub węgla przy zastosowaniu wychwytu i sekwestracji dwutlenku węgla (CCS), co ogranicza emisje do relatywnie niskiego poziomu (Massarweh i in., 2023). Turkusowy wodór uzyskiwany jest w procesie pirolizy metanu, w wyniku którego powstaje stały węgiel zamiast CO<sub>2</sub> (Song i Park, 2024). Szary wodór to obecnie najpowszechniejsza forma, oparta na reformingu parowym gazu ziemnego bez wychwytu CO<sub>2</sub>, generująca znaczny ślad węglowy (Roy i in., 2025). Produkcja brązowego i czarnego wodoru odbywa się przez zgazowanie węgla brunatnego lub kamiennego i wiąże się z bardzo wysokim poziomem emisji (Olaitan Jeje i in., 2024).

Warto zaznaczyć, że niektóre źródła uwzględniają również tzw. biały wodór, występujący naturalnie w skorupie ziemskiej. Jego eksploatacja znajduje się obecnie na etapie badań (Blay-Roger i in., 2024).

Coraz częściej jednak literatura techniczna i strategie energetyczne, w tym *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku*, odchodzą od nomenklatury kolorystycznej na rzecz klasyfikacji opartej na rzeczywistym wskaźniku emisji CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>, umożliwiającej bardziej obiektywną ocenę wpływu danej technologii na klimat. W tym ujęciu wyróżnia się:

- wodór konwencjonalny – którego produkcja wiąże się z emisją powyżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> i opiera się głównie na reformingu paliw kopalnych (gaz ziemny, węgiel),
- wodór niskoemisyjny – wytwarzany z odnawialnych bądź z nieodnawialnych źródeł energii przy emisji poniżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub>, z zastosowaniem technologii takich jak CCS/CCU,
- wodór odnawialny – produkowany wyłącznie z wykorzystaniem OZE i charakteryzujący się śladem węglowym poniżej 1 kg CO<sub>2</sub>eq/kg H<sub>2</sub> (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021).

W kontekście transformacji energetycznej i dążenia do neutralności klimatycznej rozkład wody z wykorzystaniem energii elektrycznej, znany jako elektroliza postrzegany jest jako jedna z najbardziej perspektywicznych technologii produkcji wodoru. Proces ten zachodzi w elektrochemicznym ogniwie składającym się z dwóch elektrod, katody (elektrody ujemnej) i anody (elektrody dodatniej), zanurzonych w środowisku przewodzącym (elektrolicie), którym może być roztwór zasadowy, kwaśny lub środowisko stałe. Pod wpływem przyłożonego napięcia dochodzi do rozdziału wody zgodnie z równaniem reakcji chemicznej (4.1) (Chmielniak i Chmielniak, 2020):



Produkcja 1 kilograma wodoru wymaga dostarczenia 50–55 kWh energii elektrycznej oraz zużycia około 9 litrów wody dejonizowanej. W wyniku reakcji powstaje dodatkowo około 8 kg tlenu, a także wydzielane jest ciepło odpadowe, które może być wykorzystane wtórnie, np. w układach kogeneracyjnych. Sprawność całego procesu zależy od typu elektrolizera, parametrów zasilania oraz skuteczności systemu chłodzenia (Squadrito i in., 2023).

Obecnie wykorzystuje się trzy główne technologie elektrolizy: alkaliczną (ALK), z membraną wymiany protonów (PEM) oraz tlenkową, wysokotemperaturową (SOEC). Różnią się one zakresem temperatur pracy, rodzajem elektrolitu, efektywnością energetyczną, stopniem zaawansowania technologicznego oraz nakładami inwestycyjnymi i kosztami eksploatacyjnymi (El-Shafie, 2023).

Elektrolizery alkaliczne, będące najstarszym i najbardziej rozpowszechnionym rozwiązaniem, wykorzystują roztwory wodorotlenków (np. KOH) jako elektrolit i pracują w temperaturze 25–100°C. Charakteryzują się niskimi kosztami inwestycyjnymi, długą żywotnością (do 90000 h pracy) oraz umiarkowaną sprawnością

(60–85%), jednak ich ograniczeniem jest relatywnie niska czystość wodoru (99,8%) oraz ograniczona zdolność do pracy przy zmiennych warunkach zasilania (Emam i in., 2024; Haoran i in., 2024).

Elektrolizery z membraną wymiany protonów (PEM), działające w środowisku kwaśnym i temperaturze 50–80°C oferują bardzo wysoką czystość gazu (99,999%) dużą gęstość prądową oraz szybką reakcję na zmienne obciążenie, co czyni je szczególnie predysponowanymi do współpracy z odnawialnymi źródłami energii. Ich głównymi wadami są jednak wysoka cena materiałów elektrodowych (Pt, Ir) oraz krótszy czas eksploatacji w porównaniu do elektrolizerów typu ALK (Kumar i Samuel, 2024; Mucci i in., 2023).

Technologia wysokotemperaturowa (SOEC) pozostająca obecnie na etapie badań i demonstracji operuje w zakresie temperatur 700–1000°C i wykorzystuje przewodzące tlenki jako elektrolit stały. Umożliwia osiągnięcie najwyższych sprawności konwersji (do 90%), zwłaszcza przy wykorzystaniu ciepła odpadowego, jednak wymaga zaawansowanych materiałów odpornych na ekstremalne warunki, co ogranicza jej trwałość i podnosi koszty wdrożenia. Wybór odpowiedniego typu elektrolizera zależy zatem od specyfiki aplikacji, dostępności energii odnawialnej, wymagań dotyczących czystości wodoru oraz oczekiwanej dynamiki pracy systemu (Min i in., 2022; Martsinchyk i in., 2024).

Wodór produkowany w procesie elektrolizy, którego wytwarzanie generuje emisję poniżej 1 kilograma CO<sub>2</sub>eq na kilogram H<sub>2</sub>, może zostać zakwalifikowany do kategorii RFNBO (ang. *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*), zgodnie z rozporządzeniem delegowanym Komisji Europejskiej z 10 lutego 2023 roku (Komisja Europejska, 2023), oraz zmienionym rozporządzeniem delegowanym Komisji z dnia 14 marca 2024 roku (Komisja Europejska, 2024a). Regulacja ta stanowi kluczowy mechanizm umożliwiający formalne uznanie wodoru za paliwo odnawialne, spełniające wymogi unijnej taksonomii zrównoważonego finansowania oraz warunki dostępu do instrumentów wsparcia publicznego.

Zasadniczym kryterium uznania wodoru za RFNBO jest jego wytwarzanie w procesie elektrolizy zasilanej energią elektryczną o śladzie węglowym niższym niż 64,8 gCO<sub>2</sub>eq/kWh, pochodzącą głównie ze źródeł odnawialnych.

Kwalifikacja instalacji do produkcji wodoru typu RFNBO możliwa jest również w przypadku spełnienia jednej z następujących zasad:

- zasada dodatkowości – elektrolizer zasilany jest energią pochodzącą z instalacji OZE, która została uruchomiona nie wcześniej niż 36 miesięcy przed rozpoczęciem jego eksploatacji i nie korzystała z żadnego wsparcia inwestycyjnego ani operacyjnego. Zasada ta będzie obligatoryjna od 1 stycznia 2028 roku, a do tego czasu obowiązuje okres przejściowy, umożliwiający elastyczne podejście do inwestycji powstałych wcześniej;
- lokalizacja w strefie o bardzo wysokim udziale OZE – elektrolizer znajduje się na obszarze, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym przekroczył 90% w poprzednim roku kalendarzowym. Kwalifikacja produkcji wodoru jako RFNBO jest możliwa bez konieczności wykazywania dodatkowości;
- zasilanie energią sieciową z umową PPA i spełnieniem warunków korelacji – elektrolizer wykorzystuje energię z sieci, pod warunkiem zawarcia umowy PPA z producentem energii odnawialnej oraz spełnienia dwóch warunków: i) korelacja czasowa – do końca 2029 roku wystarczające jest miesięczne dopasowanie generacji energii i działania elektrolizera. Od 1 stycznia 2030 roku wymagane będzie dopasowanie godzinowe. Korelację uznaje się za automatycznie spełnioną w przypadkach, w których cena energii na rynku dnia następnego nie przekracza 20 EUR/MWh lub jest niższa niż 36% wartości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku EU ETS; ii) korelacja geograficzna – źródło energii i instalacja wodorowa muszą znajdować się w tej samej lub połączonej strefie przetargowej, przy czym źródło OZE powinno funkcjonować w regionie o co najmniej takiej samej lub wyższej cenie energii, bądź w strefie przybrzeżnej względem lokalizacji elektrolizera;
- produkcja w czasie niezbilansowania sieci – elektrolizer pracuje w godzinach nadwyżki energii w systemie elektroenergetycznym, gdy generacja przewyższa zapotrzebowanie.

Spełnienie powyższych warunków ma kluczowe znaczenie dla dalszego wykorzystania wodoru w realizacji unijnych celów klimatycznych i energetycznych. Wodór zakwalifikowany jako RFNBO może być zaliczany do krajowych celów w zakresie OZE, wykorzystywany w transporcie zgodnie z wymogami dyrektywy RED III, a także objęty wsparciem w ramach instrumentów finansowych przeznaczonych wyłącznie dla technologii odnawialnych (Parlament Europejski i Rada UE, 2023). Tym

samym stanowi to nie tylko klasyfikację technologiczną, lecz także strategiczne narzędzie wdrażania polityki klimatycznej i przemysłowej Unii Europejskiej.

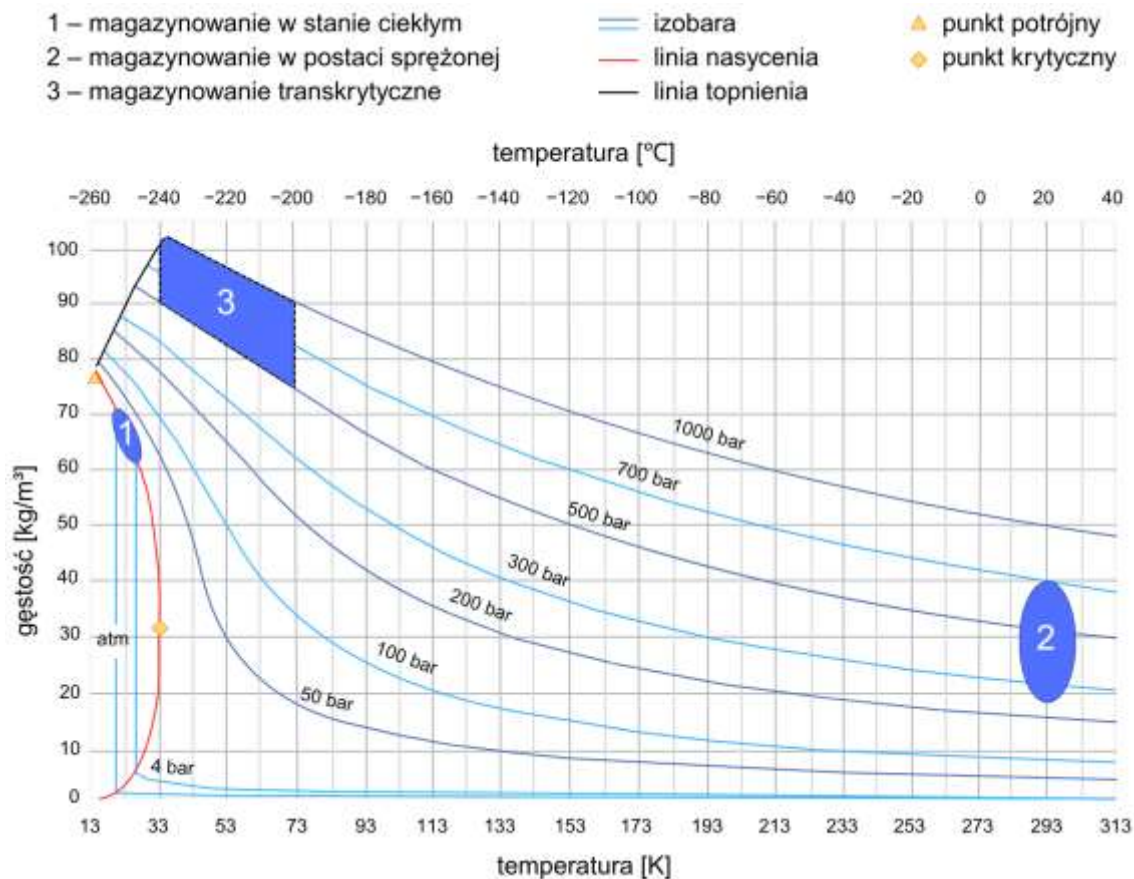
Istotnym zagadnieniem związanym z wdrażaniem gospodarki wodorowej jest efektywne magazynowanie wyprodukowanego wodoru. W praktyce przemysłowej wykształciły się trzy główne technologie magazynowania wodoru, różniące się parametrami fizycznymi oraz zapotrzebowaniem energetycznym: wodór sprężony, wodór skroplony oraz kriogeniczny wodór sprężony (Mulky i in., 2024; Farazmand i in., 2024).

Magazynowanie w postaci sprężonej (ang. *Compressed Gaseous Hydrogen*) polega na przechowywaniu wodoru w temperaturze otoczenia pod wysokim ciśnieniem, najczęściej w zakresie od 350 do 700 bar. Metoda ta cechuje się umiarkowanymi nakładami energetycznymi, wynoszącymi około 10–15% energii zawartej w magazynowanym wodorze, a jej zaletą jest relatywna prostota technologiczna i możliwość szybkiego tankowania, co sprawia, że znajduje powszechne zastosowanie w transporcie. Ograniczeniem pozostaje jednak stosunkowo niska gęstość (rzędu  $40 \text{ kg/m}^3$ ), co wpływa na objętościową efektywność magazynowania (Tahan, 2022; Sdanghi i in., 2019).

Drugim podejściem jest magazynowanie w stanie ciekłym (ang. *Liquefied Hydrogen*), wymagające skroplenia wodoru w temperaturze około  $-253^\circ\text{C}$  pod ciśnieniem nieprzekraczającym kilku barów. Umożliwia ono osiągnięcie wyższej gęstości energetycznej (ok.  $71 \text{ kg/m}^3$ ), co przekłada się na mniejsze gabaryty zbiorników, jednak odbywa się kosztem znacznych nakładów energetycznych od 30 do 40% zawartej energii. Proces skraplania wymaga zaawansowanych instalacji kriogenicznych i wiąże się z ryzykiem strat w wyniku parowania, co ogranicza jego zastosowanie w systemach o zmiennej charakterystyce poboru (Zhang i in., 2023b; Wei i in., 2025).

Trzecią metodą jest tzw. magazynowanie transkrytyczne (ang. *Cryo-Compressed Hydrogen*), które łączy bardzo niską temperaturę z jednocześnie bardzo wysokim ciśnieniem. Dzięki temu możliwe jest osiągnięcie gęstości przekraczającej nawet  $90 \text{ kg/m}^3$ , przy jednoczesnym zachowaniu elastyczności operacyjnej. Technologia ta oferuje największy potencjał objętościowy, ale wymaga również największych nakładów energetycznych, wynoszących 45–55% energii magazynowanego wodoru oraz zastosowania wysoko wytrzymałych materiałów i zaawansowanych systemów chłodzenia (Jaramillo i in., 2024; Yan i in., 2024a).

Charakterystyka trzech opisanych metod została przedstawiona na rysunku 4.4, który prezentuje zależności gęstości magazynowanego wodoru od warunków ciśnienia i temperatury.



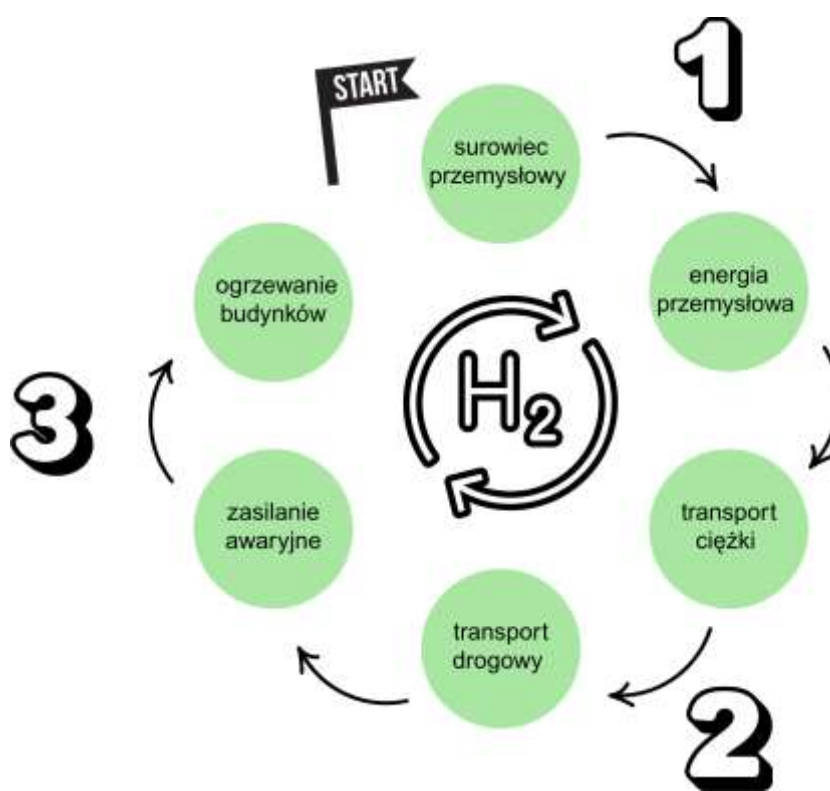
Rys. 4.4. Gęstość magazynowania wodoru w zależności od temperatury i ciśnienia w różnych technologiach przechowywania, na podstawie (Takach i in., 2022).

Przedstawione dane wskazują, że wybór odpowiedniej technologii powinien być uzależniony od rodzaju aplikacji końcowej, dostępnej przestrzeni, czasu magazynowania oraz infrastruktury technicznej. Szczególną uwagę należy zwrócić na fakt, że zwiększanie gęstości wodoru zawsze wiąże się z proporcjonalnym wzrostem zużycia energii pomocniczej, co wpływa na efektywność całego systemu.

W kontekście wodoru sprężonego istotnym elementem systemu magazynowania są odpowiednio zaprojektowane zbiorniki ciśnieniowe. W zależności od konstrukcji oraz zastosowanych materiałów wyróżnia się pięć typów takich zbiorników, oznaczanych symbolami od Typ I do Typ V. Różnią się one m.in. rodzajem linera (warstwy wewnętrznej), zastosowaniem materiałów kompozytowych, zakresem wytrzymałości mechanicznej oraz masą własną, co wpływa na ich efektywność i zastosowanie

w różnych sektorach, w tym szczególnie w transporcie i stacjonarnych instalacjach wodorowych (Cheng i in., 2024)

Według danych zawartych w raporcie *Global Hydrogen Review 2023*, globalne zużycie wodoru w 2022 roku osiągnęło rekordowy poziom 95 milionów ton, co stanowiło wzrost o około 3% w porównaniu z rokiem poprzednim. Mniej niż 0,1% tego zużycia pochodziło z nowych zastosowań, takich jak przemysł ciężki, transport czy produkcja energii elektrycznej, a jedynie 0,7% całkowitego zapotrzebowania na wodór zostało pokryte przez wodór niskoemisyjny, co wskazuje na potrzebę intensyfikacji działań na rzecz dekarbonizacji tego sektora (International Energy Agency, 2023). Na rysunku 4.5 przedstawiono ścieżki wykorzystania wodoru w przemyśle, transporcie i energetyce.



Rys. 4.5. Ścieżki wykorzystania odnawialnego wodoru w gospodarce niskoemisyjnej, na podstawie (Reigstad i in., 2022).

W pierwszej kolejności wodór odnawialny będzie wykorzystywany tam, gdzie już dziś znajduje zastosowanie jego konwencjonalny odpowiednik, czyli głównie w przemyśle chemicznym oraz rafineryjnym. Substytucja szarego wodoru wodorem zielonym w tych gałęziach pozwala na natychmiastową redukcję emisji CO<sub>2</sub> bez konieczności gruntownej zmiany procesów technologicznych. Dotyczy to przede wszystkim przemysłowej syntezy amoniaku, wykorzystywanego do produkcji nawozów, oraz metanolu, pełniącego rolę substratu w przemyśle chemicznym, w tym w sektorze

tworzyw sztucznych, a także procesów hydrorafinacji w rafineriach (Hossein Azadnia i in., 2023; Neuwirth i in., 2022).

W kolejnym etapie wodór znajduje zastosowanie w sektorze transportu, zwłaszcza tam, gdzie elektryfikacja bezpośrednia okazuje się technicznie lub finansowo nieuzasadniona. Dotyczy to głównie transportu ciężkiego: kolejowego, drogowego (samochody ciężarowe, autobusy), morskiego, a w perspektywie także lotnictwa. Dzięki wysokiej gęstości energetycznej w przeliczeniu na jednostkę masy, wodór może stanowić atrakcyjną alternatywę dla paliw kopalnych w zastosowaniach o dużym zasięgu i zapotrzebowaniu na energię, zwłaszcza w połączeniu z ogniwami paliwowymi. Choć obecnie zastosowania w transporcie osobowym są ograniczone, ich rozwój może być stymulowany przez rozbudowę infrastruktury wodorowej i dostępność pojazdów seryjnych (Ram i in., 2024; Estrada Poggio i in., 2023).

Trzecim obszarem zastosowania wodoru jest energetyka. Zarówno w zakresie długoterminowego magazynowania energii, jak i zastosowań w kogeneracji oraz zasilaniu odbiorców szczytowych. Wodór może pełnić funkcję bufora sezonowego w systemach opartych na źródłach odnawialnych, stabilizując bilans energetyczny w okresach nadprodukcji i deficytu mocy (El-Emam i in., 2022). Coraz częściej rozważa się również możliwość jego wykorzystania w budownictwie, jako składnika lokalnych systemów zasilania, a także w procesach ogrzewania, np. poprzez współspalanie w kotłach gazowych lub zasilanie ogniw paliwowych (Balta i in., 2022).

W obszarze wykorzystania wodoru jako nośnika energii szczególne znaczenie mają technologie umożliwiające jego efektywną konwersję na energię elektryczną. Ogniwa paliwowe wyróżniają się na tle konwencjonalnych metod spalania paliw, ponieważ umożliwiają elektrochemiczne przetwarzanie wodoru z wysoką sprawnością oraz przy minimalnej emisji zanieczyszczeń. Proces zachodzący w ogniwach paliwowych stanowi odwrócenie elektrolizy, wodór reaguje z tlenem, prowadząc do syntezy wody i jednoczesnego wytworzenia energii elektrycznej oraz ciepła. Ogniwa paliwowe stanowią elektrochemiczne źródło prądu, w którym reakcja utleniania wodoru na anodzie oraz redukcji tlenu na katodzie przebiega w sposób kontrolowany i bezpośrednio generuje energię elektryczną, bez udziału procesu spalania. Reakcja sumaryczna dla ogniwa paliwowego przebiega według równania reakcji chemicznej (4.2) (Chmielniak i Chmielniak, 2020):



W praktyce stosuje się wodór o bardzo wysokiej czystości objętościowej, sięgającej  $\geq 99,999\%$ , co jest szczególnie istotne w kontekście długoterminowej pracy ogniw paliwowych. Z 1 kilograma takiego paliwa można uzyskać około 20 kWh energii elektrycznej, przy czym dodatkowo powstaje para wodna oraz ciepło odpadowe, które może zostać wykorzystane w układach kogeneracyjnych (Liu i in., 2021; van der Roest i in., 2023). Całkowita sprawność konwersji energii chemicznej wodoru w ogniwach paliwowych wynosi zazwyczaj 30–60% w formie elektrycznej, a w układach skojarzonych może sięgać nawet 85% (Salimi Nanadegani i Sunden, 2023).

W zależności od zastosowanego elektrolitu, temperatury pracy, użytych materiałów oraz docelowego przeznaczenia, wyróżnia się pięć podstawowych typów ogniw paliwowych: AFC (alkaliczne), PEMFC (z membraną wymiany protonów), PAFC (fosforowokwasowe), MCFC (węglanowe) oraz SOFC (tlenkowe) (Dudek i in., 2018). Każde z nich posiada odrębną charakterystykę technologiczną oraz specyfikę aplikacyjną (Ali i in., 2024).

Ogniwa AFC cechują się wysoką sprawnością (około 50%) i szybkim rozruchem, dlatego wykorzystywane były m.in. w programach kosmicznych NASA. Ich wadą jest duża czułość na obecność dwutlenku węgla, co ogranicza ich zastosowanie w warunkach otoczenia (Hamada i in., 2023).

Ogniwa PEMFC pracują w temperaturze 50–80°C i charakteryzują się wysoką gęstością mocy (300–1000 mW/cm<sup>2</sup>) oraz szybką reakcją na zmienne obciążenie. Dzięki temu znajdują zastosowanie w transporcie (np. pojazdy *FCEV*) i systemach zasilania awaryjnego, oferując sprawność elektryczną na poziomie 40–60%. Ich zaletami są niska temperatura pracy, krótki czas rozruchu i brak korozji, natomiast głównym ograniczeniem jest konieczność stosowania drogich katalizatorów (Pt) oraz duża wrażliwość na zanieczyszczenia (Qasem, 2024).

Ogniwa PAFC pracują w zakresie temperatury 150–200°C i oferują sprawność kogeneracyjną dochodzącą do 85%. Stosowane są głównie w systemach stacjonarnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Ich ograniczeniem jest niska sprawność elektryczna (około 40%) oraz wysoka masa i koszt (Park i in., 2021).

Ogniwa MCFC oraz SOFC należą do grupy ogniw wysokotemperaturowych, pracujących odpowiednio w temperaturach 600–700°C oraz 700–1000°C. Oferują one bardzo wysoką sprawnością elektryczną (55–60%) oraz elastyczność paliwową

(możliwość zasilania m.in. biogazem, gazem ziemnym). Znajdują zastosowanie w elektrociepłowniach oraz konfiguracjach mikrokogeneracyjnych. Ich głównymi ograniczeniami są długi czas rozruchu, problemy z materiałami uszczelniającymi oraz wysokie koszty materiałów ogniotrwałych (Barckholtz i in., 2022; Xu i in., 2022a).

Wybór odpowiedniego typu ogniwa paliwowego powinien być podyktowany wymaganiami dotyczącymi mocy, sprawności, rodzaju paliwa, czasu reakcji oraz docelowego sektora aplikacji, od mobilnych po stacjonarne. Zintegrowanie ogniw z odnawialnymi źródłami wodoru umożliwia ich zastosowanie w zeroemisyjnych systemach zasilania, magazynowania energii oraz zrównoważonego transportu.

Pomimo rosnącego znaczenia wodoru odnawialnego jako strategicznego elementu transformacji energetycznej, jego upowszechnienie napotyka szereg istotnych barier technologicznych, ekonomicznych i regulacyjnych. Do głównych wyzwań należą przede wszystkim wysokie koszty produkcji, wynikające z ograniczonej skali wdrożeń, koszt zakupu elektrolizerów oraz relatywnie drogiej energii elektrycznej ze źródeł OZE (Keiner i in., 2023). Dodatkową trudność stanowią straty energii występujące na poszczególnych etapach łańcucha technologicznego, od elektrolizy, aż po przetwarzanie wodoru w ogniwach paliwowych, które znacząco obniżają ogólną efektywność systemu.

Równolegle zauważalne są braki w infrastrukturze przesyłu i dystrybucji, w tym brak dedykowanych sieci rurociągowych, punktów tankowania oraz standardów bezpieczeństwa. Słabo rozwinięty rynek, niski poziom zaawansowania technologicznego oraz niedobór kwalifikacji w sektorze również stanowią barierę dla skalowalności rozwiązań wodorowych. Utrudnieniem pozostają również niedoprecyzowane aspekty otoczenia regulacyjnego, w tym brak jednolitych standardów certyfikacji wodoru odnawialnego, weryfikacji jego pochodzenia, spójnych norm jakościowych oraz realnie funkcjonujących systemów wsparcia finansowego (Yue i in., 2021).

W Polsce próbę odpowiedzi na te wyzwania stanowią działania założone w opracowanej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska *Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku* (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021), która wyznacza sześć kluczowych kierunków rozwoju gospodarki wodorowej: i) wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie, ii) wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie, iii) wsparcie dekarbonizacji przemysłu, iv) rozwój krajowego potencjału produkcyjnego, v) rozbudowę infrastruktury przesyłowej i magazynowej oraz vi) stworzenie stabilnych ram legislacyjnych. Realizacja tych celów ma umożliwić powstanie konkurencyjnego rynku wodoru w Polsce,

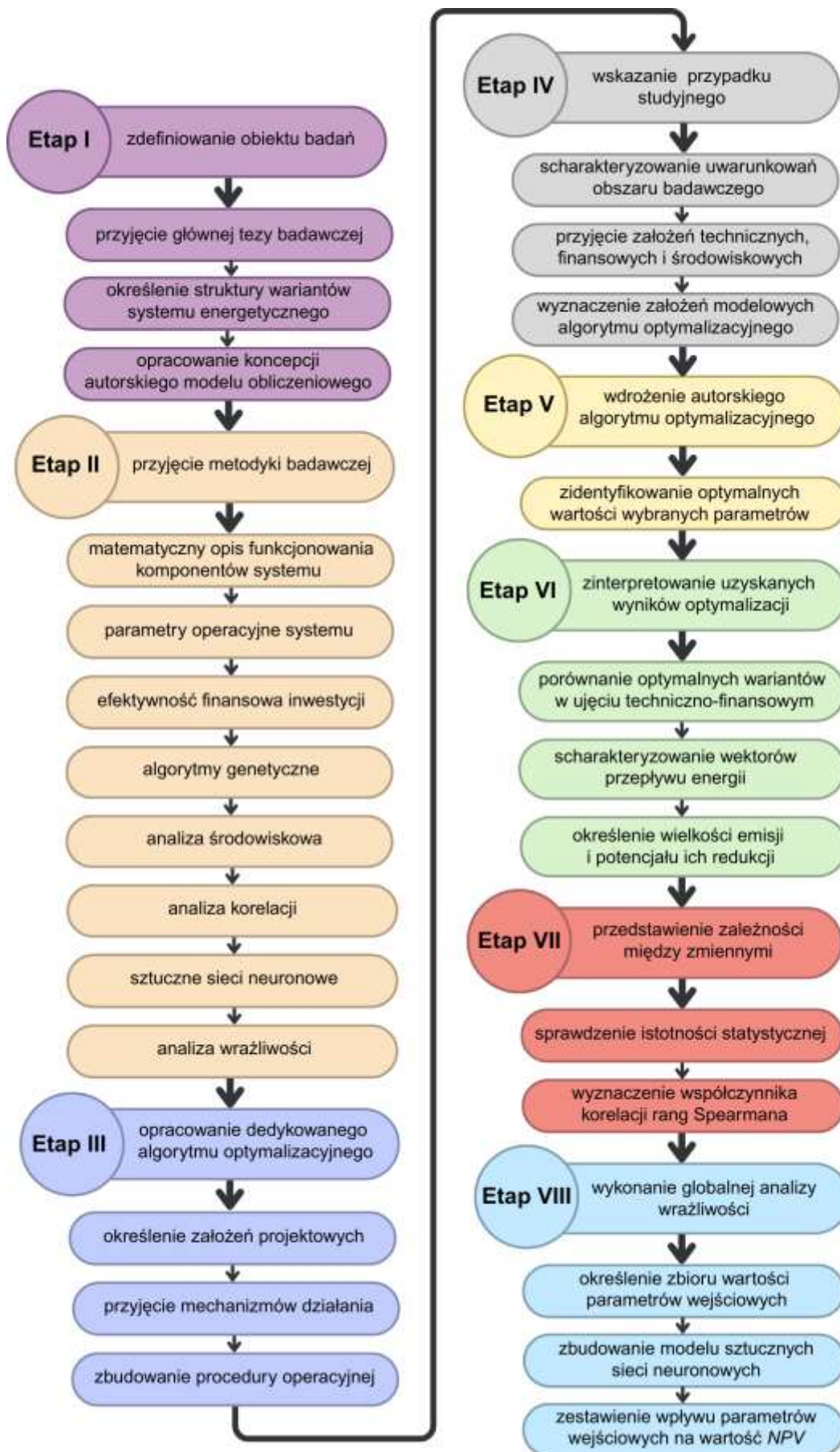
wspierającego dekarbonizację gospodarki oraz wzmacniającego bezpieczeństwo energetyczne państwa w perspektywie długoterminowej.



## 5. Metodyka badań

### 5.1 Etapy badań

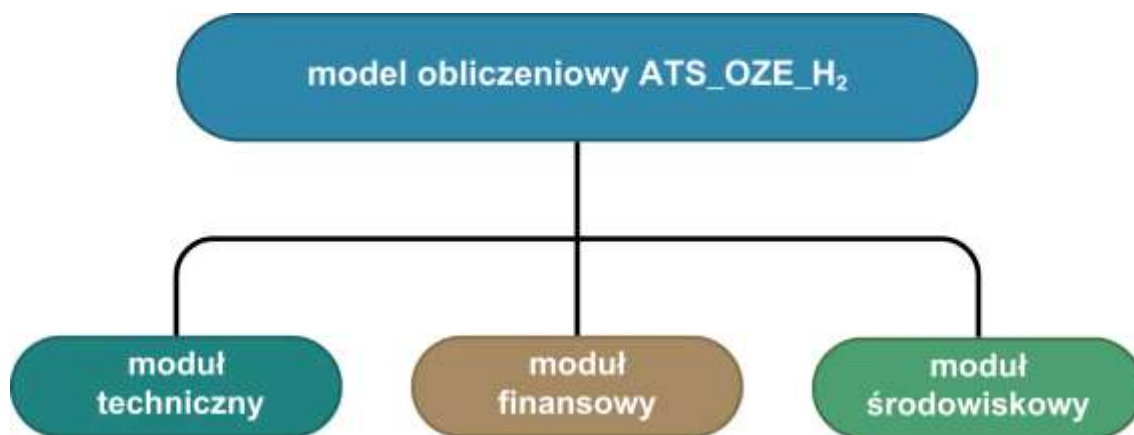
Kompleksowa ocena funkcjonowania autonomicznego systemu energetycznego została przeprowadzona w oparciu o osiem powiązanych etapów badawczych. W pierwszym etapie zdefiniowano obiekt badań, przyjęto główną tezę badawczą oraz określono strukturę obranych grup wariantów systemu energetycznego, prowadząc do sformułowania koncepcji autorskiego modelu obliczeniowego ATS\_OZE\_H2. Etap drugi obejmował przyjęcie metodyki badawczej, uwzględniającej matematyczny opis funkcjonowania komponentów systemu, charakterystykę parametrów operacyjnych, zasady oceny efektywności finansowej inwestycji, analizy środowiskowej oraz procedury zastosowania algorytmów genetycznych, metod korelacyjnych, sztucznych sieci neuronowych i analizy wrażliwości. W etapie trzecim opracowano dedykowany algorytm optymalizacyjny z uwzględnieniem przyjętych założeń projektowych, określonych mechanizmów działania oraz szczegółowo zdefiniowanej procedury operacyjnej. Etap czwarty obejmował przygotowanie przypadku studyjnego, stanowiącego praktyczne odniesienie dla analizowanego systemu. Uwzględniono w nim profil zapotrzebowania na energię elektryczną oraz warunki hydrologiczne. Strategicznym elementem tego etapu było pozyskanie danych meteorologicznych w trzyletnim okresie pomiarowym, prowadzonym z wykorzystaniem stacji badawczej zainstalowanej na terenie lokalizacji referencyjnej. Zgromadzone dane techniczne, finansowe i środowiskowe posłużyły do określenia założeń wejściowych, realizacji analiz symulacyjnych oraz przyjęcia funkcji celu dla obliczeń optymalizacyjnych. Etap piąty obejmował wdrożenie algorytmu oraz wyznaczenie optymalnych wartości przyjętych parametrów względem wcześniej zdefiniowanej funkcji celu. W szóstym etapie przeprowadzono ocenę wyników optymalizacji, porównano warianty pod względem techniczno-finansowym oraz oszacowano przepływy energii i potencjał redukcji emisji. Etap siódmy dotyczył identyfikacji zależności między zmiennymi operacyjnymi z wykorzystaniem współczynnika korelacji rang *Spearmana*. W ósmym etapie dokonano określenia hierarchii istotności zmiennych wejściowych względem wartości bieżącej netto (*NPV*). W tym celu, po przeprowadzeniu pełnej analizy wariantowej opracowano model sztucznej sieci neuronowej, który następnie posłużył do wykonania globalnej analizy wrażliwości. Schemat powiązań między poszczególnymi etapami badań przedstawiono na rysunku 5.1.



Rys. 5.1. Etapy realizacji badań i opracowania modelu obliczeniowego.

## 5.2 Autorski model obliczeniowy ATS\_OZE\_H<sub>2</sub>

W niniejszej rozprawie zastosowano autorski model obliczeniowy ATS\_OZE\_H<sub>2</sub> (rys. 5.2), stanowiący zintegrowane środowisko analityczne do oceny autonomicznego systemu energetycznego w różnych wariantach konfiguracji technologicznych.



Rys. 5.2. Struktura autorskiego modelu obliczeniowego ATS\_OZE\_H<sub>2</sub>.

Trójmodułowa budowa modelu, obejmująca moduł techniczny, finansowy oraz środowiskowy umożliwia kompleksową analizę procesów generacji, magazynowania i zużycia energii, a także ocenę opłacalności inwestycyjnej (m.in. *NPV*, *CAPEX*, *OPEX*, *PBP*, *LCOE*) i wpływu systemu na środowisko (emisje i ich redukcja). Zintegrowane podejście stanowi trzon metodyki zastosowanej w pracy, umożliwiając identyfikację wariantów charakteryzujących się najwyższą efektywnością energetyczną, finansową i środowiskową.

Zasadniczym elementem skonstruowanego modelu jest dedykowany algorytm optymalizacyjny zaimplementowany w języku programowania *Python*. Algorytm ten umożliwia dynamiczne przetwarzanie danych wejściowych dotyczących profilu generacji energii ze źródeł odnawialnych, zapotrzebowania energetycznego oraz parametrów finansowych i środowiskowych poszczególnych komponentów systemu, z uwzględnieniem różnych metod zarządzania przepływem energii.

Integralną część modelu stanowi segment analizy statystycznej opracowany w oprogramowaniu *Statistica*, pozwalający na przeprowadzenie analizy korelacji pomiędzy zmiennymi oraz analizy wrażliwości systemu na zmienne parametry wejściowe.

Oba segmenty, obliczeniowy i statystyczny, tworzą spójną całość stanowiącą fundament procesu badawczego, umożliwiającą zarówno symulację i optymalizację

systemu, jak i jego walidację oraz interpretację wyników w kontekście zmienności i zależności pomiędzy analizowanymi danymi.

### **5.3 Charakterystyka rozpatrywanego systemu energetycznego**

Początkowym etapem przeprowadzonej analizy było określenie struktury badanego autonomicznego systemu energetycznego. W ramach założeń przyjęto, że system może obejmować następujące komponenty:

- elektrownię wodną,
- elektrownię fotowoltaiczną,
- elektrownię wiatrową,
- magazyny bateryjne,
- technologie wodorowe.

W pracy przeprowadzono badania dla dwóch grup rozwiązań:

- grupa A – konfiguracje z hybrydowym magazynowaniem energii, obejmujące integrację produkcji oraz konwersji wodoru,
- grupa B – konfiguracje z hybrydowym magazynowaniem energii, pozbawione komponentu wodorowego.

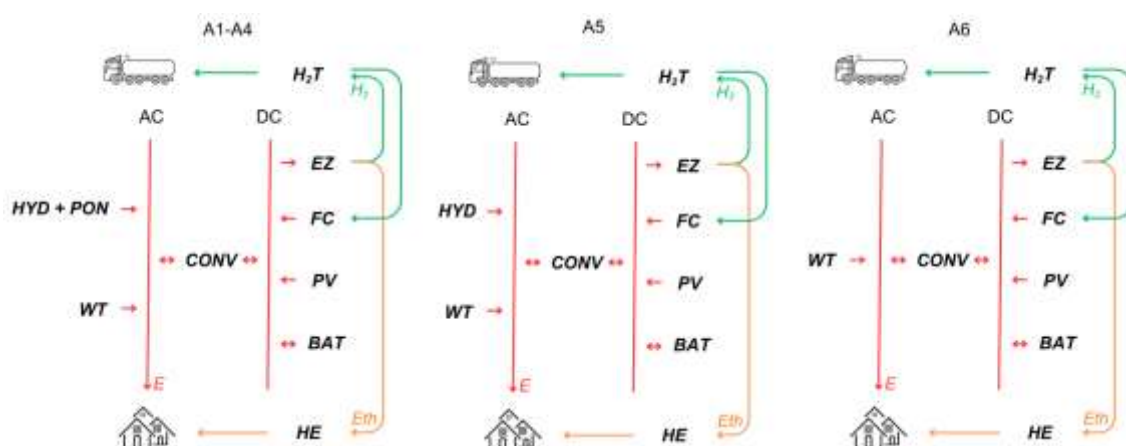
Systemy z grupy A umożliwiały sprzedaż energii elektrycznej, wodoru oraz ciepła odpadowego, podczas gdy w przypadku wariantów grupy B sprzedaż ograniczała się wyłącznie do energii elektrycznej. Warianty z grupy B stanowiły zestaw odniesienia, umożliwiając ocenę wpływu zastosowania technologii wodorowych na bilans energetyczny i stabilność funkcjonowania systemu.

W tabeli 5.1. przedstawiono analizowane warianty systemu energetycznego należące do grupy A. Warianty A1–A4 uwzględniały elektrownię wodną (HYD) oraz zbiornik wodny (PON), w których dla poszczególnych wariantów zakładano różne pojemności zbiornika w stosunku do maksymalnej pojemności przyjętej w modelu. W wariacie A5 zastosowano przepływową elektrownię wodną (HYD) pozbawioną zdolności akumulacji wody w zbiorniku, co wykluczało możliwość regulacji stanów wodnych. Natomiast wariant A6 zakładał brak elektrowni wodnej w systemie energetycznym. Wszystkie konfiguracje zakładały zastosowanie elektrowni fotowoltaicznej (PV), elektrowni wiatrowej (WT), magazynów bateryjnych (BAT) oraz konwertera (CONV). Dodatkowo w systemach zastosowano elektrolizery (EZ), ogniwo paliwowe (FC) oraz zbiornik wodoru (H<sub>2</sub>T) i wymiennik ciepła (HE).

Tab. 5.1. Przyjęte konfiguracje systemu energetycznego w wariantach A1–A6.

wariant	HYD	PON	PV	WT	BAT	CONV	EZ	FC	H <sub>2</sub> T	HE
A1	●	100%	●	●	●	●	●	●	●	●
A2	●	75%	●	●	●	●	●	●	●	●
A3	●	50%	●	●	●	●	●	●	●	●
A4	●	25%	●	●	●	●	●	●	●	●
A5	●	nd.	●	●	●	●	●	●	●	●
A6	nd.	nd.	●	●	●	●	●	●	●	●

Rysunek 5.3 przedstawia podział konfiguracji systemów energetycznych z grupy A na obwody prądu przemiennego (AC) i stałego (DC).



Rys. 5.3. Schemat podziału systemu energetycznego na obwody AC i DC w wariantach A1–A6. Oznaczenia jak w tabeli 5.1.

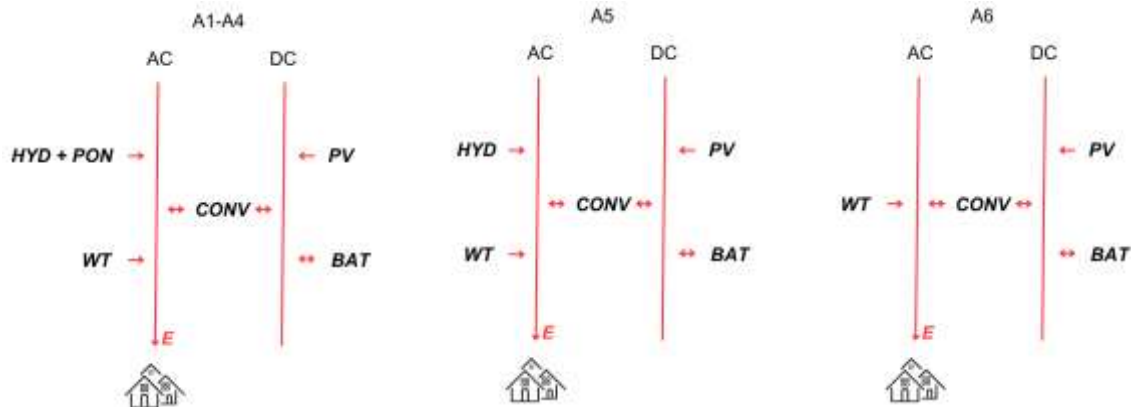
Segment prądu przemiennego obejmował źródła wytwórcze: elektrownię wodną (w wariantach A1–A5) oraz elektrownię wiatrową (we wszystkich konfiguracjach). Po stronie AC odbierana była energia elektryczna, przeznaczona na pokrycie bazowego zapotrzebowania. Do obwodu prądu stałego włączono elektrownię fotowoltaiczną oraz zintegrowano systemy magazynowania energii, obejmujące magazyn bateryjny oraz technologię wodorową, składającą się z elektrolizerów, ogniwa paliwowego i zbiornika wodoru. Wymianę energii pomiędzy segmentami AC i DC umożliwiał konwerter dwukierunkowy. We wszystkich konfiguracjach z grupy A uwzględniono również wymiennik ciepła przeznaczony do odzysku ciepła odpadowego z procesu elektrolizy.

Tabela 5.2 prezentuje sześć przyjętych wariantów systemu energetycznego zakwalifikowanych do grupy B. Warianty te obejmują elektrownię wodną oraz zbiornik wodny o różnej pojemności, a także elektrownię wiatrową, elektrownię fotowoltaiczną, magazyn bateryjny oraz konwerter. W odróżnieniu od wariantów należących do grupy A, konfiguracje grupy B nie uwzględniają w swojej strukturze technologii wodorowych (EZ, FC, H<sub>2</sub>T, HE).

Tab. 5.2. Przyjęte konfiguracje systemu energetycznego w wariantach B1–B6.

wariant	HYD	PON	PV	WT	BAT	CONV	EZ	FC	H <sub>2</sub> T	HE
B1	●	100%	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.
B2	●	75%	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.
B3	●	50%	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.
B4	●	25%	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.
B5	●	nd.	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.
B6	nd.	nd.	●	●	●	●	nd.	nd.	nd.	nd.

Rysunek 5.4 przedstawia podział systemu energetycznego na obwody prądu AC i DC dla konfiguracji B1–B6. W wariantach B1–B5, analogicznie jak w konfiguracjach A1–A5, w obwodzie AC uwzględniono elektrownię wodną oraz elektrownię wiatrową. W konfiguracji B6 system funkcjonował bez udziału elektrowni wodnej. Obwód DC obejmował elektrownię fotowoltaiczną oraz magazyny bateryjne. Wszystkie konfiguracje zawierały również konwerter, umożliwiającą dwukierunkową wymianę energii pomiędzy segmentami AC i DC.



Rys. 5.4. Schemat podziału systemu energetycznego na obwody AC i DC w wariantach B1–B6. Oznaczenia jak w tabeli 5.1.

## 5.4 Matematyczny opis komponentów systemu energetycznego

### 5.4.1 Elektrownia wodna

Moc generowana przez elektrownię wodną wyznaczana była jako funkcja warunków hydrologicznych oraz charakterystyki technicznej elektrowni. Przyjęto, że moc wyjściowa elektrowni wodnej w iteracji  $ia$  ( $P_{HYDia}$ ) zależy od wysokości spadu wody, natężenia przepływu oraz sprawności układu, zgodnie z relacją (5.1) (Vieira i in., 2015):

$$P_{HYDia} = f(h_{HYDia}, Q_{HYDia}, \eta_{HYDia}) \quad (5.1)$$

gdzie:

$h_{HYDia}$  – wysokość piętrzenia wody w zbiorniku retencyjnym w iteracji  $ia$ , m;

$Q_{HYDia}$  – natężenie przepływu wody przez turbiny wodne w iteracji  $ia$ ,  $m^3/s$ ;

$\eta_{HYDia}$  – sprawność elektrowni wodnej w iteracji  $ia$ , %.

#### 5.4.2 Zbiornik wodny

Struktura pojemności zbiornika wodnego stanowi istotny element analizy jego funkcji regulacyjnych i energetycznych. Całkowita objętość zbiornika może być podzielona na trzy główne strefy: martwą, wyrównawczą oraz powodziową, z których każda pełni odrębną rolę w pracy obiektu (Al-Jawad i Tanyimboh, 2017).

Wysokość spadu wody była określana na podstawie objętości wody zgromadzonej w części wyrównawczej zbiornika, zgodnie z równaniem (5.2) (Vieira i in., 2015):

$$h_{HYDia} = f(V_{PONia}) \quad (5.2)$$

gdzie:

$V_{PONia}$  – objętość wody znajdująca się w strefie wyrównawczej zbiornika retencyjnego w iteracji  $ia$ ,  $m^3$ .

#### 5.4.3 Elektrownia fotowoltaiczna

Globalne promieniowanie poziome ( $GHI$ ) definiuje się jako całkowitą ilość energii promieniowania słonecznego docierającą do poziomej powierzchni w określonym przedziale czasowym. W analizach systemów fotowoltaicznych uwzględnia się jednak najczęściej promieniowanie padające na powierzchnię nachyloną, odpowiadającą orientacji i kątowi nachylenia modułów PV. W związku z tym  $GHI$  przeliczane jest na wartość odpowiadającą płaszczyźnie modułów przy zastosowaniu odpowiednich modeli korekcyjnych, które uwzględniają zarówno składniki bezpośrednie, rozproszone, jak i odbite (Engerer, 2015).

Orientację paneli fotowoltaicznych określano na podstawie dwóch parametrów: kąta nachylenia oraz azymutu. Kąt nachylenia definiuje wartość kąta pomiędzy powierzchnią modułu, a płaszczyzną poziomą, gdzie  $0^\circ$  odpowiada ustawieniu poziomemu, a  $90^\circ$  ustawieniu pionowemu. Azymut wskazuje kierunek, w którym zwrócona jest aktywna powierzchnia panelu względem południa. Zgodnie z przyjętą konwencją wartość  $0^\circ$  odpowiadała orientacji południowej, wartości dodatnie oznaczały odchylenie w kierunku zachodnim, natomiast wartości ujemne w kierunku wschodnim (Chen i in., 2018).

Do opisu geometrii położenia systemu fotowoltaicznego uwzględniano również takie czynniki, jak szerokość geograficzna, pora roku oraz pora dnia. Pora roku oddziałuje na wartość deklinacji słonecznej ( $\delta$ ), czyli parametru określającego szerokość

geograficzną, na której promienie słoneczne padają prostopadle na powierzchnię Ziemi w momencie górowania Słońca. Wartość deklinacji została wyrażona matematycznie w równaniu (5.3) (Stanciu i Stanciu, 2014):

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left(360^\circ \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (5.3)$$

gdzie:

$n$  – dzień roku, dla którego przeprowadzono analizy systemu w oparciu o rzeczywiste warunki meteorologiczne, -.

Położenie Słońca względem obserwatora opisano za pomocą kąta godzinowego ( $\omega$ ). Przyjęto, że osiąga on wartość  $0^\circ$  w momencie południa słonecznego. Wartości ujemne odpowiadały przedpołudniowym godzinom słonecznym, natomiast dodatnie godzinom popołudniowym. Założono, że kąt godzinowy zmienia się o  $15^\circ$  na każdą godzinę dobową, co odpowiada regularnemu pozornemu ruchowi Słońca względem obserwatora. Zależność opisującą ten parametr przedstawiono w równaniu (5.4) (Stanciu i Stanciu, 2014):

$$\omega = (t_s - 12hr) \cdot 15^\circ/hr \quad (5.4)$$

gdzie:

$t_s$  – czas słoneczny, hr;

$hr$  – godzina, -.

Dane czasowe odnoszące się do promieniowania słonecznego zapisano względem czasu urzędowego (lokalnego czasu standardowego). W tym celu uwzględniono długość geograficzną oraz strefę czasową, przy czym wartości ujemne przypisano położeniom na zachód od południka zerowego (dla długości geograficznej) oraz strefom czasowym zachodnim względem GMT. Odpowiednią transformację przedstawiono w równaniu (5.5) (Maatallah i in., 2011):

$$t_s = t_c + \frac{\lambda}{15^\circ/hr} - Z_c + EoT \quad (5.5)$$

gdzie:

$t_c$  – czas urzędowy w godzinach odpowiadający środkowi kroku czasowego, hr;

$\lambda$  – długość geograficzna,  $^\circ$ ;

$Z_C$  – strefa czasowa w godzinach na wschód od GMT, hr;

$EoT$  – równanie czasu, hr.

Wpływ geometrii orbity Ziemi oraz nachylenia jej osi obrotu na pozorne położenie Słońca względem obserwatora został uwzględniony poprzez zastosowanie rozszerzonej postaci równania czasu ( $EoT$ ). Wartość tej korekty określano na podstawie zależności przedstawionych w równaniach (5.6) i (5.7) (Maatallah i in., 2011):

$$EoT = 3,82 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos B - 0,032077 \cdot \sin B - 0,014615 \cdot \cos 2B - 0,04089 \cdot \sin 2B) \quad (5.6)$$

$$B = 360^\circ \frac{(n-1)}{365} \quad (5.7)$$

gdzie:

$B$  – parametr zależny od numeru dnia w roku, °.

Kąt padania promieniowania słonecznego zdefiniowano jako miarę kąta zawartego między wektorem promieniowania bezpośredniego, a normalną do powierzchni modułu fotowoltaicznego. Dla powierzchni o dowolnej orientacji jego wartość określano z wykorzystaniem relacji matematycznej podanej w równaniu (5.8) (Duffie i Beckman, 2013):

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \\ & + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \sin \beta \cdot \\ & \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{aligned} \quad (5.8)$$

gdzie:

$\theta$  – kąt padania, °;

$\beta$  – nachylenie powierzchni, °;

$\gamma$  – azymut powierzchni, °;

$\varphi$  – szerokość geograficzna, °.

Wśród parametrów geometrycznych istotne znaczenie przypisano kątowi zenitalnemu ( $\theta_z$ ), rozumianemu jako kąt pomiędzy kierunkiem padania promieniowania słonecznego, a wektorem pionowym. Przyjęto, że jego wartość wynosi 0°, gdy Słońce znajduje się w zenicie oraz 90°, gdy znajduje się na horyzoncie. Dla powierzchni poziomej ( $\beta = 0^\circ$ ) wykorzystano ogólną zależność opisującą kąt padania, co pozwoliło na zapis uproszczonej postaci przedstawionej w równaniu (5.9) (Maatallah i in., 2011):

$$\cos\theta_z = \cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\varphi \cdot \sin\delta \quad (5.9)$$

Oszacowanie ilości promieniowania słonecznego docierającego do górnych warstw atmosfery nad danym obszarem, określanego jako pozaziemskie promieniowanie normalne ( $G_{on}$ ), oparto na założeniu stałej emisji energii przez Słońce. Ze względu na mimośrodowość orbity ziemskiej, odległość między Ziemią, a Słońcem ulega jednak cyklicznym zmianom w ciągu roku, co wpływa na natężenie promieniowania. Jego wartość wyznaczano na podstawie zależności przedstawionej w relacji (5.10) (Stanciu i Stanciu, 2011):

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left( 1 + 0,33 \cdot \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (5.10)$$

gdzie:

$G_{sc}$  – stała słoneczna, kW/m<sup>2</sup>.

Pozaziemskie promieniowanie poziome ( $G_o$ ), rozumiane jako ilość energii promieniowania słonecznego docierającego do poziomej powierzchni na granicy atmosfery, zostało określone na podstawie relacji przedstawionej w wyrażeniu (5.11) (HOMER Energy, 2025):

$$G_o = G_{on} \cdot \cos\theta_z \quad (5.11)$$

W celu dostosowania obliczeń do przyjętej rozdzielczości czasowej, formuła (5.11) została scałkowana w granicach pojedynczego kroku, co umożliwiło określenie średniej wartości pozaziemskiego promieniowania poziomego ( $\bar{G}_o$ ) dla analizowanego przedziału. Ostateczną postać tej zależności przedstawiono w równaniu (5.12) (HOMER Energy, 2025):

$$\bar{G}_o = \frac{12}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[ \cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot (\sin\omega_2 - \sin\omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \cdot \sin\varphi \cdot \sin\delta \right] \quad (5.12)$$

gdzie:

$\omega_1$  – kąt godzinowy na początku kroku czasowego, °;

$\omega_2$  – kąt godzinowy na końcu kroku czasowego, °.

Stosunek rzeczywistego promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi względem wartości promieniowania pozaziemskiego definiowano jako współczynnik

przejrzystości atmosfery. Wartość tego parametru wyznaczono na podstawie zależności przedstawionej w wyrażeniu (5.13) (Tripathy i in., 2017):

$$CI = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_0} \quad (5.13)$$

gdzie:

$\bar{G}$  – średnie globalne promieniowanie poziome na powierzchni Ziemi w iteracji  $ia$ , kW/m<sup>2</sup>.

Docierające do powierzchni Ziemi promieniowanie słoneczne sklasyfikowano na dwie główne składowe: promieniowanie bezpośrednie oraz promieniowanie rozproszone. Pierwsze z nich obejmuje tę część energii, która przenika przez atmosferę bez zmiany kierunku i pochodzi bezpośrednio z tarczy Słońca odpowiadając za powstawanie ostrych cieni. Z kolei komponent rozproszony obejmuje promieniowanie, którego kierunek uległ zmianie na skutek interakcji z cząstkami atmosferycznymi, co sprawia, że dociera ono do powierzchni terenu z wielu kierunków i nie powoduje cieniowania. Sumę obu tych składowych stanowi promieniowanie globalne, którego wartość określano za pomocą wyrażenia (5.14) (Shen i in., 2018):

$$\bar{G} = \bar{G}_b + \bar{G}_d \quad (5.14)$$

gdzie:

$\bar{G}_b$  – promieniowanie bezpośrednie, kW/m<sup>2</sup>;

$\bar{G}_d$  – promieniowanie dyfuzyjne, kW/m<sup>2</sup>.

Zgodnie z powszechnym podejściem w literaturze technicznej (Ilba, 2023; Pluta, 2013), dane pomiarowe dotyczące promieniowania słonecznego zazwyczaj obejmują wyłącznie wartości całkowitego promieniowania globalnego rejestrowanego na powierzchni poziomej, bez rozdzielenia na składowe bezpośrednią i rozproszoną. Uwzględnienie udziału tych komponentów jest jednak niezbędne w kontekście analizy warunków promieniowania na powierzchniach nachylonych, dla których kierunkowy rozkład promieniowania odgrywa istotną rolę. W celu oszacowania udziału promieniowania rozproszonego zastosowano korelację empiryczną opracowaną przez Erbs i in., 1982, przedstawioną w równaniach (5.15) i (5.16), która pozwala na określenie udziału składnika rozproszonego jako funkcji współczynnika przejrzystości atmosfery.

$$\frac{\bar{G}_d}{\bar{G}} = \begin{cases} 1.0 - 0,09 \cdot CI & \text{dla } CI \leq 0,22 \\ P(CI) & \text{dla } 0,22 < CI \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{dla } CI > 0,80 \end{cases} \quad (5.15)$$

$$P(CI) = 0,9511 - 0,1604 \cdot CI + 4,388 \cdot CI^2 + \\ + 16,638 \cdot CI^3 + 12,336 \cdot CI^4 \quad (5.16)$$

Na podstawie danych dla poszczególnych przedziałów czasowych obliczano współczynnik przejrzystości atmosfery wykorzystując do tego wartości globalnego promieniowania na powierzchnię poziomą, a następnie określano udział promieniowania rozproszonego. Składnik bezpośredni obliczano jako różnicę między wartością globalną, a rozproszoną. Całkowite promieniowanie docierające do nachylonej powierzchni modułów fotowoltaicznych wyznaczano z wykorzystaniem modelu HDKR, który uwzględniał trzy komponenty promieniowania rozproszonego: izotropowy (rozchodzący się równomiernie z całej półsfery nieba), okołosłoneczny (skoncentrowany w pobliżu kierunku promieniowania bezpośredniego) oraz przypowierzchniowy (związany z efektem rozjaśnienia w strefie horyzontu). Przed jego zastosowaniem niezbędne było wyznaczenie trzech współczynników korekcyjnych, których wartości obliczano osobno dla każdego przedziału czasowego. Zależności te przedstawiono w równaniach (5.17–5.19) (Chwieduk, 2009).

Współczynnik korekcji nachylenia ( $R_b$ ), określający stosunek promieniowania bezpośredniego docierającego do powierzchni nachylonej względem jego wartości na powierzchni poziomej, wyznaczono na podstawie zależności przedstawionej w równaniu (5.17) (Chwieduk, 2009):

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (5.17)$$

Wskaźnik anizotropii ( $A_i$ ), charakteryzujący stopień przenikalności atmosfery dla promieniowania bezpośredniego, obliczano zgodnie z relacją podaną w równaniu (5.18) (Chwieduk, 2009):

$$A_i = \frac{\bar{G}_b}{\bar{G}_o} \quad (5.18)$$

Współczynnik korygujący wpływ rozjaśnienia w strefie horyzontu ( $h_b$ ), wynikającego z podwyższonej intensywności promieniowania rozproszonego w obszarze przyhoryzontalnym względem pozostałych partii nieba, określano jako funkcję stopnia

zachmurzenia. Zależność opisującą tę wielkość przedstawiono w równaniu (5.19) (Chwieduk, 2009):

$$h_b = \sqrt{\frac{\bar{G}_b}{\bar{G}}} \quad (5.19)$$

Globalne promieniowanie docierające do nachylonej powierzchni modułów fotowoltaicznych wyznaczono zgodnie z modelem HDKR, którego pełną postać przedstawiono w równaniu (5.20) (Shukla i in., 2015):

$$GTI = (\bar{G}_b + \bar{G}_d \cdot A_i) \cdot R_b + \bar{G}_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \cdot \left[1 + f \sin^3 \cdot \left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + \bar{G}_{\rho g} \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (5.20)$$

gdzie:

$\rho g$  – współczynnik odbicia od podłoża (albedo), %.

Analiza sprawności modułów fotowoltaicznych wymagała uwzględnienia wpływu temperatury ogniwa na jego parametry elektryczne, ponieważ jej wzrost prowadzi do obniżenia napięcia pracy, a tym samym spadku efektywności przetwarzania energii. W ramach obliczeń temperatura ogniwa była wyznaczana indywidualnie dla każdego kroku czasowego  $ia$  na podstawie bilansu energetycznego modułu, przy założeniu równowagi między energią promieniowania pochłoniętą przez powierzchnię, mocą elektryczną generowaną przez system oraz stratami cieplnymi przekazywanymi do otoczenia. Ze względu na brak możliwości bezpośredniego pomiaru strumienia oddawanego ciepła, posłużono się wartością nominalnej temperatury pracy ogniwa (NOCT). Obliczenia temperatury rzeczywistej prowadzono w oparciu o zależność przedstawioną w równaniu (5.21) (Maatallah i in., 2011):

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \left(\frac{GTI}{GTI_{NOCT}}\right) \cdot \left[1 - \frac{\eta_{mp,STC}(1 - \Delta_P T_{c,STC})}{\tau \alpha_s}\right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \left(\frac{GTI}{GTI_{NOCT}}\right) \cdot \left(\frac{\Delta_P \eta_{mp,STC}}{\tau \alpha_s}\right)} \quad (5.21)$$

gdzie:

$T_c$  – temperatura ogniwa fotowoltaicznego, °C;

$T_a$  – temperatura otoczenia, °C;

$T_{c,NOCT}$  – temperatura ogniwa fotowoltaicznego przy warunkach NOCT, °C;

- $T_{a,NOCT}$  – temperatura otoczenia przy warunkach NOCT, °C;
- $GTI_{NOCT}$  – natężenie promieniowania słonecznego przy warunkach NOCT, kW/m<sup>2</sup>;
- $\eta_{mp,STC}$  – sprawność maksymalnego punktu mocy (MPPT) przy warunkach STC, %;
- $\Delta_P$  – współczynnik temperaturowy mocy, %/°C;
- $T_{c,STC}$  – temperatura ogniwa fotowoltaicznego przy warunkach STC, °C;
- $\tau$  – przepuszczalność słoneczna dowolnej osłony znajdującej się nad panelami fotowoltaicznymi, %;
- $\alpha_s$  – absorpcja słoneczna panelu fotowoltaicznego, %.

Moc wyjściową instalacji fotowoltaicznej ( $P_{PVia}$ ) określano w każdym kroku czasowym  $ia$ , uwzględniając wpływ natężenia promieniowania słonecznego, temperatury ogniwa oraz współczynnika strat systemowych, który kompensował m.in. straty wynikające z zabrudzenia, zacienienia, pokrywy śnieżnej, strat przesyłowych oraz degradacji komponentów. Obliczenia prowadzono na podstawie równania (5.22) (HOMER Energy, 2025):

$$P_{PVia} = P_{PV} \cdot DF_{PV} \cdot \left( \frac{GTI}{GTI_{STC}} \right) \cdot (1 + \Delta_P \cdot (T_c - T_{c,STC})) \quad (5.22)$$

gdzie:

- $P_{PV}$  – moc znamionowa elektrowni fotowoltaicznej, kW;
- $DF_{PV}$  – współczynnik redukcji mocy elektrowni fotowoltaicznej, %;
- $GTI_{STC}$  – natężenie promieniowania słonecznego przy warunkach STC, kW/m<sup>2</sup>.

#### 5.4.4 Elektrownia wiatrowa

Prędkość wiatru na wysokości osi wirnika turbiny w iteracji  $ia$  ( $U_{hub,ia}$ ) wyznaczano z wykorzystaniem logarytmicznego profilu prędkości wiatru, opisującego pionowy gradient w warstwie przyziemnej atmosfery. W każdym kroku czasowym uwzględniano wysokość anemometru, wysokość piasty oraz długość szorstkości aerodynamicznej podłoża, zgodnie z równaniem (5.23) (Chen i in., 2016):

$$U_{hub,ia} = U_{anem,ia} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{hub}}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{anem}}{h_0}\right)} \quad (5.23)$$

gdzie:

$U_{anem,ia}$  – prędkość wiatru zmierzona na wysokości anemometru w iteracji  $ia$ , m/s;

$h_{hub}$  – wysokość osi turbiny wiatrowej, m;

$h_{anem}$  – wysokość, na której znajduje się anemometr, m;

$h_0$  – długość szorstkości powierzchni, m.

Przyjęto, że znormalizowana moc generowana przez elektrownię wiatrową  $\%P_{WTmech,STPia}$  jest funkcją chwilowej prędkości wiatru na wysokości osi wirnika turbiny w danym kroku czasowym  $ia$ , w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia (HOMER Energy, 2025).

Uwzględniono wartości charakterystyczne turbiny wiatrowej: prędkość startową, prędkość znamionową oraz prędkość odcięcia. Dla prędkości wiatru poniżej wartości startowej oraz równej lub większej od wartości odcięcia turbina nie generuje energii elektrycznej. W zakresie między prędkością startową a znamionową moc turbiny wzrasta wraz z prędkością wiatru, aż do osiągnięcia wartości znamionowej. Powyżej prędkości znamionowej, aż do osiągnięcia prędkości odcięcia, turbina nie zwiększa generowanej mocy, co opisano równaniem (5.24) (Wankouo Ngouleu i in., 2023):

$$\%P_{WTmech,STPia} = \begin{cases} 0, & v_{ci} > U_{hub,ia} \vee U_{hub,ia} \geq v_{co} \\ f(U_{hub,ia}), & v_{ci} \leq U_{hub,ia} < v_{nom} \\ f(U_{hub,ia}), & v_{nom} \leq U_{hub,ia} < v_{co} \end{cases} \quad (5.24)$$

gdzie:

$v_{ci}$  – prędkość startowa turbiny wiatrowej, m/s;

$v_{nom}$  – prędkość znamionowa turbiny wiatrowej, m/s;

$v_{co}$  – prędkość odcięcia turbiny wiatrowej, m/s.

Dla uwzględnienia wpływu lokalnych warunków atmosferycznych na wydajność działania elektrowni wiatrowej zastosowano współczynnik korekcyjny odnoszący się do odchylenia rzeczywistej gęstości powietrza od wartości standardowej. Skorygowaną moc mechaniczną turbiny, oznaczoną jako  $P_{WTmech,ia}$ , określono na podstawie relacji przedstawionej w równaniu (5.25) (Roslan i in., 2024):

$$P_{WTmech,ia} = \left( \frac{\rho_{air,ia}}{\rho_{air,STP}} \right) \cdot \%P_{WTmech,STPia} \cdot P_{WT} \quad (5.25)$$

gdzie:

- $\rho_{air,ia}$  – rzeczywista gęstość powietrza w iteracji  $ia$ ,  $\text{kg/m}^3$ ;
- $\rho_{air,STP}$  – gęstość powietrza w warunkach standardowej temperatury i ciśnienia,  $\text{kg/m}^3$ ;
- $P_{WT}$  – moc znamionowa elektrowni wiatrowej, kW.

Straty eksploatacyjne, obejmujące m.in. ubytki mechaniczne oraz ograniczenia dostępności turbiny zostały uwzględnione za pomocą współczynnika strat ( $DF_{WT}$ ), którego wartość określano na podstawie zależności przedstawionej w równaniu (5.26) (HOMER Energy, 2025):

$$DF_{WT} = \prod_{j=1}^{n_s} \left( 1 - \frac{\%S_j}{100} \right) \quad (5.26)$$

gdzie:

- $\%S_j$  – procentowy udział  $j$ -tej straty, %;
- $n_s$  – liczba czynników strat, -.

Wartość wyjściowej mocy elektrowni wiatrowej ( $P_{WTia}$ ) przyjęto jako iloczyn mocy mechanicznej oraz współczynnika strat ( $DF_{WT}$ ), zgodnie z równaniem (5.27) (HOMER Energy, 2025):

$$P_{WTia} = P_{WTmech,ia} \cdot DF_{WT} \quad (5.27)$$

#### 5.4.5 Ogniwo paliwowe

Chwilową moc wyjściową ogniwa paliwowego ( $P_{FCia}$ ) wyrażono równaniem (5.28) (Ghenai i in., 2020):

$$P_{FCia} = \eta_{FC} \cdot mH_{2ia\_FC} \cdot HHV_{H_2} \quad (5.28)$$

gdzie:

- $\eta_{FC}$  – sprawność ogniwa paliwowego, %;
- $mH_{2ia\_FC}$  – strumień masowy wodoru pobranego przez ogniwo paliwowe w iteracji  $ia$ ,  $\text{kg/h}$ ;
- $HHV_{H_2}$  – górna wartość opałowa wodoru,  $\text{kWh/kg}$ .

### 5.4.6 Magazyn bateryjny

W ramach prowadzonych badań sprawność ładowania i rozładowywania magazynu bateryjnego określano równaniem (5.29) (Icaza-Alvarez i in., 2022):

$$\eta_{BATch} = \eta_{BATdis} = \sqrt{\eta_{batt,rt}} \quad (5.29)$$

gdzie:

- $\eta_{BATch}$  – sprawność ładowania magazynu bateryjnego, %;
- $\eta_{BATdis}$  – sprawność rozładowania magazynu bateryjnego, %;
- $\eta_{BATrt}$  – sprawność cyklu pracy magazynu bateryjnego, %.

Maksymalne natężenie prądu ładowania ( $I_{max\_ch,ia}$ ) w danym kroku czasowym określano jako wartość minimalną spośród dwóch ograniczeń: dopuszczalnej intensywności ładowania, wyrażonej iloczynem współczynnika maksymalnego tempa ładowania i niezapełnionej pojemności magazynu bateryjnego oraz granicznej wartości natężenia prądu ładowania. Zależność tę przedstawiono w równaniu (5.30) (HOMER Energy, 2025):

$$I_{max\_ch,ia} = \min \left( ch_{rate} \cdot Q_{BATnom} \cdot \left( \frac{SoC_{BATmax} - SoC_{BATia}}{100} \right), I_{limit,ch} \right) \quad (5.30)$$

gdzie:

- $ch_{rate}$  – maksymalne tempo ładowania magazynu bateryjnego, A/Ah;
- $Q_{BATnom}$  – nominalna pojemność elektryczna magazynu bateryjnego, Ah;
- $SoC_{BATmax}$  – maksymalny stopień naładowania magazynu bateryjnego, %;
- $SoC_{BATia}$  – stopień naładowania magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , %;
- $I_{limit,ch}$  – maksymalne natężenie prądu ładowania magazynu bateryjnego, A.

Z kolei maksymalne natężenie prądu rozładowania ( $I_{max\_dis,ia}$ ) w danym kroku czasowym  $ia$  przyjęto zgodnie z równaniem (5.31) (HOMER Energy, 2025):

$$I_{max\_dis,ia} = \min \left( dis_{rate} \cdot Q_{BATnom} \cdot \left( \frac{SoC_{BATia} - SoC_{BATmin}}{100} \right), I_{limit,dis} \right) \quad (5.31)$$

gdzie:

- $dis_{rate}$  – maksymalne tempo rozładowania magazynu bateryjnego, A/Ah;
- $Q_{BATnom}$  – nominalna pojemność elektryczna magazynu bateryjnego, Ah;
- $SoC_{BATmin}$  – minimalny stopień naładowania magazynu bateryjnego, %,

- $SoC_{BATia}$  – stopień naładowania magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , %;
- $I_{limit,dis}$  – maksymalne natężenie prądu rozładowywania magazynu bateryjnego, A.

Pojemność użyteczną magazynu bateryjnego ( $Cap_{BATuse}$ ) określano w oparciu o wartości graniczne, tj. minimalną pojemność techniczną oraz maksymalną pojemność znamionową, zgodnie z zależnością (5.32). Minimalna dostępna pojemność magazynu bateryjnego, poniżej której dalsze rozładowywanie jest niepożądane, zdefiniowano jako część pojemności znamionowej z uwzględnieniem dopuszczalnej głębokości rozładowania, zgodnie z równaniem (5.33) (Oyewole i in., 2024a):

$$Cap_{BATmin} \leq Cap_{BATuse} \leq Cap_{BATmax} \quad (5.32)$$

$$Cap_{BATmin} = \left(1 - \frac{DoD\_BAT}{100}\right) \cdot Cap_{BATmax} \quad (5.33)$$

gdzie:

- $Cap_{BATmin}$  – minimalna pojemność magazynu bateryjnego, kWh;
- $Cap_{BATmax}$  – maksymalna pojemność magazynu bateryjnego, kWh;
- $DoD\_BAT$  – głębokość rozładowywania magazynu bateryjnego, %.

Dostępną energię w magazynie bateryjnym w iteracji  $ia$  ( $Cap_{BATuse,ia}$ ) wyznaczono na podstawie równania bilansowego, które uwzględnia stan naładowania magazynu w poprzednim kroku czasowym oraz wolumen energii wprowadzonej i pobranej w danej iteracji  $ia$ . Zależność tę przedstawiono w równaniu (5.34) (Oyewole i in., 2024b):

$$Cap_{BATuse,ia} = Cap_{BATuse,ia-1} + E_{BATin,ia} - E_{BATout,ia} \quad (5.34)$$

gdzie:

- $E_{BATin,ia}$  – energia elektryczna dostarczona do magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{BATout,ia}$  – energia elektryczna pobrana z magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , kWh;

#### 5.4.7 Elektrolizer

Strumień masowy wodoru wytworzonego przez elektrolizer w iteracji  $ia$  ( $mH_{2ia}$ ) wyznaczono na podstawie zależności (5.35) (Park i in., 2023):

$$mH_{2ia} = \frac{EZ_P \cdot \eta_{EZ}}{HHV, H_2} \quad (5.35)$$

gdzie:

$\eta_{EZ}$  – sprawność elektrolizera, %;

$EZ_p$  – moc wejściowa dostarczona do elektrolizera, kW.

Wodór opuszcza elektrolizer pod niskim ciśnieniem, co ogranicza możliwości jego bezpośredniego zastosowania i magazynowania. W celu zwiększenia użyteczności operacyjnej gazu, konieczne jest poddanie go procesowi sprężania do wartości ciśnienia wymaganych w procesie magazynowania. W literaturze technicznej dostępne są różne podejścia umożliwiające oszacowanie zapotrzebowania energetycznego tego procesu. W niniejszej analizie wykorzystano model zaproponowany przez Speckmann i in., 2020, w którym zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę zostało określone na podstawie zależności przedstawionych w równaniach (5.36–5.38). W modelu obliczeniowym energię potrzebną do sprężania wodoru włączono do całkowitego bilansu energetycznego elektrolizera, a koszty zakupu i wymiany sprężarki uwzględniono w łącznych nakładach inwestycyjnych i operacyjnych tej jednostki.

W podejściu ( $E, H_{2\_comp1}$ ) zużycie energii elektrycznej do sprężania wodoru oszacowano na podstawie uproszczonego modelu empirycznego, uwzględniającego logarytmiczny stosunek ciśnienia końcowego do początkowego, zgodnie z równaniem (5.36) (Speckmann i in., 2020):

$$E, H_{2\_comp1} = 1.2 \cdot \log\left(\frac{p_u}{p_l}\right) \quad (5.36)$$

gdzie:

$p_u$  – ciśnienie końcowe, bar;

$p_l$  – ciśnienie początkowe, bar.

W alternatywnym podejściu ( $E, H_{2\_comp2}$ ) przyjęto, że właściwości wodoru odpowiadają założeniom modelu gazu doskonałego, a zużycie energii do jego sprężania obliczono zgodnie z wyrażeniem (5.37) (Speckmann i in., 2020):

$$E, H_{2\_comp2} = R_{H_2} \cdot T_{EZ} \cdot \ln\left(\frac{p_u}{p_l}\right) \quad (5.37)$$

gdzie:

$R_{H_2}$  – stała gazowa dla wodoru, kJ/(kg·K);

$T_{EZ}$  – temperatura pracy elektrolizera, K.

Ostatecznie, do dalszych obliczeń przyjęto średnią arytmetyczną z obydwu podejść ( $E, H_{2,comp}$ ), jak przedstawiono w równaniu (5.38) (Speckmann i in., 2020):

$$E, H_{2,comp} = \frac{E, H_{2,comp\_1} + E, H_{2,comp\_2}}{2} \quad (5.38)$$

W procesie elektrolizy część dostarczonej energii elektrycznej ulega przemianie w ciepło odpadowe, które stanowi istotne źródło strat energetycznych. Integracja układu odzysku ciepła pozwala na jego efektywne zagospodarowanie, prowadząc do wzrostu całkowitej sprawności systemu. Zgodnie z wynikami badań (van der Roest i in., 2023) zastosowanie odzysku ciepła w elektrolizerze PEM może zwiększyć sprawność ogólną instalacji nawet o 14–15%. Dobór znamionowej mocy wymiennika ciepła ( $P_{HE}$ ) względem mocy elektrycznej elektrolizera opisano równaniem (5.39) (van der Roest i in., 2023):

$$P_{HE} = P_{EZ} \cdot \frac{\Delta\eta_{EZ}}{\eta_{HE}} \quad (5.39)$$

gdzie:

- $\Delta\eta_{EZ}$  – wzrost całkowitej sprawności elektrolizera, %;
- $\eta_{HE}$  – sprawność wymiennika ciepła, %;
- $P_{EZ}$  – moc znamionowa elektrolizera, kW.

Koszt zakupu wymiennika ciepła ( $CAPEX_{HE}$ ) został ujęty w nakładach inwestycyjnych elektrolizera. Wartość  $CAPEX$ , wyrażoną w euro, oszacowano na podstawie następującej zależności (5.40) (van der Roest i in., 2023):

$$CAPEX_{HE} = 1500 \cdot \sqrt{P_{HE}} \quad (5.40)$$

#### 5.4.8 Zbiornik wodoru

Pojemność użyteczną zbiornika wodoru ( $CapH_2T_{use}$ ) określano w granicach od minimalnej pojemności technicznej do maksymalnej pojemności znamionowej, zgodnie z zależnością (5.41). Minimalną dostępną pojemność zbiornika poniżej której dalsze rozładowywanie jest niepożądane, wyznaczono jako część pojemności znamionowej, z uwzględnieniem dopuszczalnej głębokości opróżniania, zgodnie z równaniem (5.42) (Samy i in., 2021):

$$CapH_2T_{min} \leq CapH_2T_{use} \leq CapH_2T_{max} \quad (5.41)$$

$$CapH_2T_{min} = \left(1 - \frac{DoD_{H_2T}}{100}\right) \cdot CapH_2T_{max} \quad (5.42)$$

gdzie:

- $CapH_2T_{min}$  – minimalna pojemność zbiornika wodoru, kWh;
- $CapH_2T_{max}$  – maksymalna pojemność zbiornika wodoru, kWh;
- $DoD_{H_2T}$  – głębokość opróżniania zbiornika wodoru, %.

Ilość dostępnego wodoru w iteracji  $ia$  ( $CapH_2T_{use,ia}$ ) odwzorowano za pomocą równania bilansowego, uwzględniającego stan napełnienia zbiornika w poprzednim kroku czasowym, wolumen wodoru wyprodukowanego przez elektrolizer i pobranego przez ogniwo paliwowe oraz ilość wodoru przekazanego na potrzeby pokrycia zapotrzebowania kontraktowego w danej iteracji  $ia$ . Zależność tę przedstawiono w równaniu (5.43) (Yan i in., 2024b):

$$CapH_2T_{use,ia} = CapH_2T_{use,ia-1} + mH_{2,ia} - mH_{2,ia\_FC} - L, H_{2ia} \quad (5.43)$$

gdzie:

- $L, H_{2ia}$  – pobór wodoru na cele kontraktowe w iteracji  $ia$ , kg.

#### 5.4.9 Konwerter

Moc wyjściową konwertera w poszczególnych trybach pracy wyznaczono zgodnie z równaniami (5.44) i (5.45) (Fendzi Mbasso i in., 2023):

$$P_{out\_AC,inv} = P_{in\_DC,inv} \cdot \eta_{inv} \quad (5.44)$$

$$P_{out\_DC,rect} = P_{in\_AC,rect} \cdot \eta_{rect} \quad (5.45)$$

gdzie:

- $P_{out\_AC,inv}$  – moc wyjściowa falownika, kW;
- $P_{out\_DC,rect}$  – moc wyjściowa prostownika, kW;
- $P_{in\_DC,inv}$  – moc wejściowa falownika, kW;
- $P_{in\_AC,rect}$  – moc wejściowa prostownika, kW;
- $\eta_{inv}$  – sprawność falownika, %;
- $\eta_{rect}$  – sprawność prostownika, %.

### 5.5 Parametry operacyjne systemu energetycznego

Przyjęto trzy współczynniki ilościowe odzwierciedlające skalę nadwyżek energii elektrycznej w systemie. Współczynnik  $\%E_{EXC}$  określał całkowitą nadwyżkę

względem zapotrzebowania bazowego. Współczynnik  $\%E_{EXC,BAT}$  uwzględniał zdolność akumulacyjną magazynu bateryjnego, natomiast współczynnik  $\%E_{EXC,BAT,EZ}$ , dodatkowo pomniejszał uzyskaną wartość o energię zużytą przez elektrolizery. Wartości tych współczynników określano zgodnie z równaniami (5.46–5.48):

$$\%E_{EXC} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \max(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.46)$$

$$\%E_{EXC,BAT} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \max(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia} - E_{BATin,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.47)$$

$$\%E_{EXC,BAT,EZ} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \max(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia} - E_{BATin,ia} - E_{EZ,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 = \%E_{EXClost} \quad (5.48)$$

gdzie:

- $E_{PVia}$  – wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownię fotowoltaiczną w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{WTia}$  – wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownię wiatrową w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{HYDia}$  – wolumen energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownię wodną w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{Lbase,ia}$  – bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{BATin,ia}$  – energia elektryczna dostarczona do magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , kWh;
- $E_{EZ,ia}$  – energia elektryczna pobrana przez elektrolizery w iteracji  $ia$ , kWh;
- $L_{ia}$  – całkowita liczba iteracji algorytmu, -.

Zgodnie z analogicznym podejściem, w przypadku występowania niedoborów energii zastosowano zestaw współczynników określających skalę niepokrytego zapotrzebowania energetycznego. Wartość współczynnika  $E_{UNM}$  przedstawiała całkowitą ilość niedoborów energii elektrycznej w systemie. Współczynnik  $E_{UNM,BAT}$  uwzględniał stopień pokrycia deficytu energią elektryczną pozyskaną z magazynów bateryjnych, natomiast współczynnik  $E_{UNM,BAT,FC}$  dodatkowo uwzględniał energię elektryczną

dostarczoną przez ogniwo paliwowe. Obliczenia wartości tych współczynników prowadzono na podstawie równań (5.49–5.51):

$$\%E_{UNM} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \min(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.49)$$

$$\%E_{UNM,BAT} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \min(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia} + E_{BATout,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.50)$$

$$\%E_{UNM,BAT,FC} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \min(0, E_{PVia} + E_{WTia} + E_{HYDia} - E_{Lbase,ia} + E_{BATout,ia} + E_{FCia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} E_{Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.51)$$

gdzie:

$E_{BATout,ia}$  – energia elektryczna pobrana z magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , kWh;

$E_{FCia}$  – wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez ogniwo paliwowe w iteracji  $ia$ , kWh.

Konfiguracje zaliczane do grupy A, zgodnie z przyjętym profilem pracy systemu, zapewniały jednoczesne pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną i wodór. Współczynniki nadmiaru ( $\%H_{2EXC}$ ) oraz niedoboru ( $\%H_{2UNM}$ ) wodoru, odniesione do wartości docelowych, wyznaczono na podstawie wzorów 5.52 i 5.53:

$$\%H_{2EXC} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} H_{2EXC,ia}}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} H_{2,Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.52)$$

$$\%H_{2UNM} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} H_{2UNM,ia}}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} H_{2,Lbase,ia}} \cdot 100 \quad (5.53)$$

gdzie:

$H_{2EXC,ia}$  – nadwyżka wodoru względem zapotrzebowania kontraktowego w iteracji  $ia$ , kg;

$H_{2UNM,ia}$  – niedobór wodoru względem zapotrzebowania kontraktowego w iteracji  $ia$ , kg;

$H_{2,Lbase,ia}$  – bazowe dzienne zapotrzebowanie kontraktowe na wodór w iteracji  $ia$ , kg;

W procesie elektrolizy wodór stanowił podstawowy produkt konwersji energii elektrycznej w energię chemiczną, natomiast ciepło generowane było jako rezultat strat energetycznych w systemie. Wolumen odzyskanego ciepła w pojedynczej iteracji  $ia$  ( $Eth_{ia}$ ), w sezonie grzewczym ( $Eth_g$ ) oraz poza sezonem grzewczym ( $Eth_{ng}$ ) określano na podstawie równań (5.54–5.56). W celu identyfikacji sezonu grzewczego zastosowano współczynnik wskaźnikowy  $\vartheta_g(i)$ , określony relacją 5.57:

$$Eth_{ia} = \sum_{i=1}^{J_{EZ}} \left( \frac{P_{EZ,j,ia} \cdot \Delta\eta_{EZ} \cdot t_{ia}}{6000} \right) \quad (5.54)$$

$$Eth_g = \sum_{i=1}^{L_{ia}} (Eth_{ia} \cdot \vartheta_g(i)) \quad (5.55)$$

$$Eth_{ng} = \sum_{i=1}^{L_{ia}} (Eth_{ia} \cdot (1 - \vartheta_g(i))) \quad (5.56)$$

$$\vartheta_g(i) = \begin{cases} 1 & \text{– jeśli iteracja } ia \text{ przypada w sezonie grzewczym} \\ 0 & \text{– w przeciwnym razie} \end{cases} \quad (5.57)$$

gdzie:

$J_{EZ}$  – całkowita liczba elektrolizerów, -;

$P_{EZ,j,ia}$  – moc pojedynczego elektrolizera w iteracji  $ia$ , kWh.

Analizę odzysku ciepła uzupełniono oceną intensywności wykorzystania mocy elektrolizerów w poszczególnych wariantach oraz sezonach rocznych. Współczynnik obciążenia elektrolizera ( $CF_{EZ}$ ) określano jako proporcję między odnotowanym zużyciem energii elektrycznej przez elektrolizer a teoretycznym zużyciem energii, zakładającym jego nieprzerwaną pracę z maksymalną mocą w analizowanym przedziale czasowym  $T$ , zgodnie z równaniem (5.58):

$$CF_{EZ} = \frac{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \sum_{j=1}^{J_{EZ}} (P_{EZ,j,ia})}{\sum_{i=1}^{L_{ia}} \sum_{j=1}^{J_{EZ}} (P_{EZ,j})} \cdot 100 \quad (5.58)$$

gdzie:

$P_{EZ,j}$  – moc znamionowa pojedynczego elektrolizera, kWh.

Zmienność chwilowa wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnej, fotowoltaicznej i wiatrowej, po uwzględnieniu pokrycia bazowego zapotrzebowania,

opisano za pomocą przyjętego współczynnika  $\Delta E_{SYSTbase,ia}$ , a jego wartość obliczano wykorzystując zależność (5.59):

$$\Delta E_{SYSTbase,ia} = E_{HYDia} + E_{PVia} + E_{WTia} - E_{Lbase,ia} \quad (5.59)$$

Zbiór wartości opisujących bilans pomiędzy generacją ze źródeł odnawialnych a bazowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w przyjętych przedziałach czasowych  $t$  wyznaczano zgodnie z równaniem (5.60):

$$\Sigma E_{SYSTbase,t} = \sum_{jt=1}^{nt} \Delta E_{SYSTbase,(jt+nr)} \quad (5.60)$$

$$nr = 0,1, \dots, nr, \quad nr = L_{ia} - nt + 1, \quad nt = \frac{t}{t_{ia}}$$

gdzie:

- $nt$  – liczba iteracji  $ia$  w okresie  $t$ , -;
- $nr$  – liczba możliwych przesunięć okresu  $t$ , -;
- $t_{ia}$  – krok czasowy danych wejściowych określający częstotliwość zapisu, min, -;
- $t$  – długość rozpatrywanego okresu czasowego, min, -.

## 5.6 Efektywność finansowa inwestycji

Wskaźnik wartości bieżącej netto ( $NPV$ ) posłużył do oceny zdyskontowanego zysku generowanego przez inwestycję na przestrzeni całego okresu eksploatacji autonomicznego systemu energetycznego (Rostami i in., 2024). Wartość  $NPV$  określano na podstawie zależności matematycznej przedstawionej w równaniu (5.61):

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} - CAPEX \quad (5.61)$$

gdzie:

- $C_t$  – przepływy pieniężne w okresie  $t$ , zł;
- $i$  – rzeczywista stopa dyskontowa, %;
- $T$  – całkowity okres eksploatacji analizowanego systemu, -;
- $CAPEX$  – początkowe nakłady inwestycyjne, zł.

Przepływy pieniężne  $C_t$ , wyrażone w równaniu (5.62), zdefiniowano jako różnicę pomiędzy przychodami generowanymi przez system, a kosztami jego funkcjonowania w analizowanym okresie  $t$  (Ogarek i in., 2025):

$$C_t = C_{H_2} \cdot Q_{H_2,t} + C_{H_{2EXC}} \cdot Q_{H_{2EXC},t} + C_{E} \cdot Q_{E,t} + C_{Eth} \cdot Q_{Eth,t} - OPEX_t - RC_t - H_{2UNM,t} \cdot k_{H_2} \quad (5.62)$$

gdzie:

- $C_{H_2}$  – cena sprzedaży wodoru, zł/kg;
- $QH_{2,t}$  – wolumen wodoru sprzedanego w okresie  $t$ , kg;
- $C_{H_{2EXC}}$  – cena sprzedaży nadwyżek wodoru, zł/kg;
- $QH_{2EXC,t}$  – wolumen nadwyżek wodoru sprzedanego w okresie  $t$ , kg;
- $C_E$  – cena sprzedaży energii elektrycznej, zł/kWh;
- $QE_t$  – wolumen energii elektrycznej sprzedanej w okresie  $t$ , kWh;
- $C_{Eth}$  – cena sprzedaży ciepła, zł/kWh;
- $QEth_t$  – wolumen ciepła sprzedanego w okresie  $t$ , kWh;
- $OPEX_t$  – koszty operacyjne wszystkich komponentów systemu w okresie  $t$ , zł;
- $RC_t$  – koszty wymiany komponentów w okresie  $t$ , zł;
- $H_{2UNM,t}$  – ilość niedoborów wodoru w okresie  $t$ , w stosunku do ilości przewidzianej w kontrakcie, kg;
- $k_{H_2}$  – jednostkowa kara finansowa za niedostarczanie wodoru, zł/kg.

Rzeczywistą stopę dyskontową ( $i$ ), przyjęto na podstawie zależności pomiędzy nominalną stopą dyskontową, odzwierciedlającą koszt pozyskania kapitału, a oczekiwaną stopą inflacji, zgodnie z zależnością (5.63) (Steffen, 2020):

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (5.63)$$

gdzie:

- $i'$  – nominalna stopa dyskontowa, %;
- $f$  – oczekiwana stopa inflacji, %.

Założono, że całkowity koszt operacyjny wszystkich komponentów systemu ( $OPEX_T$ ) obejmuje wydatki związane z ich eksploatacją i konserwacją w pełnym okresie użytkowania analizowanego systemu ( $T$ ). Wydatki te ujmowano w ujęciu rocznym, co odpowiada standardowej praktyce inżynierskiej. Wyjątek stanowiło ogniwo paliwowe,

dla którego wartość eksploatacyjną określano na podstawie stawki godzinowej, zgodnie z podejściem prezentowanym w literaturze przedmiotu (Al Saadi i Gosh, 2024). Roczna wartość dla tego komponentu była wyznaczana jako iloczyn stawki jednostkowej oraz liczby godzin pracy w danym roku. Zależność służącą do wyznaczenia wartości  $OPEX_T$  przedstawiono w równaniu (5.64) (Ogarek i in., 2025):

$$OPEX_T = \sum_{j=1}^J \left( \sum_{t=1}^T OPEX_{j,t} \right) \quad (5.64)$$

gdzie:

- $J$  – liczba komponentów w systemie, -;
- $OPEX_{j,t}$  – koszty operacyjne  $j$ -tego komponentu w okresie  $t$ , zł.

Całkowity koszt wymiany ( $RC_T$ ) zdefiniowano jako sumę nakładów związanych z koniecznością zastępowania poszczególnych komponentów w całym okresie eksploatacji systemu ( $T$ ). Wartość ta odnosi się do wydatków ponoszonych w momencie, gdy dany element osiąga kres swojej żywotności technicznej. Wielkość kosztu określano jako sumę zdyskontowanych nakładów jednostkowych przypisanych do poszczególnych komponentów, z uwzględnieniem ich indywidualnych cykli eksploatacyjnych. Odpowiadającą temu formułę obliczeniową przedstawiono w równaniu (5.65) (Ogarek i in., 2025):

$$RC_T = \sum_{j=1}^J CAPEX_j \cdot RC_j \cdot \left[ \frac{T}{l_j} \right] \quad (5.65)$$

gdzie:

- $CAPEX_j$  – początkowe nakłady inwestycyjne  $j$ -tego komponentu, zł;
- $RC_j$  – koszt wymiany  $j$ -tego komponentu, %CAPEX;
- $l_j$  – żywotność  $j$ -tego komponentu, -.

Całkowite zyski generowane przez system w całym okresie jego eksploatacji ( $R, T$ ) zdefiniowano jako sumę przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej, wodoru oraz odzyskanego ciepła odpadowego, zdyskontowanych do wartości bieżącej. Przyjęte podejście przedstawiono w równaniu (5.66) (HOMER Energy, 2025):

$$R, T = \sum_{t=1}^T \frac{E_{sell,t} + H_{2sell,t} + H_{2EXCsell,t} + Eth_{sell,t}}{(1+i)^t} \quad (5.66)$$

gdzie:

$E_{sell,t}$  – zyski ze sprzedaży energii elektrycznej w okresie  $t$ , zł;

$H_{2sell,t}$  – zyski ze sprzedaży wodoru w okresie  $t$ , zł;

$H_{2EXCsell,t}$  – zyski ze sprzedaży nadwyżek wodoru w okresie  $t$ , zł;

$E_{thsell,t}$  – zyski ze sprzedaży odzyskanego ciepła odpadowego w okresie  $t$ , zł.

W analogiczny sposób określano całkowite koszty funkcjonowania systemu ( $C, T$ ), rozumiane jako suma wszystkich wydatków ponoszonych w całym okresie eksploatacji. Uwzględniono w nich: nakłady inwestycyjne, roczne koszty operacyjne, koszty wymiany urządzeń, oraz koszty związane z niewywiązaniem się z wymaganego wolumenu dostaw wodoru. Wszystkie składniki zostały sprowadzone do wartości bieżącej zgodnie z formułą (5.67) (HOMER Energy, 2025):

$$C, T = CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t + RC_t + kH_{2UNM,t}}{(1+i)^t} \quad (5.67)$$

gdzie:

$kH_{2UNM,t}$  – kara finansowa za niedostarczanie wodoru w okresie  $t$ , zł.

Ocena efektywności finansowej wariantów konfiguracji autonomicznego systemu energetycznego obejmowała również wskaźnik jednostkowego kosztu wytworzenia energii ( $LCOE$ ), który odzwierciedla średni koszt uzyskania jednostki energii końcowej, dostarczanej w postaci energii elektrycznej, wodoru oraz ciepła w pełnym cyklu życia systemu. Wyrażenie matematyczne opisujące ten parametr przedstawiono w równaniu (5.68) (Nasser i in., 2022):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t + RC_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{SYST,t} + H_{2,SYSTeq,t} + E_{thSYSTeq,t}}{(1+i)^t}} \quad (5.68)$$

gdzie:

$OPEX_t$  – koszty operacyjne systemu, w okresie  $t$ , zł;

$RC_t$  – koszty wymiany komponentów, w okresie  $t$ , zł;

$E_{SYST,t}$  – całkowity wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez system, w okresie  $t$ , kWh;

$H_{2,SYSTEq,t}$  – ekwiwalent całkowitego wolumenu wodoru wyprodukowanego przez system, wyrażony w postaci energii elektrycznej, w okresie  $t$ , kWh;

$E_{th,SYSTEq,t}$  – ekwiwalent całkowitego wolumenu ciepła odzyskanego przez system, wyrażony w postaci energii elektrycznej, w okresie  $t$ , kWh.

Komplementarnym elementem oceny opłacalności inwestycji był prosty okres zwrotu ( $PBP$ ). Wskaźnik ten określał liczbę lat, po których zdyskontowane saldo przepływów finansowych zrównuje się z wartością początkowych nakładów inwestycyjnych. Odpowiadające temu wyrażenie matematyczne zamieszczono w równaniu (5.69) (Liu, 2014):

$$PBP = X + \frac{Y}{Z} \quad (5.69)$$

gdzie:

$X$  – ostatni rok z ujemnym zdyskontowanym saldem przepływów finansowych, -;

$Y$  – wartość bezwzględna zdyskontowanego salda przepływów finansowych na koniec roku  $X$ , -;

$Z$  – zdyskontowane saldo przepływów finansowych w roku następującym po  $X$ , -.

## 5.7 Analiza środowiskowa

W celu określenia środowiskowych korzyści wynikających z lokalnej produkcji energii elektrycznej oszacowano wolumen emisji unikniętych w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym opartym na energii pochodzącej z krajowej sieci elektroenergetycznej. Wielkość emisji unikniętych w pokrywaniu bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną w całym okresie eksploatacji systemu energetycznego ( $M, E_{j,T}$ ) wyznaczono zgodnie z wyrażeniem (5.70) (KOBiZE, 2024):

$$M, E_{j,T} = \frac{E_{sub,T} \cdot \varepsilon_{E,j}}{1000} \quad (5.70)$$

gdzie:

$E_{sub,T}$  – ilość energii elektrycznej zastąpionej lokalnie w okresie  $T$ , MWh;

$\varepsilon_{E,j}$  – wskaźnik emisji zanieczyszczenia  $j$  przypisany do energii elektrycznej, kg/MWh.

Oceniono również efekt środowiskowy wynikający z wykorzystania ciepła odpadowego generowanego podczas pracy elektrolizerów. Przyjęto, że w sezonie grzewczym możliwe jest jego pełne lokalne zagospodarowanie, zastępujące w równoważny sposób ciepło z konwencjonalnych źródeł. Wielkość emisji unikniętych w wyniku odzysku ciepła w całym okresie eksploatacji systemu ( $M, Eth_{j,T}$ ) obliczono zgodnie z równaniem (5.71) (KOBiZE, 2024):

$$M, Eth_{j,T} = \frac{Eth_{sub,T} \cdot \varepsilon_{Eth,j}}{1000} \quad (5.71)$$

gdzie:

$Eth_{sub,T}$  – ilość ciepła zastąpionego lokalnie w okresie  $T$ , MWh;  
 $\varepsilon_{Eth,j}$  – wskaźnik emisji zanieczyszczenia  $j$  przypisany do ciepła, kg/MWh.

Zwiększona emisja gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń stanowi obecnie istotne wyzwanie środowiskowe (Marko i in., 2021b). W dokumencie *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu* (Komisja Europejska, 2020) wodor został uznany za istotny nośnik energii w sektorach trudnych do elektryfikacji, w tym w transporcie drogowym. *Polska Strategia Wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku* zakłada jego wykorzystanie jako paliwa alternatywnego w transporcie (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021). Potencjał tego rozwiązania w ograniczaniu emisji oceniono na przykładzie zastosowania w transporcie publicznym. Całkowitą emisję unikniętą, wynikającą z zastąpienia paliwa referencyjnego (energii elektrycznej  $BEV_{M,H_2,j,T}$  lub oleju napędowego  $ICE-D_{M,H_2,j,T}$ ) wodorem, określono na podstawie łącznej masy wodoru sprzedanego w całym okresie eksploatacji systemu oraz jednostkowej emisyjności porównywanych technologii napędowych, zgodnie z równaniami (5.72) i (5.73) (Lubecki i in., 2023):

$$BEV_{M,H_2,j,T} = \frac{QH_{2,T} \cdot BEV_{\varepsilon_{E,j}}}{E, FCEV \cdot 1000} \quad (5.72)$$

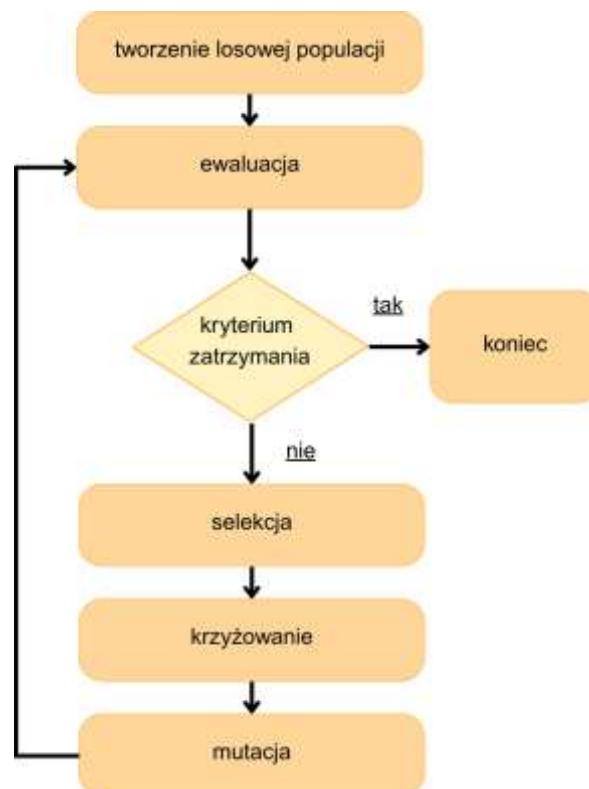
$$ICE-D_{M,H_2,j,T} = \frac{QH_{2,T} \cdot ICE-D_{\varepsilon_{ON,j}}}{E, FCEV \cdot 1000} \quad (5.73)$$

gdzie:

- $QH_{2,T}$  – ilość wodoru sprzedana w okresie  $T$ , kg;
- $BEV_{\epsilon E,j}$  – wskaźnik emisji zanieczyszczenia  $j$  przypisany do pojazdu elektrycznego, kg/100km;
- $ICE-D_{\epsilon ON,j}$  – wskaźnik emisji zanieczyszczenia  $j$  przypisany do pojazdu z silnikiem Diesla, kg/100 km;
- $E,FCEV$  – jednostkowe zużycie wodoru przez pojazd, kg/100 km.

## 5.8 Algorytmy genetyczne

Wyznaczanie globalnie optymalnych rozwiązań w rozpatrywanym systemie energetycznym przeprowadzono z wykorzystaniem algorytmów genetycznych (AG), które stanowią metodę optymalizacji inspirowaną mechanizmami ewolucji biologicznej oraz zasadą doboru naturalnego (Zhang i in., 2020b). Ich działanie opiera się na operacjach (rys. 5.5) krzyżowania, mutacji oraz selekcji osobników, których celem jest sukcesywne udoskonalanie rozwiązań w kolejnych iteracjach algorytmu (Shi i in., 2025).



Rys. 5.5. Schemat działania algorytmu genetycznego, na podstawie (Toughzaoui i in., 2024).

W literaturze przedmiotu udokumentowano szereg zastosowań algorytmów genetycznych w projektowaniu i optymalizacji systemów energetycznych opartych na odnawialnych źródłach energii. Lazzari i in. (2023) wykorzystali AG do optymalizacji planowania i operacyjnego zarządzania wspólnotami energetycznymi, uzyskując

poprawę zarówno pod względem efektywności energetycznej, jak i finansowej. Toughzaoui i in. (2024) zastosowali algorytmy genetyczne do doboru parametrów hybrydowego systemu z ogniwem paliwowym i magazynem wodoru w warunkach pracy odpowiadających profilowi zużycia energii w szpitalu, dowodząc ich skuteczność w zapewnieniu ciągłości zasilania. Torkan i in. (2022) zaproponowali podejście wykorzystujące AG w zarządzaniu mikrosieciami z udziałem elektrowni fotowoltaicznej, magazynu bateryjnego i systemów odpowiedzi popytowej, uwzględniając wpływ niepewności produkcji OZE. Z kolei Ganjehkaviri i in. (2017) skoncentrowali się na aspektach obliczeniowych, potwierdzając przydatność AG w rozwiązywaniu złożonych problemów wielokryterialnych w systemach energetycznych, z wysoką dokładnością i skutecznością. Wyniki tych badań jednoznacznie potwierdzają zasadność stosowania algorytmów genetycznych w optymalizacji autonomicznych systemów energetycznych. Do głównych zalet AG należy zaliczyć zdolność do identyfikacji optimum w przypadku funkcji celu o charakterze nieliniowym i wielokryterialnym, co czyni je szczególnie przydatnymi w zadaniach charakteryzujących się wysokim stopniem złożoności decyzyjnej (Zhou i in., 2024).

Proces optymalizacji z wykorzystaniem AG rozpoczyna się od inicjalizacji populacji w pierwszym pokoleniu, polegającej na losowym wygenerowaniu zbioru kandydatów na rozwiązania, z których każdy reprezentowany jest w postaci chromosomu. Populacja to zbiór wszystkich aktualnie rozważanych osobników (rozwiązań) (Gómez i in. 2023). Osobnik to pojedynczy kandydat rozwiązania, który jest opisany przez chromosom, tj. strukturę danych zawierającą ciąg elementów zwanych genami. Każdy gen reprezentuje konkretną wartość lub cechę parametru problemu optymalizacyjnego (Mc Call, 2005).

Ocena jakości poszczególnych rozwiązań odbywa się na podstawie zdefiniowanej funkcji celu, której wartość odzwierciedla stopień dopasowania danego osobnika do wymagań optymalizacyjnych. W przypadku optymalizacji maksymalizacyjnej, wyższa wartość funkcji wskazuje na wyższy stopień dopasowania rozwiązania do celu optymalizacji. Z kolei w przypadku optymalizacji minimalizacyjnej, dąży się do znalezienia rozwiązania, dla którego wartość funkcji celu jest jak najniższa (Gómez i in. 2023).

W etapie selekcji wybierane są najlepiej dopasowane chromosomy, cechujące się najwyższą wartością funkcji celu. Proces ten może być realizowany różnymi metodami, takimi jak selekcja rankingowa, ruletkowa czy turniejowa (Pandey, 2016). Dla przykładu,

selekcja turniejowa polega na losowym tworzeniu grup osobników i wybieraniu najlepszego z każdej grupy, przy czym liczba uczestników jednego turnieju może być ustalana w zależności od założeń algorytmu (Konak i in., 2006).

Następnie wybrane chromosomy poddawane są operacji krzyżowania, której celem jest tworzenie nowego potomstwa poprzez łączenie informacji genetycznej pochodzącej od dwóch rodziców. Proces ten ma na celu eksplorację przestrzeni rozwiązań poprzez tworzenie kombinacji genotypów, które mogą wykazywać lepsze dopasowanie niż ich przodkowie. Krzyżowanie może być realizowane na wiele sposobów od prostych metod jednopunktowych, przez wielopunktowe, aż po bardziej zaawansowane techniki, takie jak krzyżowanie jednolite czy arytmetyczne. Wybór odpowiedniego operatora zależy od reprezentacji rozwiązania oraz specyfiki problemu optymalizacyjnego. Wysokie prawdopodobieństwo krzyżowania sprzyja różnorodności populacji i zwiększa szanse na odnalezienie globalnego optimum (Gómez i in. 2023).

Mechanizm mutacji w AG odgrywa ważną rolę w wprowadzaniu nowych cech do populacji. Polega on na losowej modyfikacji wartości jednego lub kilku genów w chromosomie, co umożliwia przeszukiwanie nowych obszarów przestrzeni rozwiązań. Tego rodzaju zmiany pomagają uniknąć stagnacji i pozwalają na lepsze przeszukiwanie funkcji celu, zwiększając szansę na znalezienie rozwiązania optymalnego. Intensywność oraz charakter mutacji można dostosować, np. przez określenie prawdopodobieństwa wystąpienia mutacji czy zakresu możliwych zmian, co wpływa na tempo i efektywność procesu optymalizacji (Vukadinović i in., 2021). Balans pomiędzy mutacją a innymi operatorami, takimi jak krzyżowanie, jest kluczowy dla skuteczności całego algorytmu. Mutacje mogą przyjmować różne formy w zależności od sposobu reprezentacji rozwiązań. W przypadku chromosomów binarnych powszechnie stosuje się mutację bitową, polegającą na zmianie pojedynczego bitu. Dla rozwiązań liczbowych często wykorzystywane są mutacje arytmetyczne lub gaussowskie, które wprowadzają losowe korekty wartości genów. W problemach, gdzie rozwiązania są reprezentowane przez permutacje, stosuje się mutacje polegające na zamianie miejscami dwóch genów lub odwróceniu fragmentu chromosomu (Kheiri, 2018).

Proces ewolucyjny jest prowadzony do momentu spełnienia określonego kryterium zakończenia. Typowe warunki zatrzymania procesu optymalizacji obejmują osiągnięcie maksymalnej liczby pokoleń lub mechanizm wczesnego zatrzymania (ang. *early stopping*), który przerywa działanie algorytmu w sytuacji, gdy poprawa najlepszego rozwiązania pomiędzy kolejnymi pokoleniami staje się minimalna lub nieistotna. Takie

podjęcie pozwala uniknąć nieefektywnych obliczeń w fazie konwergencji i usprawnia cały proces optymalizacji (Magoula i in., 2021).

## 5.9 Analiza korelacji

Pogłębioną interpretację uzyskanych wyników optymalizacji umożliwiła analiza statystyczna obejmująca wyznaczenie podstawowych miar opisowych, takich jak średnia arytmetyczna, odchylenie standardowe, współczynniki skośności i kurtozy, a także ocenę normalności rozkładu danych z wykorzystaniem testu *Lillieforsa*. Dodatkowo, do określenia siły i kierunku zależności pomiędzy wybranymi zmiennymi zastosowano współczynnik korelacji rang *Spearmana*. Analizę przeprowadzono w środowisku oprogramowania *Statistica*, co pozwoliło na obiektywną ocenę rozkładów oraz związków pomiędzy danymi wejściowymi i wynikami badań symulacyjnych (StatSoft, 2024).

Wartość średniej arytmetycznej ( $\bar{x}$ ) wyznaczano ze wzoru (5.74) (Stanisz, 2006):

$$\bar{x} = \frac{1}{n_o} \sum_{j=1}^{n_o} x_j \quad (5.74)$$

gdzie:

- $\bar{x}$  – średnia arytmetyczna, -;
- $x_j$  – wartość  $j$ -tej obserwacji w próbie, -;
- $n_o$  – liczba obserwacji w zbiorze danych, -.

Obliczenia wartości odchylenia standardowego ( $s$ ) przeprowadzono na podstawie równania (5.48) (Stanisz, 2006):

$$s = \sqrt{\frac{1}{n_o - 1} \sum_{j=1}^{n_o} (x_j - \bar{x})^2} \quad (5.75)$$

Skośność ( $G_s$ ) pozwala określić asymetrię rozkładu danych względem wartości średniej. Dodatnia skośność oznacza ogon rozkładu po prawej stronie, natomiast dla ujemnej ogon rozkładu zlokalizowany jest po lewej stronie. Wartość współczynnika  $G_s$  obliczono zgodnie ze wzorem (5.76) (Stanisz, 2006):

$$G_s = \frac{n_o}{(n_o - 1)(n_o - 2)} \sum_{j=1}^{n_o} \left( \frac{x_j - \bar{x}}{s} \right)^3 \quad (5.76)$$

Kurtoza ( $G_k$ ) określa „szpiczastość” rozkładu w porównaniu do rozkładu normalnego. Wartości  $G_k$  większe niż 0 oznaczają rozkład o bardziej szpiczastym szczycie, a mniejsze o bardziej płaskim. Współczynnik  $G_k$  wyznaczano zgodnie z równaniem (5.77) (Stanisz, 2006):

$$G_k = \frac{n_o(n_o + 1)}{(n_o - 1)(n_o - 2)(n_o - 3)} \sum_{j=1}^{n_o} \left( \frac{x_j - \bar{x}}{s} \right)^4 - \frac{3(n_o - 1)^2}{(n_o - 2)(n_o - 3)} \quad (5.77)$$

W celu oceny normalności rozkładu danych zastosowano test *Lillieforsa*, będący modyfikacją testu *Kolmogorova–Smirnova*, dedykowaną sytuacjom, w których parametry rozkładu (średnia i odchylenie standardowe) są estymowane na podstawie danych próbnych. Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem oprogramowania *Statistica*, w którym test *Lillieforsa* jest dostępny jako jedna z metod statystycznej oceny zgodności rozkładu danych z rozkładem normalnym (StatSoft, 2024).

Współczynnik korelacji rang *Spearmana* ( $r_s$ ) służy do oceny monotonicznej zależności między zmiennymi i nie wymaga spełnienia założeń dotyczących rozkładu normalnego. Obliczenia oparte są na porównaniu rang obserwacji, a nie ich rzeczywistych wartości, co czyni ten współczynnik odpornym na wartości odstające. Wartość współczynnika rang *Spearmana* wyznaczano według wzoru (5.78) (Stanisz, 2006):

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^{n_o} d_j^2}{n_o(n_o - 1)} \quad (5.78)$$

gdzie:

$d_j$  – różnica między rangami wartości  $x_j$  i  $y_j$ , -.

Różnicę rang ( $d_j$ ) obliczano według wzoru (5.79) (Stanisz, 2006):

$$d_j = R(x_j) - R(y_j) \quad (5.79)$$

gdzie:

$R(x_j)$  – ranga przypisana  $j$ -tej obserwacji zmiennej  $x$ , -;

$R(y_j)$  – ranga przypisana  $j$ -tej obserwacji zmiennej  $y$ , -.

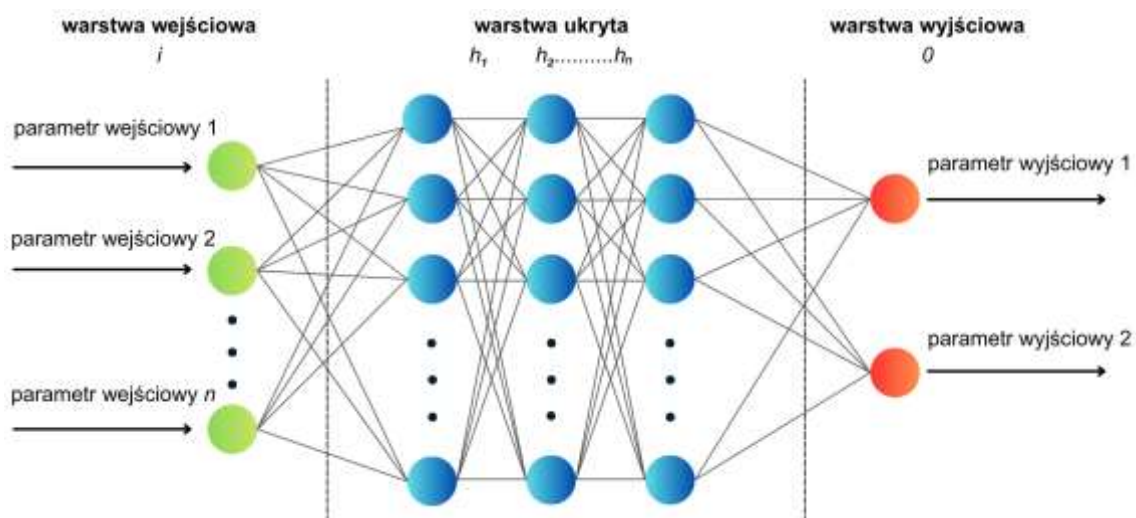
Ranga to liczba porządkowa przypisana każdej wartości zmiennej w zbiorze danych po ich posortowaniu w kolejności rosnącej. Najmniejsza wartość otrzymuje rangę 1, kolejna 2 itd., aż do największej wartości, która otrzymuje rangę równą liczbie obserwacji. W przypadku, gdy w zbiorze danych występują wartości powtarzające się (tzw. wiązania), przypisuje się im średnią rangę pozycji, które te wartości zajmowałyby w porządku rosnącym (Stanisz, 2006).

Na podstawie wyznaczonej wartości współczynnika  $r_s$ , program *Statistica* określa odpowiadającą wartość istotności statystycznej ( $p$ ), wykorzystując statystykę testową ( $t_p$ ) opisaną równaniem (5.80) (Stanisz, 2006):

$$t_p = \frac{r_s \sqrt{n_o - 2}}{\sqrt{1 - r_s^2}} \quad (5.80)$$

## 5.10 Sztuczne sieci neuronowe

Sztuczne sieci neuronowe (SSN) odgrywają istotną rolę w modelowaniu systemów energetycznych dzięki zdolności aproksymacji nieliniowych zależności i wysokiej adaptacyjności. Wykorzystuje się je do prognozowania obciążeń, klasyfikacji stanów pracy oraz optymalizacji struktury i parametrów układów energetycznych. Jedną z najczęściej stosowanych architektur jest wielowarstwowy perceptron (MLP) (Afzal i in., 2023), którego budowę tworzą trzy podstawowe warstwy: wejściowa, jedna lub więcej ukrytych oraz wyjściowa (rys. 5.6).



Rys. 5.6. Architektura modelu sztucznych sieci neuronowych typu MLP, na podstawie (Xu i in., 2022b).

Warstwa wejściowa odbiera dane wejściowe, które następnie przetwarzane są w warstwach ukrytych. Każdy neuron warstwy ukrytej połączony jest z wszystkimi neuronami warstwy poprzedzającej, co umożliwia hierarchiczne przetwarzanie informacji oraz ekstrakcję złożonych wzorców korelacyjnych. Warstwa wyjściowa zwraca końcowy wynik predykcji. Liczba neuronów w tej warstwie zależy od charakteru zadania: w przypadku klasyfikacji odpowiada liczbie kategorii, natomiast w problemach regresyjnych przyjmuje najczęściej postać pojedynczej wartości ciągłej (Xu i in., 2022b).

Każdy neuron sieci MLP przetwarza dane na podstawie ważonej sumy sygnałów wejściowych oraz zastosowanej funkcji aktywacji. Zastosowanie funkcji aktywacji umożliwia modelowanie nieliniowych zależności, co stanowi kluczowy czynnik skutecznego uczenia się złożonych relacji w danych. Proces uczenia polega na iteracyjnym dostosowywaniu wag sieci względem błędu predykcji, obliczanego przy użyciu funkcji kosztu, takiej jak suma kwadratów błędów. Minimalizacja błędu realizowana jest za pomocą algorytmów optymalizacyjnych, np. metody największego spadku lub algorytmu *Kohonena* (Baptista i in., 2021). Ryzyko przeuczenia (ang. *overfittingu*), redukuje się poprzez zastosowanie technik regularyzacyjnych, takich jak losowe wyłączanie części neuronów w trakcie treningu w celu poprawy zdolności generalizacji modelu (ang. *dropout*) czy wczesne zatrzymanie trenowania (ang. *early stopping*) (Vilares Ferro i in., 2023). Typowy proces uczenia maszynowego obejmuje podział dostępnych danych na trzy zbiory: treningowy, walidacyjny oraz testowy (Lago i in., 2018). Zbiór treningowy służy do uczenia modelu, zbiór walidacyjny do monitorowania procesu uczenia i strojenia hiperparametrów, natomiast zbiór testowy umożliwia ocenę końcowej jakości modelu na danych, które nie były wykorzystywane w procesie trenowania (Brester i in., 2023).

Prawidłowo wytrenowany model MLP może zostać następnie zastosowany do predykcji nieznanymi danymi, stanowiąc narzędzie wspomagające procesy decyzyjne w wielu obszarach, w tym w energetyce, analizie obrazów czy prognozowaniu zjawisk ekonomicznych (Roseline i in., 2022).

W pracy przyjęto, że ocena wydajności opracowanych modeli sztucznych sieci neuronowych opierała się na dwóch wskaźnikach, współczynniku determinacji ( $R^2$ ) oraz średnim błędzie kwadratowym ( $MSE$ ), zaprezentowanych odpowiednio w równaniach (5.81) i (5.82) (Qadir i in., 2021). Współczynnik  $R^2$  określa stopień dopasowania modelu do danych obserwowanych i przyjmuje wartości od 0 do 1, gdzie 1 oznacza pełną zgodność prognozy z rzeczywistością.  $MSE$  natomiast wskazuje przeciętną wartość

kwadratu różnic między wartościami rzeczywistymi a prognozowanymi, będąc powszechnie stosowaną funkcją kosztu w modelach regresyjnych i neuronowych. Jej minimalizacja w procesie treningu poprawia dokładność predykcji. W środowisku *Statistica* funkcja błędu obliczana jest jako połowa wartości *MSE*, co zilustrowano w równaniu (5.83) (StatSoft, 2024). Tak zdefiniowana funkcja kosztu (*Error*) stanowi klasyczną formę wykorzystywaną w algorytmach opartych na gradientowym spadku błędu, gdyż upraszcza obliczanie pochodnej w procesie optymalizacji:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_{jz} - \hat{y}_{jz})^2}{\sum (y_{jz} - \bar{y})^2} \quad (5.81)$$

$$MSE = \frac{1}{n_j} \sum_{j=1}^n (y_{jz} - \hat{y}_{jz})^2 \quad (5.82)$$

$$Error = \frac{MSE}{2} \quad (5.83)$$

gdzie:

- $n_j$  – liczba próbek w zbiorze danych, -;
- $y_{jz}$  – wartość zmierzona, -;
- $\hat{y}_{jz}$  – wartość przewidywana przez model SSN, -;
- $\bar{y}$  – średnia wartość zmierzonego zbioru danych, -.

## 5.11 Analiza wrażliwości

W niniejszym opracowaniu globalna analiza wrażliwości (GSA) została przeprowadzona z wykorzystaniem narzędzia *Sensitivity Analysis* dostępnego w module *Sieci neuronowe MLP* programu *Statistica* (StatSoft, 2024). Zastosowana metodyka opiera się na procedurze perturbacji zmiennych wejściowych (ang. *variable perturbation method*), która polega na systematycznej modyfikacji wartości pojedynczych zmiennych wejściowych w ustalonym zakresie przy jednoczesnym utrzymaniu pozostałych zmiennych na poziomie referencyjnym (np. średnim). W wyniku tej procedury obliczany jest wpływ każdej zmiennej na zmienność prognozy modelu, a otrzymane wskaźniki wrażliwości odzwierciedlają względne znaczenie poszczególnych zmiennych w kształtowaniu odpowiedzi sieci neuronowej. Metoda ta pozwala na globalną ocenę istotności zmiennych w całym zakresie danych, stanowiąc praktyczne narzędzie do identyfikacji kluczowych czynników wpływających na działanie modelu (Pan i in., 2021).

Zastosowanie GSA umożliwia nie tylko identyfikację kluczowych czynników wpływających na zachowanie systemu, lecz także wspiera proces optymalizacji struktury modelu, redukcję liczby zmiennych wejściowych oraz usprawnienie interpretacji wyników. W kontekście systemów energetycznych narzędzie to znajduje zastosowanie m.in. w opracowywaniu koncepcji systemów hybrydowych oraz wspomaganie decyzji inwestycyjnych (De Mel i in., 2023).



## 6. Dedykowany algorytm optymalizacyjny

### 6.1 Założenia projektowe

Opracowanie dedykowanego algorytmu optymalizacyjnego podyktowane było zidentyfikowanymi ograniczeniami oprogramowania *HOMER Pro*, które posłużyło jako podstawowe środowisko analityczne na etapie wstępnych prac badawczych. Narzędzie to należy do najczęściej stosowanych programów do modelowania hybrydowych systemów energetycznych z udziałem odnawialnych źródeł energii (Ogarek i in., 2023). Pomimo swojej popularności i funkcjonalnej uniwersalności, oprogramowanie okazało się nieadekwatne w analizowanym systemie z kilku kluczowych powodów:

1. Brak możliwości realistycznego odwzorowania pracy małej elektrowni wodnej ze zbiornikiem wyrównawczym. Jak wskazano w badaniach Canales i in. (2015), *HOMER Pro* nie oferuje natywnego wsparcia dla modelowania zbiorników wyrównawczych. Stosowanie metod zastępczych, opartych na analogii do magazynów energii elektrycznej, prowadzi do uproszczeń, które mogą zniekształcać rzeczywistą dynamikę pracy elektrowni wodnych działających w trybie regulacyjnym.
2. Ograniczenie do jednorocznych danych meteorologicznych. Środowisko *HOMER Pro* umożliwia analizę danych pogodowych w układzie rocznym, przy różnych częstotliwościach, co utrudnia uwzględnienie trendów wieloletnich, anomalii klimatycznych oraz ekstremalnych zjawisk pogodowych, istotnych przy projektowaniu systemów autonomicznych.
3. Pominięcie procesu odzysku ciepła z elektrolizy. *HOMER Pro* nie oferuje dedykowanych modułów do modelowania możliwości bilansowania odzysku ciepła z procesów elektrolizy.
4. Brak możliwości bezpośredniej implementacji autorskich strategii sterowania. Choć możliwa jest integracja zewnętrznych algorytmów sterujących poprzez iteracyjne przetwarzanie danych wejściowych i wynikowych, brak wbudowanego mechanizmu znacząco ogranicza elastyczność modelowania przepływu energii między źródłami, magazynami i odbiornikami.
5. Niedostatek elastyczności w definiowaniu funkcji celu. Optymalizacja w *HOMER Pro* ogranicza się do minimalizacji kosztów netto (*NPC*), bez możliwości zastosowania alternatywnych kryteriów, takich jak redukcja śladu

węglowego, wzrost poziomu autarkii energetycznej czy preferencje dotyczące struktury produkcji i zużycia wodoru.

Wobec wskazanych ograniczeń zaszła konieczność opracowania autorskiego narzędzia obliczeniowego, które podobnie jak znane już oprogramowanie do modelowania systemów energetycznych umożliwi prowadzenie analiz techniczno-finansowych oraz środowiskowych, lecz z rozszerzoną funkcjonalnością:

- odwzorowania pracy elektrowni wodnej ze zbiornikiem wyrównawczym funkcjonującej w trybie regulacyjnym,
- przetwarzania danych meteorologicznych w horyzoncie przekraczającym jeden rok,
- uwzględnienia odzysku ciepła odpadowego z procesu elektrolizy,
- wdrożenia autorskich algorytmów sterowania przepływem energii,
- definiowania złożonych funkcji celu.

Algorytm został zaprojektowany z uwzględnieniem elastyczności, przejrzystości oraz możliwości adaptacji do niestandardowych warunków brzegowych i zróżnicowanych scenariuszy eksploatacyjnych. Jego struktura opiera się na iteracyjnym przetwarzaniu danych wejściowych, badaniu bilansów energetycznych dla kolejnych przedziałów czasowych oraz ocenie jakości rozwiązań na podstawie zdefiniowanej funkcji celu.

W celu zapewnienia wysokiej dokładności odwzorowania pracy autonomicznego systemu hybrydowego algorytm został opracowany jako zbiór powiązanych ze sobą reguł decyzyjnych, równań opisujących zależności techniczno-operacyjne oraz procedur zarządzania. Tak skonstruowana architektura umożliwia realistyczne modelowanie funkcjonowania systemu w warunkach zmiennej generacji i zmiennego zapotrzebowania na energię.

Struktura algorytmu została opracowana w sposób modułowy, z podziałem na siedem podstawowych elementów funkcjonalnych, które wspólnie umożliwiają prowadzenie symulacji techniczno-finansowej autonomicznego systemu hybrydowego. Są to kolejno:

- założenia początkowe i parametry wejściowe ustalone przed uruchomieniem symulacji obejmujące m.in. profile zapotrzebowania, charakterystyki techniczne urządzeń, ceny energii, a także początkowe stany magazynów i inne warunki brzegowe;

- warunki aktywujące, tj. zbiór logicznych progów i zależności, których spełnienie inicjuje określone reakcje w systemie. Dla przykładu, przekroczenie ustalonego progu naładowania magazynu energii lub wystąpienie deficytu mocy;
- reguły określające sposób reagowania systemu na bieżące warunki operacyjne. To zestaw instrukcji typu „jeśli-to”, które sterują działaniami takimi jak uruchamianie ogniwa paliwowego, ładowanie magazynów czy rozdział energii;
- równania opisowe i bilansowe w postaci zestawu modeli matematycznych, obejmujących bilansowanie mocy i energii, procesy konwersji, magazynowania oraz wyliczanie kosztów, emisji, strat i innych wskaźników operacyjnych;
- pętle czasowe i iteracje. Symulacja prowadzona jest w określonym horyzoncie czasowym (np. rok, trzy lata), w zadanym kroku czasowym (np. 5 min). W każdej iteracji wykonywane są obliczenia dla danego przedziału czasowego,
- funkcja celu i kryteria oceny wariantów. W przypadku zastosowania procesu optymalizacji, algorytm dąży do minimalizacji lub maksymalizacji określonego wskaźnika, np. stosunku wartości bieżącej netto systemu do nakładów inwestycyjnych;
- wyniki symulacji, w tym dane wyjściowe takie jak profile mocy, wskaźniki kosztowe, czas pracy urządzeń, wykorzystanie zasobów, emisje zanieczyszczeń itp., stanowią podstawę do oceny i porównania różnych scenariuszy eksploatacyjnych.

## 6.2 Proces optymalizacji

Optymalizacja wartości wybranych parametrów systemu energetycznego została przeprowadzona z wykorzystaniem algorytmu genetycznego zaimplementowanego w języku programowania *Python* przy użyciu biblioteki *DEAP*. Wybór AG podyktowany był jego elastycznością, zdolnością do pracy z funkcją celu o dowolnej strukturze oraz wysoką skutecznością w rozwiązywaniu problemów optymalizacji nieliniowej z wieloma lokalnymi ekstremami. Użytkownik może samodzielnie określić liczbę oraz przedziały wartości zmiennych podlegających optymalizacji.

Algorytm genetyczny został zbudowany w oparciu o następujące mechanizmy:

- inicjalizacja populacji: pierwsza populacja tworzona jest losowo na podstawie zdefiniowanych przedziałów zmiennych wejściowych,

- selekcja: zastosowano metodę selekcji turniejowej, umożliwiającą kontrolę różnorodności populacji poprzez dobór parametrów takich jak rozmiar turnieju,
- krzyżowanie: realizowane za pomocą operatora Blend ( $BLX-\alpha$ ), z regulowanym parametrem  $\alpha$ , co pozwala na eksplorację przestrzeni rozwiązań pomiędzy osobnikami rodzicielskimi,
- mutacja proporcjonalna: każda zmienna (*gen*) może ulec modyfikacji zgodnie z rozkładem normalnym o odchyleniu zależnym od jej wartości bieżącej, przy czym zakres mutacji może maleć w kolejnych pokoleniach,
- elityzm: wybrana liczba najlepiej ocenionych osobników z danego pokolenia jest automatycznie przenoszona do kolejnego bez modyfikacji, co zapobiega utracie optymalnych rozwiązań,
- wczesne zatrzymanie: jeśli przez zadaną liczbę generacji nie wystąpi istotna poprawa wartości funkcji celu, proces optymalizacji zostaje zakończony wcześniej, co pozwala na skrócenie czasu obliczeń w przypadku stabilizacji rozwiązania.

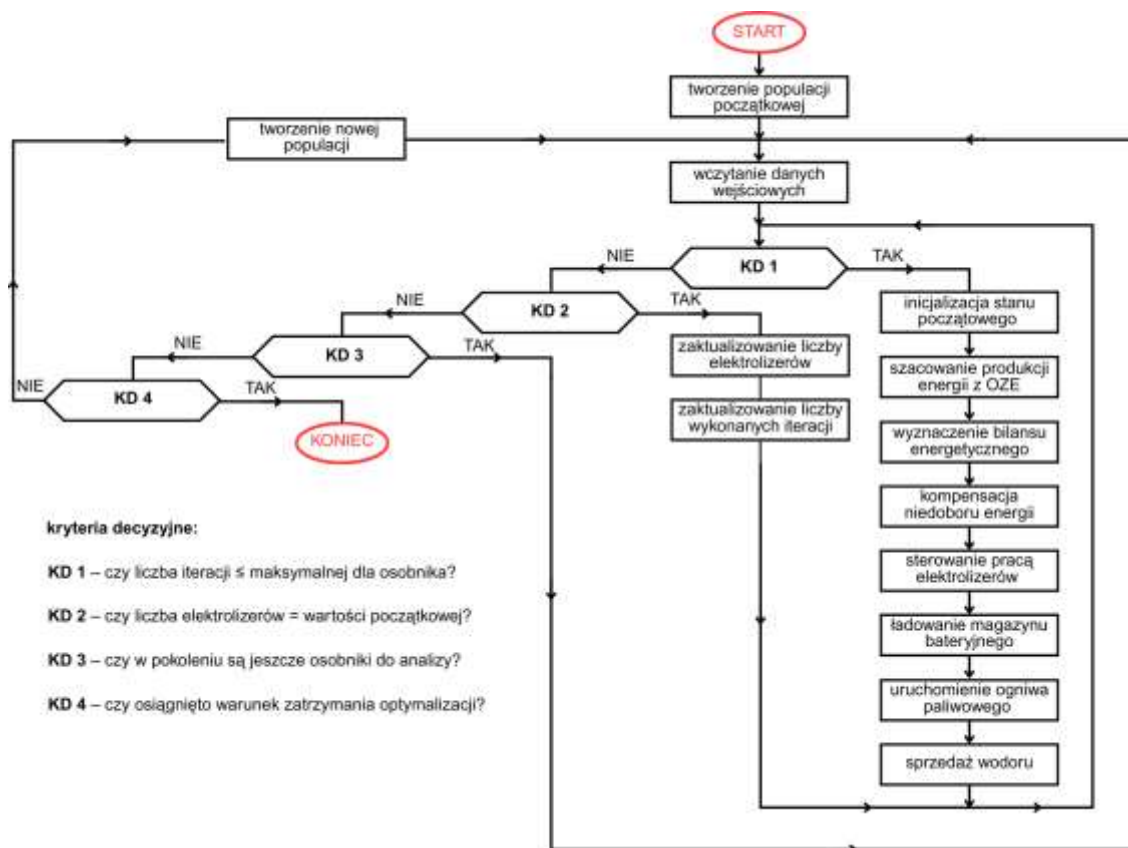
Użytkownik ma możliwość zdefiniowania kluczowych parametrów optymalizacji, w tym:

- rozmiaru populacji początkowej,
- maksymalnej liczby generacji,
- wartości parametru  $\alpha$ ,
- zakresu i zmienności mutacji,
- liczby osobników elitarnych,
- prawdopodobieństwa krzyżowania i mutacji,
- progu wczesnego zatrzymania (minimalna wymagana poprawa),
- liczby generacji bez poprawy, po której następuje zatrzymanie.

Dzięki modularnej strukturze algorytm może być on łatwo przystosowywany do różnego rodzaju funkcji celu oraz specyficznych wymagań danego przypadku studyjnego. W każdej iteracji procesu ewolucyjnego dla wybranego zestawu parametrów wejściowych wykonywana jest pełna symulacja działania systemu energetycznego, a wynik funkcji celu wykorzystywany jest do oceny jakości rozwiązania i dalszej ewolucji populacji.

### 6.3 Etapy operacyjne wyznaczania funkcji celu

Opracowany algorytm obliczeniowy składa się z szeregu etapów przetwarzania danych i podejmowania decyzji wewnątrz funkcji celu, które realizowane są iteracyjnie dla każdego osobnika populacji. Rysunek 6.1 ilustruje strukturę opracowanego algorytmu optymalizacyjnego, w którym przedstawiono sekwencję etapów przetwarzania danych, podejmowania decyzji oraz weryfikacji warunków zakończenia procesu. Szczegółową strukturę poszczególnych bloków algorytmu przedstawiono w Załączniku J.



Rys. 6.1. Struktura opracowanego algorytmu optymalizacyjnego.

Jego działanie rozpoczyna się od inicjalizacji danych wejściowych, które obejmują parametry techniczne zastosowanych urządzeń, w tym charakterystyki pracy podstawowych źródeł energii (np. elektrowni wodnej, elektrowni fotowoltaicznej, elektrowni wiatrowej) oraz pozostałych komponentów systemu, dane finansowe, obejmujące nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne, koszty wymiany poszczególnych elementów instalacji oraz ich żywotność, a także dane dotyczące profilu zapotrzebowania na energię oraz warunków hydrologicznych i meteorologicznych, takich jak przepływ wody, prędkość wiatru, natężenie promieniowania słonecznego oraz temperatura otoczenia.

Następnie, parametr  $ia$  odpowiadający  $j$ -tej iteracji symulacji przyjmuje wartość 1. Na tym etapie wybierana jest również jedna z dwóch opcji prowadzenia symulacji:

1. pełna symulacja dla całego okresu analizy (wartość definiowana przez użytkownika np. 25 lat) z powtarzaniem danych meteorologicznych w cyklu odpowiadającym długości dostępnego zbioru danych, co umożliwi dokładne odwzorowanie zmienności i dynamiki pracy poszczególnych komponentów systemu w długim okresie czasu;
2. symulacja ograniczona do jednego cyklu danych meteorologicznych, przy założeniu powtarzalności uzyskanego bilansu energetycznego w kolejnych latach okresu obliczeniowego, co pozwala na znaczną redukcję czasu obliczeń przy zachowaniu odpowiedniej dokładności wyników bilansowych.

W przypadkach, w których po pełnym cyklu danych meteorologicznych stan naładowania poszczególnych technologii magazynowania energii pozostaje co najmniej równy wartości początkowej określonej w warunkach brzegowych symulacji, a analizowany okres obejmuje więcej niż jeden rok kalendarzowy, wybór opcji 2 jest uzasadniony. Pozwala on bowiem na istotne skrócenie czasu obliczeń, co jest szczególnie istotne w przypadku analiz wielowariantowych, w których konieczne jest wykonanie wielu symulacji porównawczych. Jednocześnie uzyskane wyniki nie odbiegają istotnie od rezultatów pełnej symulacji, co potwierdzają przeprowadzone badania wstępne.

Po dokonaniu wyboru trybu symulacji i ustaleniu warunków początkowych algorytm przechodzi do właściwego etapu obliczeniowego, którego zakres określa liczba wymaganych iteracji. Wymagana liczba iteracji, determinująca przebieg pętli algorytmu, wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R1):

$$L_{ia} = \frac{t_{data}}{t_{ia}} \quad (R1)$$

Warunek 1 uznaje się za spełniony, jeżeli zachodzi zależność opisana nierównością (W1):

$$ia \leq L_{ia} \quad (W1)$$

Dopóki spełniony jest Warunek 1, algorytm przechodzi do głównej pętli obliczeniowej, która wykonywana jest  $L_{ia}$  razy. Na początku każdej iteracji tej pętli obliczeniowej następuje inicjalizacja parametrów operacyjnych wszystkich elementów

systemu, co zapewnia poprawne warunki początkowe do bilansowania energii. Wśród takich parametrów można wymienić:

- moc wyjściową elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ), fotowoltaicznej ( $P_{PVia}$ ) oraz wiatrowej ( $P_{WTia}$ ), które są początkowo zerowane, a następnie obliczane na podstawie warunków pogodowych przypadających na rozpatrywaną iterację  $ia$ ,
- stany pracy konwertera, elektrolizera, ogniwa paliwowego i magazynu bateryjnego, które są ustalane zgodnie z założeniami maksymalnych dostępnych mocy lub pojemności na początku iteracji  $ia$ . Na przykład,  $P_{BAT,max,d,ia} = P_{BAT,max,d}$  co oznacza, że moc rozładowania magazynu bateryjnego jest każdorazowo określana wartością maksymalną na początku każdej iteracji pętli. Z kolei poziom napełnienia zbiornika wodnego na początku iteracji  $ia$  przyjmuje wartość tego parametru z końca poprzedniej iteracji, czyli  $SoC_{PONia} = SoC_{PON(ia-1)}$ ,
- zapotrzebowanie na energię po stronie AC, które stanowi podstawę do kolejnych kroków bilansowania.

Takie podejście umożliwia poprawne odwzorowanie przepływów energii w systemie hybrydowym i zapewnia spójność wyników w każdej iteracji obliczeń.

Warunek 2 uznaje się za spełniony, jeżeli zachodzi relacja logiczna W2:

$$\begin{aligned} \text{elektrownia wodna} &= \text{True} \\ \text{Warunek 1} &= \text{True} \end{aligned} \tag{W2}$$

Po spełnieniu Warunku 2, czyli gdy elektrownia wodna jest aktywna i spełniony jest Warunek 1, algorytm przechodzi do kolejnego etapu obejmującego Warunki od 3 do 9. Celem tego etapu jest ustalanie przepływu wody przez turbiny wodne  $Q_{HYD,ia}$  w oparciu o dostępne zasoby wodne oraz aktualne zapotrzebowanie energetyczne systemu. Celem jest określenie optymalnego przepływu przez turbiny wodne, który pozwoli na uzyskanie wymaganej ilości energii elektrycznej przy uwzględnieniu produkcji z pozostałych źródeł OZE oraz ograniczeń technicznych takich jak przepustowość turbin wodnych i poziom wody w zbiorniku. Wynik tego etapu stanowi podstawę do dalszych obliczeń bilansu energetycznego analizowanego systemu.

Warunek 2.1 obowiązuje, gdy spełniona jest relacja W2.1:

$$V_{PONmax} > 0 \tag{W2.1}$$

Warunek 2 = *True*

Warunek 3 jest pozytywny, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W3:

$$iz \bmod \frac{t_{iz}}{t_{ia}} == 0 \quad (W3)$$

Warunek 2.1 = *True*

gdzie parametr  $t_{iz}$  definiuje minimalny odstęp czasowy pomiędzy kolejnymi zmianami przepływu przez turbinę wodną, mający na celu ograniczenie częstotliwości operacji sterujących pracą zasuw. Wartość tego parametru ustalana jest przez użytkownika z uwzględnieniem zaokrąglenia do najbliższej wielokrotności jednostkowego kroku czasowego symulacji  $t_{ia}$ , co zapewnia spójność czasową modelu obliczeniowego. W przypadku spełnienia warunku W3, parametr  $iz$  przyjmuje wartość równą 1.

Warunek 4 zachodzi, jeżeli spełniony jest warunek logiczny (W4):

$$Q_{PON,INia} > Q_{HYDia,p1} \quad (W4)$$

Warunek 3 = *True*

gdzie przy spełnieniu warunku 4 natężenie przepływu wody przez turbiny wodne  $Q_{HYDia}$  przyjmuje wartość  $Q_{HYDia,p1}$ . Wartość ta może być traktowana jako wartość referencyjna, która standardowo jest utrzymywana, jednak w szczególnych przypadkach dopuszcza się jej chwilowe obniżenie, o ile nie narusza to warunków brzegowych ani wymagań operacyjnych systemu.

W przypadku niespełnienia warunku 4, następuje weryfikacja warunku 4.1. Warunek ten jest spełniony w danej iteracji  $ia$ , jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne (W4.1):

$$V_{PONia} > (Q_{HYDia,p1} - Q_{PON,INia}) \cdot t_{iz} \cdot 60 \quad (W4.1)$$

Warunek 4 = *False*

gdzie przy spełnieniu warunku 4.1 natężenie przepływu wody przez turbiny wodne  $Q_{HYDia}$  przyjmuje wartość  $Q_{HYDia,p1}$ . W przeciwnym przypadku  $Q_{HYDia} = Q_{PON,INia}$ ,

Szczegółowy przebieg procesu wyznaczania mocy wyjściowej elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ) w analizowanej iteracji, na podstawie ustalonej wartości przepływu  $Q_{HYDia}$ , przedstawiono w podrozdziale 5.4.1.

Z kolei wartość mocy wyjściowej uzyskiwanej z elektrowni wiatrowej ( $P_{WTia}$ ) określana jest zgodnie z metodyką przedstawioną w podrozdziale 5.4.4.

Moc systemu po stronie prądu przemiennego, generowana przez podstawowe źródła energii po stronie AC (tj. turbiny wodne i turbiny wiatrowe) w iteracji  $ia$  jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R2):

$$P_{SYSTbase,ACia} = P_{HYDia} + P_{WTia} \quad (R2)$$

Warunek 5 obowiązuje, jeżeli prawdziwe jest przynajmniej jedno z wyrażeń logicznych (W5.1) lub (W5.2):

$$\begin{aligned} V_{PONia} &> \%V_{PONSoc1} \cdot V_{PONmax} \\ V_{PONia} &> Q_{HYDia,max} \cdot t_{iz} \cdot 60 \end{aligned} \quad (W5.1)$$

$$\begin{aligned} V_{PONia} &> V_{PON1} \\ H_2T_{SoC,ia} &< \%H_2T_{SoC1} \cdot CapH_2T_{max} \\ V_{PONia} &> \%V_{PONSoc2} \cdot V_{PONmax} \\ V_{PONia} &> V_{PON1} \end{aligned} \quad (W5.2)$$

Jeżeli Warunek 5 jest spełniony to natężenie przepływu wody przez turbiny wodne  $Q_{HYDia}$  w iteracji  $ia$  przyjmuje maksymalną dozwoloną wartość równą  $Q_{HYDia,max}$ .

W przyjętej strategii zarządzania energią zgodnie z procedurą 1, sterowanie przepływem przez turbinę wodną stanowi nadrzędne narzędzie regulacyjne. W sytuacji przekroczenia poziomu napełnienia zbiornika retencyjnego powyżej progu  $\%V_{PONSoc1}$ , przepływ przez turbiny wodne zostaje zwiększony do maksymalnej dozwolonej wartości  $Q_{HYDia,max}$ . Energia generowana w tym trybie w pierwszej kolejności pokrywa bieżące zapotrzebowanie bazowe, natomiast ewentualne nadwyżki kierowane są do ładowania magazynów bateryjnych lub produkcji wodoru. Próg  $\%V_{PONSoc1}$  został zdefiniowany celowo jako granica działania prewencyjnego. Pozostawienie rezerwy objętościowej umożliwia retencję potencjalnych wzmożonych dopływów, które mogłyby przekroczyć maksymalną pojemność wyrównawczą zbiornika. Tym samym możliwe jest ograniczenie strat wody spływającej bezproduktywnie przez przelewy awaryjne.

W przypadku spadku poziomu napełnienia zbiornika wodoru poniżej wartości  $\%H_2T_{SoC1}$ , przy jednoczesnym przekroczeniu progu  $\%V_{PONSoc2}$  w zbiorniku retencyjnym (procedura 2), przepływ przez turbinę również zostaje zwiększony do maksymalnej dopuszczalnej wartości  $Q_{HYDia,max}$ . Woda wykorzystywana jest wówczas celowo do generacji energii elektrycznej, która w zależności od bieżącego zapotrzebowania może

zostać przeznaczona do pokrycia zapotrzebowania bazowego, ładowania magazynów bateryjnych lub produkcji wodoru, wspierając ciągłość pracy systemu wodorowego.

Moc wyjściowe elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ) wyznaczana jest ponownie na podstawie zaktualizowanej wartości parametru  $Q_{HYDia}$  zgodnie z metodyką przedstawioną w podrozdziale 5.4.1.

Warunek 6 jest spełniony, jeżeli zachodzi warunek logiczny (W6):

$$\begin{aligned}
 P_{SYSTbaseAC,ia} &< P_{Lbase} \\
 Cap_{BATia} &< SoC_{BAT1} \cdot Cap_{BATmax} \\
 V_{PONia} &> \%V_{PONSOC3} \cdot V_{PONmax} \\
 V_{PONia} &> V_{PON1} \\
 \text{Warunek 5} &= \text{False}
 \end{aligned}
 \tag{W6}$$

Jeżeli Warunek 6 jest pozytywny to wymagana moc turbiny wodnej w analizowanej iteracji  $ia$  wyznacza jest zgodnie z równaniem (R3):

$$P_{HYDia} = P_{Lbase} - P_{WTia} \tag{R3}$$

Proces wyznaczania wymaganego przepływu ( $Q_{HYDia}$ ) gwarantującego uzupełnienie brakującej mocy w iteracji  $ia$  oparto o metodykę przedstawioną w podrozdziale 5.4.1.

Na podstawie wyznaczonej wartości parametru ( $Q_{HYDia}$ ) określana jest wartość mocy wyjściowej generowanej przez elektrownię wodną zgodnie z metodyką opisaną w podrozdziale 5.4.1.

Zgodnie z procedurą 3 strategii zarządzania energią, woda uznawana jest za dostępny zasób energetyczny wyłącznie w przypadku jednoczesnego przekroczenia progu napełnienia zbiornika retencyjnego  $\%V_{PONSOC3}$  oraz spadku poziomu energii w magazynie bateryjnym poniżej wartości  $SoC_{BAT1}$ . W takich okolicznościach przepływ przez turbinę wodną wykorzystywany jest do pokrycia bazowego zapotrzebowania w iteracji  $ia$ , natomiast energia zgromadzona w magazynach bateryjnych pozostaje zarezerwowana na kolejne okresy, w których dostępność pozostałych źródeł może być ograniczona. Energia generowana przez turbinę wiatrową, pracującą po stronie prądu przemiennego (AC), wykorzystywana jest w pierwszej kolejności na pokrycie bieżącego zapotrzebowania. Możliwe jest jej przekierowanie do magazynu bateryjnego, jednak operacja ta wymaga konwersji z prądu przemiennego na stały i wiąże się z dodatkowymi stratami. Z tego względu stosuje się ją wyłącznie w sytuacjach koniecznych. Z kolei

energia z instalacji fotowoltaicznej, pracującej po stronie prądu stałego (DC), w całości kierowana jest do ładowania magazynu bateryjnego, co umożliwi jego skuteczne doładowanie w okresach dostatecznego nasłonecznienia. Zastosowany mechanizm wspiera optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów oraz zwiększa niezależność energetyczną systemu.

Wartość mocy wyjściowej generowanej przez elektrownię fotowoltaiczną ( $P_{PVia}$ ) obliczana jest zgodnie z procedurą opisaną w podrozdziale 5.4.3.

Moc systemu generowana przez podstawowe źródła energii (turbiny wodne, turbiny wiatrowe i panele fotowoltaiczne) w iteracji  $ia$ , określany jest na podstawie równania (R4):

$$P_{SYSTbase,ia} = P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} \quad (R4)$$

Bilans mocy systemu, określany na podstawie zapotrzebowania bazowego i produkcji podstawowych źródeł energii w iteracji  $ia$ , wyznaczany jest zgodnie z równaniem (R5):

$$P_{SYSTbase\_bal,ia} = P_{SYSTbase,ia} - P_{Lbase} \quad (R5)$$

Dostępna energia w magazynie bateryjnym powyżej dopuszczalnego poziomu minimalnego  $Cap_{BATuse,ia}$ , obliczana jest na podstawie równania (R6):

$$Cap_{BATuse,ia} = Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax} \quad (R6)$$

Wartość minimalnego dopuszczalnego poziomu naładowania magazynu bateryjnego powinna być ustalana z uwzględnieniem strategii zarządzania energią, parametrów eksploatacyjnych systemu oraz właściwości technicznych zastosowanego magazynu.

Warunek 7 jest spełniony, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne (W7):

$$\begin{aligned} P_{SYSTbase\_bal,ia} &< 0 \\ Cap_{BATuse,ia} &\geq \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot \eta_{inv} \cdot 60} \\ P_{BATmax\_dis,ia} &\geq \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \\ V_{PONia} &< \%V_{PONSoC4} \cdot V_{PONmax} \\ Cap_{BATia} &> SoC_{BAT2} \cdot Cap_{BATmax} \end{aligned} \quad (W7)$$

Warunek 5, Warunek 6 = *False, False*

Zgodnie z procedurą 4 strategii zarządzania energią, w sytuacji gdy poziom energii w magazynie baterijnym przekracza wartość  $SoC_{BAT2}$ , a poziom wody w zbiorniku retencyjnym znajduje się poniżej progu  $\%V_{PONSOC4}$ , system preferencyjnie wykorzystuje energię zgromadzoną w magazynach bateryjnych do pokrycia zapotrzebowania bazowego. W analizowanym scenariuszu zasób wodny traktowany jest jako strategiczna rezerwa, a jego wykorzystanie ograniczane jest do niezbędnego minimum  $Q_{HYDia,p1}$ . Takie podejście pozwala na ochronę rezerw wodnych w okresach obniżonego poziomu napełnienia zbiornika, wspierając długoterminową stabilność funkcjonowania systemu energetycznego.

Jeżeli warunek 7 jest spełniony, dostępna pojemność magazynu baterijnego  $Cap_{BATuse,ia}$  po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R7):

$$Cap_{BATuse,ia} = \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot \eta_{inv} \cdot 60} \quad (R7)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 7 obowiązuje to dostępna moc rozładowania magazynu baterijnego w iteracji  $ia$  jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R7.1):

$$P_{BATmax\_dis,ia} = \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \quad (R7.1)$$

Dodatkowo jeżeli warunek 7 ma zastosowanie to moc pozyskana z magazynu baterijnego w iteracji  $ia$  jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R7.2):

$$P_{BATdis,ia} = \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \quad (R7.2)$$

W konsekwencji spełnienia warunku 7 magazyn baterijny uzupełnia niedobór bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność w iteracji  $ia$ , jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R7.3):

$$Cap_{BATia} = \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60} \quad (R7.3)$$

Warunek 7.1 jest spełniony, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W7.1:

$$P_{SYSTbase\_bal,ia} < 0 \quad (W7.1)$$

$$Cap_{BATuse,ia} \geq \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot \eta_{inv} \cdot 60}$$

$$P_{BATmax\_dis,ia} < \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}}$$

$$V_{PONia} < \%V_{PONSoC4} \cdot V_{PONmax}$$

$$Cap_{BATia} > SoC_{BAT2} \cdot Cap_{BATmax}$$

Warunek 7 = *False*

Jeżeli warunek 7.1 jest spełniony dostępna pojemność magazynu baterijnego  $Cap_{BATuse,ia}$  po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R8):

$$Cap_{BATuse,ia} = - \frac{P_{BATmax\_dis,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot 60} \quad (R8)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 7.1 obowiązuje to dostępna moc rozładowania magazynu baterijnego  $P_{BATmax\_dis,ia}$ , przyjmuje wartość 0.

Dodatkowo jeżeli warunek 7.1 ma zastosowanie to moc pozyskana z magazynu baterijnego w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie ze wzorem (R8.1):

$$P_{BATdis,ia} = P_{BAT,max,d,ia} \quad (R8.1)$$

W konsekwencji spełnienia warunku 7.1 magazyn baterijny zasila część niedoboru bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność w iteracji  $ia$  jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R8.2):

$$Cap_{BATia} = \frac{P_{BATmax\_dis,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot 60} \quad (R8.2)$$

Warunek 8 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi relacja (W8):

$$Cap_{BATia} < SoC_{BAT3} \cdot Cap_{BATmax}$$

$$V_{PONia} > Q_{HYDia,max} \cdot t_{iz} \cdot 60$$

$$V_{PONia} > \%V_{PONSoC5} \cdot V_{PONmax} \quad (W8)$$

Warunek 5, Warunek 6, Warunek 7, Warunek 7,1 = *False, False, False, False*

Jeżeli Reguła 8 jest spełniona, natężenie przepływu wody przez turbiny wodne  $Q_{HYDia}$ , przyjmuje maksymalną dozwoloną wartość  $Q_{HYDia,max}$ .

Zgodnie z procedurą 5 strategii zarządzania energią, po przekroczeniu poziomu napełnienia zbiornika retencyjnego  $\%V_{PONS0C4}$  i jednoczesnym spadku poziomu energii w magazynie bateryjnym poniżej progu  $SoC_{BAT3}$ , system wykorzystuje dostępne zasoby wodne w celu zapewnienia ciągłości zasilania. Pomimo możliwości występowania niskiego poziomu wody w zbiorniku, przepływ przez turbiny wodne ustalany jest na maksymalną wartość, co pozwala na bieżące pokrycie zapotrzebowania bazowego. Ewentualne nadwyżki energii, wygenerowane w wyniku intensywnej pracy turbiny, kierowane są do magazynu bateryjnego w celu jego doładowania i odbudowy rezerwy energii elektrycznej na kolejne okresy.

Obliczenie mocy elektrowni wodnej opiera się na wcześniej ustalonym przepływie ( $Q_{HYDia}$ ) i realizowane jest według metodyki przedstawionej w podrozdziale 5.4.1.

Moc systemu w iteracji  $ia$ , pochodząca z podstawowych źródeł energii (elektrowni wodnej, elektrowni wiatrowej oraz elektrowni fotowoltaicznej), a także energii elektrycznej pozyskiwanej z magazynu bateryjnego, wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R9):

$$P_{SYSTia} = P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} + P_{BATdis,ia} \cdot \eta_{inv} \quad (R9)$$

Bilans mocy systemu w iteracji  $ia$ , uwzględniający zapotrzebowanie bazowe oraz produkcję z podstawowych źródeł energii, wyznaczany jest zgodnie z równaniem (R10):

$$P_{SYST\_bal,ia} = P_{SYST,ia} - P_{Lbase} \quad (R10)$$

Warunek 9 przyjmuje wartość *prawda*, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne (W9):

$$\begin{aligned} P_{SYSTbase\_bal,ia} &< 0 \\ V_{PONia} &> P_{HYD,ia,max} \cdot t_{iz} \cdot 60 \end{aligned} \quad (W9)$$

Warunek 5, Warunek 6, Warunek 8 = *False, False, False*

Jeżeli Warunek 9 jest spełniony, to wymagana moc turbiny wodnej w iteracji  $ia$ , wyznacza jest na podstawie zależności (R11):

$$P_{HYDia} = P_{Lbase} - P_{SYSTia} + P_{HYDia} \quad (R11)$$

Wymagany przepływ ( $Q_{HYDia}$ ) gwarantujący uzupełnienie brakującej mocy w iteracji  $ia$ , wyznaczany jest zgodnie z metodyką opisaną w podrozdziale 5.4.1.

Wartość mocy wyjściowej generowanej przez elektrownię wodną ( $P_{HYDia}$ ) określana jest na podstawie ustalonej wartości natężenia przepływu ( $Q_{HYDia}$ ) zgodnie z procedurą opisaną w podrozdziale 5.4.1.

W iteracji  $ia$  całkowita moc dostępna w systemie ( $P_{SYSTia}$ ), obejmująca energię generowaną przez podstawowe źródła (elektrownię wodną, elektrownię wiatrową oraz elektrownię fotowoltaiczną), a także energię pozyskiwaną z magazynu bateryjnego, wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R9).

Bilans mocy systemu ( $P_{SYST\_bal,ia}$ ) w iteracji  $ia$ , uwzględniający zapotrzebowanie bazowe oraz moc wyjściową generowaną przez podstawowe źródła energii, określany jest z wykorzystaniem wzoru (R10).

Bilans mocy systemu, wyznaczany na podstawie zapotrzebowania bazowego i produkcji podstawowych źródeł energii w iteracji  $ia$ , wyznaczany jest zgodnie ze wzorem (R5).

Jeżeli warunek 2 nie jest spełniony system nie jest wyposażony w elektrownie wodną a wartość parametru  $Q_{HYDia}$  przyjmuje wartość 0.

Jeżeli warunek 2 nie jest spełniony, przepływ  $Q_{HYDia}$  ustalany jest jako minimum z dwóch wartości:  $Q_{HYDia,max}$  oraz  $Q_{PON,INia}$ .

Jeżeli warunek 3 nie jest spełniony, parametr  $iz$  jest zwiększany o 1, natomiast natężenie przepływu wody przez turbiny  $Q_{HYDia}$  utrzymuje wartość z poprzedniej iteracji  $ia$ .

Moc wyjściowa elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ) wyznaczana jest na podstawie przepływu ( $Q_{HYDia}$ ), zgodnie z metodyką opisaną w podrozdziale 5.4.1.

Moc wyjściowa generowana przez elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ) określana jest według schematu obliczeń przedstawionego w podrozdziale 5.4.4.

Wartość mocy wyjściowej elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PVia}$ ) wyznaczana jest na podstawie podejścia zaprezentowanego w podrozdziale 5.4.3.

Suma mocy z podstawowych źródeł energii ( $P_{SYSTbase,ia}$ ) w iteracji  $ia$ , określana jest zgodnie z równaniem (R4).

Bilans mocy systemu wyznaczany jest ponownie zgodnie z równaniem (R5), z uwzględnieniem aktualnych wartości zapotrzebowania i dostępnej mocy źródeł podstawowych.

Dostępna energia w magazynie bateryjnym ponad ustalony poziom minimalny  $Cap_{BATuse,ia}$ , określana jest zgodnie z równaniem (R6).

W kolejnym etapie (Warunek 10) sprawdzana jest wartość bilansu mocy systemu, określana na podstawie zapotrzebowania bazowego oraz produkcji z podstawowych źródeł energii w analizowanej iteracji  $ia$ . Jeżeli wartość parametru  $P_{SYSTbase\_bal,ia}$  jest mniejsza od zera, oznacza to niedobór energii elektrycznej w systemie. W takiej sytuacji algorytm przechodzi do analizy możliwości dostarczenia brakującej mocy z magazynu bateryjnego. Weryfikowana jest moc rozładowania i zgromadzona energia w magazynie, aby określić, czy możliwe jest zaspokojenie bieżącego niedoboru mocy.

Warunek 10 jest spełniony, jeżeli zachodzi relacja W10:

$$P_{SYSTbase\_bal,ia} < 0 \quad (W10)$$

Warunek 7, Warunek 7,1 = *False, False*

Warunek 10.1 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W10.1:

$$Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax} > \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}$$

$$P_{BATmax\_dis,ia} > \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \quad (W10.1)$$

Warunek 10 = *True*

Spełnienie warunku 10.1 oznacza, że energia zgromadzona w magazynie bateryjnym umożliwia pokrycie bazowego zapotrzebowania w sytuacji niewystarczającej dostępności mocy ze źródeł odnawialnych.

Jednocześnie jeżeli warunek 10.1 obowiązuje to dostępna pojemność magazynu bateryjnego  $Cap_{BATuse,ia}$ , po zbilansowaniu wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R7).

Dodatkowo jeżeli warunek 10.1 ma zastosowanie to dostępna moc rozładowania magazynu energii  $P_{BATmax\_dis,ia}$  w iteracji  $ia$ , aktualizowana jest zgodnie ze wzorem (R7.1).

W konsekwencji spełnienia warunku 10.1 moc pozyskana z magazynu bateryjnego  $P_{BATdis,ia}$  w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest na podstawie równania (R7.2).

W przypadku spełnienia warunku 10.1 magazyn bateryjny uzupełnia niedobór bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność  $Cap_{BATia}$  w iteracji  $ia$ , aktualizowana jest zgodnie z równaniem (R7.3).

Niespełnienie warunku 10.1 wskazuje na brak możliwości pełnego pokrycia bazowego zapotrzebowania na energię  $P_{Lbase,ia}$  z wykorzystaniem dostępnych podstawowych źródeł energii oraz zasobów magazynu bateryjnego.

Warunek 10.2 jest spełniony, jeżeli zachodzi warunek logiczny (W10.2):

$$Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax} > \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}$$

$$P_{BATmax\_dis,ia} < \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \quad (W10.2)$$

Warunek 10.1 = *False*

Jeżeli warunek 10.2 jest spełniony to dostępna pojemność magazynu bateryjnego  $Cap_{BATuse,ia}$  po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R8).

Jednocześnie jeżeli warunek 10.2 obowiązuje to dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego  $P_{BATmax\_dis,ia}$ , przyjmuje wartość 0.

Dodatkowo jeżeli warunek 10.2 ma zastosowanie to moc pozyskana z magazynu bateryjnego  $P_{BATdis,ia}$  w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R8.1).

W konsekwencji spełnienia warunku 10.2 magazyn bateryjny zasila część niedoboru bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność  $Cap_{BATia}$  w iteracji  $ia$  jest aktualizowana zgodnie ze wzorem (R8.2).

Warunek 10.3 przyjmuje wartość *prawda*, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W10.3:

$$Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax} < \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia} \cdot t_{ia}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}$$

$$P_{BATmax\_dis,ia} < \frac{-P_{SYSTbase\_bal,ia}}{\eta_{inv}} \quad (W10.3)$$

$$P_{BATmax\_dis,ia} > \frac{(Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax}) \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}{t_{ia}}$$

Warunek 10.2 = *False*

Jeżeli warunek 10.3 jest spełniony to dostępna pojemność magazynu bateryjnego  $Cap_{BATuse,ia}$  po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R12):

$$Cap_{BATuse,ia} = 0 \quad (R12)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 10.3 obowiązuje to dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R12.1):

$$P_{BATmax\_dis,ia} = \frac{(Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax}) \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}{t_{ia}} \quad (R12.1)$$

Dodatkowo jeżeli warunek 10.3 ma zastosowanie to moc pozyskana z magazynu bateryjnego w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana z wykorzystaniem wzoru (R12.2):

$$P_{BATdis,ia} = \frac{(Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax}) \cdot \eta_{BATdis} \cdot 60}{t_{ia}} \quad (R12.2)$$

W konsekwencji spełnienia warunku 10.3, magazyn bateryjny zasila część niedoboru bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność w iteracji  $ia$  jest aktualizowana zgodnie ze wzorem (R12.3):

$$Cap_{BATia} = Cap_{BATia} - SoC_{BATmin} \cdot Cap_{BATmax} \quad (R12.3)$$

Jeżeli warunek 10.3 nie jest spełniony to dostępna pojemność magazynu bateryjnego  $Cap_{BATuse,ia}$  po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R8).

Jednocześnie jeżeli warunek 10.3 nie obowiązuje to dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego  $P_{BATmax\_dis,ia}$ , w iteracji  $ia$ , przyjmuje wartość 0.

Dodatkowo jeżeli warunek 10.3 nie ma zastosowania to moc pozyskana z magazynu bateryjnego  $P_{BATdis,ia}$  w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R8.1).

Ponadto, jeżeli warunek 10.3 nie jest spełniony magazyn bateryjny uzupełnia częściowo niedobór bazowego zapotrzebowania na moc, a jego pojemność  $Cap_{BATia}$  w iteracji  $ia$ , jest aktualizowana zgodnie ze równaniem (R8.2).

W dalszej części algorytmu określana jest moc systemu po stronie prądu przemiennego ( $P_{SYSTbase,ACia}$ ), generowana przez podstawowe źródła energii (turbiny wodne i turbiny wiatrowe) w iteracji  $ia$ , zgodnie z równaniem (R2).

Moc wyjściowa systemu po stronie prądu stałego ( $P_{SYSTbase,DCia}$ ), generowana przez podstawowe źródła energii (elektrownię fotowoltaiczną) w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R13):

$$P_{SYSTbase,DCia} = P_{PV,ia} \quad (R13)$$

Moc systemu generowana przez podstawowe źródła energii (elektrownia wodna, wiatrowa i fotowoltaiczna) w iteracji  $ia$  ( $P_{SYSTbase,ia}$ ), obliczana jest podstawie równania (R4).

Moc systemu generowana przez podstawowe źródła energii (elektrownia wodna, wiatrowa i fotowoltaiczna) i rozładowanie magazynu bateryjnego ( $P_{SYSTia}$ ) w iteracji  $ia$ , określana jest zgodnie ze wzorem (R9).

Bilans mocy systemu uwzględniający bazowe zapotrzebowanie oraz generację z podstawowych źródeł energii ( $P_{SYST\_bal,ia}$ ) w iteracji  $ia$  jest zgodny z równaniem (R10).

Objętości wody w zbiorniku ( $V_{PONia}$ ), po zbilansowaniu jest wyznaczana z równania (R14):

$$V_{PONia} = V_{PONia} + (Q_{PON,INia} - Q_{HYDia}) \cdot t_{ia} \cdot 60 \quad (R14)$$

W kolejnym etapie algorytmu, który obejmuje Warunki od 11 do 13 następuje weryfikacja czy system jest wyposażony w komponent wodorowy. Jeżeli tak, oraz spełniony zostanie Warunek 11, rozpoczyna się faza określania liczby pracujących elektrolizerów. Na podstawie dostępnej nadwyżki mocy wyznaczana jest ilość produkowanego wodoru, a następnie aktualizowany jest stan napełnienia zbiornika wodorowego.

Warunek 11 jest spełniony, jeżeli zachodzi przynajmniej jedno z wyrażeń logicznych W11 lub W11.1:

$$\begin{aligned} Cap_{BATia} &\geq SoC_{BAT\_EZmin} \cdot Cap_{BATmax} \\ J_{EZ} &> 0 \end{aligned} \quad (W11)$$

$$P_{SYSTbase\_bal,ia} > 0$$

$$tech, H_2 = True$$

$$any(ElektrolizerON)$$

$$J_{EZ} > 0$$

$$P_{SYSTbase\_bal,ia} > 0 \quad (W11.1)$$

$$tech, H_2 = True$$

gdzie wartość progowa parametru  $SoC_{BAT\_EZmin}$  definiowana jest przez użytkownika w zależności od strategii zarządzania energią i założeń dotyczących stabilności funkcjonowania systemu.

Warunek 11.1 jest spełniony, jeżeli zachodzi nierówność W11.2:

$$\begin{aligned} P_{HYDia} + P_{WTia} &> P_{Lbase} \\ \text{Warunek 11} &= True \end{aligned} \quad (W11.2)$$

Dostępna moc z podstawowych źródeł energii dla elektrolizerów przy spełnionym warunku 11.1 wyznaczana jest z równania (R15):

$$P_{EZbase,ia} = (P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase}) \cdot \eta_{rect} + P_{PVia} \quad (R15)$$

Warunek 11.2 przyjmuje wartość *prawda*, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W11.3:

$$P_{HYDia} + P_{WTia} + \eta_{inv} \cdot P_{PVia} > P_{Lbase} \quad (W11.3)$$

Warunek 11.1 = *False*

Dostępna moc z podstawowych źródeł energii dla elektrolizerów przy spełnionym warunku 11.2 wyznaczana jest z równania (R16):

$$P_{EZbase,ia} = \frac{P_{HYDia} + P_{WTia} + \eta_{inv} \cdot P_{PVia} - P_{Lbase}}{\eta_{inv}} \quad (R16)$$

Jeżeli Warunek 11 lub Warunek 11.2 nie jest spełniony dostępna moc z podstawowych źródeł energii dla elektrolizerów  $P_{EZbase,ia}$ , przyjmuje wartość 0.

W każdej iteracji  $ia$ , analizę funkcjonowania elektrolizerów rozpoczyna się od elektrolizera o indeksie  $j = 1$ .

Moc pojedynczego elektrolizera wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R17):

$$P_{EZ,j} = \frac{P_{WT} + P_{PV} + 100}{J_{EZ,i}} \quad (R17)$$

Warunek 12 jest spełniony dla rozpatrywanego elektrolizera  $j$  z liczby  $J_{EZ}$ , jeżeli prawdziwy jest warunek logiczny (W12):

$$\begin{aligned} Cap_{BATia} &\geq (SoC_{BAT\_EZmin} + (1 - SoC_{BAT\_EZmin}) \cdot \\ &\quad \cdot EZ_{startSoC} \cdot (j - 1)) \cdot Cap_{BATmax} \\ ElektrolizerON[j] &= False \\ P_{EZ,j} &< (P_{EZbase,ia} + P_{BATmax\_dis,ia}) \end{aligned} \quad (W12)$$

W ramach procedury 6 strategii zarządzania energią, uruchomienie produkcji wodoru w poszczególnych elektrolizerach następuje wyłącznie po przekroczeniu określonego progu energii elektrycznej zgromadzonej w magazynie baterijnym. Dla pierwszego elektrolizera wartość ta odpowiada poziomowi  $SoC_{BAT\_EZmin}$ . Taki mechanizm działania odzwierciedla przyjętą hierarchię priorytetów, w której zabezpieczenie zapotrzebowania bazowego ma pierwszeństwo przed rozpoczęciem procesu elektrolizy. Energia kierowana do elektrolizerów pochodzi z nadwyżek, które nie są już wymagane

do zapewnienia bazowego zapotrzebowania systemu energetycznego lub doładowania magazynu baterijnego.

Liczba dostępnych elektrolizerów ( $J_{EZ}$ ) oraz wartość progowa  $EZ_{startSoC}$  wykorzystywana w procedurze są konfigurowalne i mogą być dostosowane do specyfiki systemu oraz przyjętej strategii operacyjnej. Dla każdej jednostki weryfikowany jest Warunek 12, określający minimalny poziom naładowania magazynu baterijnego niezbędny do jej uruchomienia.

Warunek 12.1 pozwala określić, czy dostępna moc z podstawowych źródeł energii wystarcza do zasilenia danego elektrolizera i jest spełniona, jeżeli zachodzi reguła W12.1:

$$P_{EZbase,ia} \geq P_{EZ,j} \quad \text{(W12.1)}$$

Warunek 12 = *True*

Jeżeli reguła 12,1 jest spełniona, elektrolizer zostaje uruchomiony, a dostępna moc generowana przez podstawowe źródła energii jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R18):

$$P_{EZbase,ia} = P_{EZ,j} \quad \text{(R18)}$$

W oparciu o procedurę 7 strategii zarządzania energią, wartość  $P_{EZbase,ia}$ , jest aktualizowana po uwzględnieniu jednostkowego zapotrzebowania rozpatrywanego elektrolizera. Oznacza to, że przy analizie kolejnych jednostek uwzględnia się już moc pomniejszoną o sumaryczne zapotrzebowanie uprzednio uruchomionych elektrolizerów. W konsekwencji dostępna moc dla każdego następnego elektrolizera sukcesywnie maleje, co ogranicza możliwość ich jednoczesnego uruchomienia wyłącznie na podstawie chwilowej mocy generowanej przez podstawowe źródła energii.

Jeżeli warunek 12.1 nie jest spełniony to brakująca moc do uruchomienia pojedynczego elektrolizera pobierana jest z magazynu baterijnego, a jej ilość wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R19):

$$P_{EZ,j\_def,ia} = P_{EZbase,ia} - P_{EZ,j} \quad \text{(R19)}$$

Warunek 12.1.1 przyjmuje wartość *prawda*, jeżeli spełniona jest reguła W12.1.1:

$$P_{EZ,j\_def,ia} \leq P_{BATmax\_dis,ia} \quad \text{(W12.1.1)}$$

Warunek 12.1 = *False*

Jeżeli warunek 12.1.1 jest spełniony to elektrolizer jest uruchamiany, a dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R20):

$$P_{BATmax\_dis,ia} -= P_{EZ,j\_def,ia} \quad (R20)$$

Jednocześnie jeżeli Warunek 12.1.1 obowiązuje to wartość parametru  $P_{EZbase,ia}$ , przyjmuje wartość 0.

Ilość wodoru wyprodukowana przez pojedynczy działający elektrolizer w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R21):

$$H_2EZ,j_{ia} = \frac{P_{EZ,j} \cdot \eta_{EZ} \cdot t_{ia}}{HHV_{H_2} \cdot 60} \quad (R21)$$

Poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji  $ia$ , jest wyznaczany zgodnie z równaniem (R22):

$$H_2T_{SoC} += H_2EZ,j_{ia} \quad (R22)$$

Zgodnie z procedurą 8 strategii zarządzania energią, wartość parametru  $H_2T_{SoC}$  jest aktualizowana indywidualnie dla każdego aktywnego elektrolizera. Oznacza to, że produkcja wodoru jest akumulowana w sposób ciągły, a wkład każdego działającego elektrolizera jest niezależnie doliczany do poziomu napełnienia zbiornika wodoru.

Ilość ciepła generowana przez pojedynczy aktywny elektrolizer w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R23):

$$Eth_{iaEZ,j} = \frac{P_{EZ,j} \cdot \eta_{HE} \cdot t_{ia}}{60} \quad (R23)$$

Jeżeli warunek 12.1 lub 12.1.1 jest spełniony, zmienna logiczna  $Elektrolizer\_ON[j]$ , reprezentująca stan pracy danego elektrolizera, zmienia swoją wartość z false (wyłączony) na true (włączony). Oznacza to, że dany elektrolizer zostaje uruchomiony i rozpoczyna pobór mocy w pierwszej kolejności z dostępnej energii generowanej przez źródła podstawowe, a następnie z zasobów magazynu bateryjnego.

Parametr definiujący czas pracy pojedynczego elektrolizera wyznaczany jest zgodnie ze wzorem (R24):

$$t_{EZ,j} = t_{ia} \quad (R24)$$

Warunek 12.1.2 zachodzi, jeżeli spełnione jest wyrażenie logiczne W12.1.2:

$$H_2T_{SoC} > H_2T_{SoCmax} \quad (W12.1.2)$$

Warunek 12.1 lub Warunek 12.1.1 = *True*

Jeżeli warunek 12.1.2 jest spełniony, część wodoru wyprodukowanego w iteracji *ia* nie może zostać zmagazynowana, a jego ilość wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R25):

$$H_{2EXCia} += H_2T_{SoC} - H_2T_{SoCmax} \quad (R25)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 12.1.2 obowiązuje to poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji *ia* jest aktualizowany i wyznaczany zgodnie ze wzorem (R26):

$$H_2T_{SoC} = H_2T_{SoCmax} \quad (R26)$$

Jeżeli natomiast warunek 12.1.1 nie jest spełniony, rozważany pojedynczy elektrolizer nie zostaje aktywowany.

Warunek 12.2 jest spełniony, jeżeli zachodzi przynajmniej jedno z wyrażeń logicznych W12.2.1 lub W12.2.2:

$$t_{EZ,j} \geq t_{EZ,jmin}$$

$$Cap_{BATia} < (SoC_{BAT\_EZmin} + (1 - SoC_{BAT\_EZmin}) \cdot EZ_{startSoC} \cdot (j - 1)) \cdot Cap_{BATmax} \quad (W12.2.1)$$

$$ElektrolizerON[j] = True$$

$$Warunek\ 12 = False$$

$$ElektrolizerON[j] = False$$

$$Warunek\ 12 = False \quad (W12.2.2)$$

Parametr  $t_{EZ,jmin}$  określa minimalny czas nieprzerwanej pracy elektrolizera po jego uruchomieniu i stanowi mechanizm ograniczający częstotliwość cykli załączania i wyłączania urządzenia. Wartość tego parametru jest konfigurowalna i powinna być dostosowana do charakterystyki technicznej elektrolizerów, przyjętej strategii eksploatacyjnej oraz wymagań dotyczących trwałości i stabilności pracy systemu. Parametr ten został wprowadzony w celu ograniczenia nadmiernej liczby cykli pracy urządzenia, co pozwala na zmniejszenie zużycia eksploatacyjnego oraz poprawę stabilności jego pracy.

Jeżeli warunek 12.2 jest spełniony, rozpatrywany elektrolizer zostaje wyłączony, a parametr  $t_{EZ,j}$  przyjmuje wartość 0 lub utrzymywany jest stan jego nieaktywności.

Warunek 12.3 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi przynajmniej jedna z reguł W12.3.1 lub W12.3.2:

$$P_{EZ,j} > (P_{EZbase,ia} + P_{BATmax\_dis,ia}) \quad (W12.3.1)$$

Warunek 12.2 = *False*

$$SoC_{BAT\_EZmin\_off} \cdot Cap_{BATmax} > Cap_{BATia} - \frac{P_{EZ,j} \cdot t_{ia}}{\eta_{BATdis} \cdot 60} \quad (W12.3.2)$$

Warunek 12.2 = *False*

Jeżeli warunek 12.3 jest spełniony, rozpatrywany elektrolizer zostaje wyłączony, a parametr  $t_{EZ,j}$  przyjmuje wartość 0.

Warunek 12.4 pozwala określić, czy dostępna dla technologii wodorowych moc z podstawowych źródeł energii wystarcza do zasilenia  $j$ -tego elektrolizera i jest spełniony, jeżeli:

$$P_{EZbase,ia} \geq P_{EZ,j} \quad (W12.4)$$

Warunek 12.3 = *False*

Jeżeli warunek 12.4 jest spełniony, elektrolizer kontynuuje pracę w iteracji  $ia$ , a dostępna moc generowana przez podstawowe źródła energii  $P_{EZbase,ia}$  aktualizowana jest zgodnie z równaniem (R18).

Natomiast jeżeli warunek 12.4 nie zachodzi, brakująca moc do zasilania elektrolizera pobierana jest z magazynu bateryjnego  $P_{EZ,j\_def,ia}$  zgodnie z równaniem (R19).

Warunek 12.5 jest spełniony, jeżeli zachodzi nierówność W12.5:

$$P_{EZ,j\_def,ia} \leq P_{BATmax\_dis,ia} \quad (W12.5)$$

Warunek 12.4 = *False*

Jeżeli warunek 12.5 jest spełniony, elektrolizer kontynuuje pracę, a dostępna moc rozładowania magazynu bateryjnego jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R20).

Spełnienie warunku 12.5 powoduje, że parametr  $P_{EZbase,ia}$ , przyjmuje wartość 0.

Ilość wodoru produkowanego przez pojedynczy elektrolizer w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R21).

Poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji  $ia$ , obliczany jest według równania (R22), indywidualnie dla każdego aktywnego elektrolizera.

Ilość ciepła generowanego przez elektrolizer w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R23).

Jeżeli warunek 12.4 jest spełniony to zmienna logiczna  $Elektrolizer\_ON[j]$  reprezentująca stan pracy danego elektrolizera w dalszym ciągu pozostaje na poziomie true (włączony).

Czas pracy pojedynczego elektrolizera wyznaczany jest zgodnie z równaniem (R24.1):

$$t_{EZ,j} += t_{ia} \quad (R24.1)$$

Warunek 12.5.1 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi nierówność W12.5.1:

$$H_2T_{SoC} > H_2T_{SoCmax} \quad (W12.5.1)$$

Warunek 12.4 lub Warunek 12.5 = *True*

Jeżeli warunek 12.5.1 jest spełniony, nadmiar wyprodukowanego wodoru nie podlega magazynowaniu i wyznaczany jest zgodnie z równaniem (R25).

Jednocześnie jeżeli warunek 12.5.1 obowiązuje to poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji  $ia$ , jest aktualizowany do wartości maksymalnej, zgodnie z równaniem (R26).

Natomiast jeżeli warunek 12.5 nie jest spełniony, rozpatrywany elektrolizer przerywa pracę, a parametr  $t_{EZ,j}$  przyjmuje wartość 0.

Warunek 13 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi nierówność W13:

$$j < J_{EZ} \quad (W13)$$

W przypadku spełnienia warunku 13, następuje powrót do warunku 12 i wykonanie obliczeń dla kolejnego elektrolizera. Z tego względu wartość parametru  $j$  zostaje zwiększona o jeden.

Po zakończeniu analizy funkcjonowania wszystkich elektrolizerów algorytm sprawdza, czy w systemie nadal występują nadwyżki energii elektrycznej. Jeżeli tak, dostępna energia zostaje skierowana do doładowania magazynu bateryjnego, pod warunkiem że magazyn posiada wolną pojemność i może przyjąć dodatkową energię.

Warunek 14 jest spełniony, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W14:

$$P_{EZbase,ia} > 0$$

(W14)

Warunek 13 = *False*

Warunek 14.1 jest spełniony, jeżeli zachodzi reguła W14.1:

$$P_{EZbase,ia} < P_{BATmax\_ch,ia}$$

(W14.1)

Warunek 14 = *True*

Jeżeli warunek 14.1 jest spełniony to pozostała dostępna moc z podstawowych źródeł energii w iteracji *ia* kierowana jest do ładowania magazynu bateryjnego, którego pojemność wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R27).

$$Cap_{BATia} += \frac{P_{EZbase,ia} \cdot \eta_{BATch} \cdot t_{ia}}{60}$$

(R27)

Jednocześnie jeżeli warunek 14.1 obowiązuje to dostępna moc ładowania magazynu bateryjnego jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R28):

$$P_{BATmax\_ch,ia} -= P_{EZbase,ia}$$

(R28)

Jeżeli natomiast warunek 14.1 nie jest spełniony, niewykorzystana moc dostępna z podstawowych źródeł energii kierowana jest w iteracji *ia* do ładowania magazynu bateryjnego, a jego zaktualizowana pojemność wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R29):

$$Cap_{BATia} = Cap_{BATia} + \frac{P_{BATmax\_ch,ia} \cdot \eta_{BATch} \cdot t_{ia}}{60}$$

(R29)

Jednocześnie jeżeli warunek 14.1 nie obowiązuje to parametr  $P_{BATmax\_ch,ia}$ , przyjmuje wartość 0, co oznacza brak dostępnej mocy ładowania magazynu bateryjnego.

Warunek 14.2 jest spełniony, jeżeli zachodzi nierówność W14.2:

$$P_{PVia} - \sum_{j=1}^{J_{EZ}} P_{EZ,j} > P_{BATmax\_ch,ia}$$

(W14.2)

Warunek 14.1 = *False*

Jeżeli warunek 14.2 jest spełniony, wartość pozostałej dostępnej mocy z podstawowych źródeł energii po zasilaniu elektrolizerów oraz wykorzystaniu mocy ładowania magazynu bateryjnego wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R30):

$$P_{SYSTlost,ia} = (P_{PVia} - \sum_{j=1}^{J_{EZ}} P_{EZ,j} - P_{BATmax\_ch,ia}) \cdot \eta_{inv} +$$

$$+ P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase}$$
(R30)

Natomiast, gdy warunek 14.2 nie jest spełniony wartość parametru  $P_{SYSTlost,ia}$  wyznaczana jest zgodnie ze wzorem (R31):

$$P_{SYSTlost,ia} = \frac{(P_{PVia} - \sum_{j=1}^{J_{EZ}} P_{EZ,j} - P_{BATmax\_ch,ia} +$$

$$\frac{+ (P_{HYDia} + P_{WTia}) \cdot \eta_{rect}}{\eta_{rect}}) - P_{Lbase}}{\eta_{rect}}$$
(R31)

Jeżeli warunek 14 nie jest spełniony, to w iteracji  $ia$ , nie występuje nadmiar energii, który mógłby zostać przekierowany do magazynu bateryjnego.

W przypadku gdy warunek 11 nie jest spełniony, algorytm pomija etap analizy technologii wodorowej i przechodzi do sprawdzenia, czy w systemie występują nadwyżki energii elektrycznej. Jeżeli tak, podejmowana jest próba doładowania magazynu bateryjnego, o ile pozwala na to jego aktualna pojemność oraz parametry techniczne.

Warunek 15 jest spełniony, jeżeli zachodzi reguła W15:

$$P_{HYDia} + P_{WTia} > P_{Lbase}$$

$$\text{Warunek 11} = \text{False}$$
(W15)

Warunek 15.1 jest prawdziwy, jeżeli spełniona jest nierówność W15.1:

$$(P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase}) \cdot \eta_{rect} + P_{PVia} < P_{BATmax\_ch,ia}$$

$$\text{Warunek 15} = \text{True}$$
(W15.1)

Jeżeli warunek 15.1 jest spełniony, pozostała dostępna moc z podstawowych źródeł energii zasila magazyn bateryjny w iteracji  $ia$ , a jego pojemność jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R32):

$$Cap_{BATia} = Cap_{BATia} + \frac{(P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase}) \cdot$$

$$\frac{\cdot \eta_{rect} \cdot \eta_{BATch} \cdot t_{ia}}{3600} + \frac{P_{PVia} \cdot \eta_{BATch} \cdot t_{ia}}{3600}$$
(R32)

Jeżeli warunek 15.1 jest spełniony to dostępna moc ładowania magazynu bateryjnego jest aktualizowana na podstawie wzoru (R33):

$$P_{BATmax\_ch,ia} = (P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase}) \cdot \eta_{rect} + P_{PVia} \quad (R33)$$

Jeżeli warunek 15.1 nie jest spełniony, dostępna moc kierowana jest do ładowania magazynu bateryjnego, którego pojemność aktualizowana jest zgodnie z równaniem (R29).

Jednocześnie jeżeli warunek 15.1 nie obowiązuje to parametr  $P_{BATmax\_ch,ia}$  przyjmuje wartość 0.

Warunek 15.2 jest spełniony, jeżeli zachodzi nierówność W15.2:

$$P_{PVia} > P_{BATmax\_ch,ia} \quad (W15.2)$$

Warunek 15.1 = *False*

Jeżeli warunek 15.2 jest spełniony, pozostała dostępna moc z podstawowych źródeł energii po zasileniu magazynu bateryjnego przepada, a jej ilość wyznaczana jest na podstawie wzoru (R34):

$$P_{SYSTlost,ia} = (P_{PVia} - P_{BATmax\_ch,ia}) \cdot \eta_{inv} + P_{HYDia} + P_{WTia} - P_{Lbase} \quad (R34)$$

Jeżeli natomiast warunek 15.2 nie jest prawdziwy pozostała dostępna moc z podstawowych źródeł energii, po zasileniu magazynu bateryjnego pozostaje niewykorzystana, a jej ilość wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R35):

$$P_{SYSTlost,ia} = \frac{(P_{PVia} - P_{BATmax\_ch,ia} + (P_{HYDia} + P_{WTia}) \cdot \eta_{rect})}{\eta_{rect}} - P_{Lbase} \quad (R35)$$

Warunek 15.3 jest spełniony, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W15.3:

$$\frac{(P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} - P_{Lbase})}{\eta_{inv}} > P_{BATmax\_ch,ia} \quad (W15.3)$$

Warunek 15 = *False*

Jeżeli warunek 15.3 jest spełniony, nadwyżka mocy zasila magazyn bateryjny, a jego pojemność obliczana jest zgodnie z równaniem (R29).

Jednocześnie jeżeli warunek 15.3 obowiązuje to parametru  $P_{BATmax\_ch,ia}$  przyjmuje wartość 0.

Dodatkowo, jeżeli warunek 15.3 ma zastosowanie niewykorzystana moc po zasileniu magazynu baterijnego pozostaje niezagospodarowana a jej wartość wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R34).

Warunek 15.4 jest prawdziwy, jeżeli zachodzi nierówność W15.4:

$$\frac{(P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} - P_{Lbase})}{\eta_{inv}} > 0 \quad (W15.4)$$

$$\text{Warunek 15.3} = \text{False}$$

Jeżeli warunek 15.4 jest spełniony pozostała dostępna moc z podstawowych źródeł energii zasila magazyn baterijny w iteracji  $ia$ , a jego pojemność jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R36):

$$Cap_{BATia} = Cap_{BATia} + \frac{\frac{(P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} - P_{Lbase})}{\eta_{inv}}}{60} \cdot \frac{\eta_{BATch} \cdot t_{ia}}{60} \quad (R36)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 15.4 jest spełniony to dostępna moc ładowania magazynu baterijnego jest aktualizowana zgodnie z równaniem (R37):

$$P_{BATmax\_ch,ia} = \frac{(P_{HYDia} + P_{WTia} + P_{PVia} \cdot \eta_{inv} - P_{Lbase})}{\eta_{inv}} \quad (R37)$$

Warunek 16 jest spełniony, jeżeli zachodzi nierówność W16:

$$Cap_{BAT,ia} > Cap_{BATmax} \quad (W16)$$

Jeżeli warunek 16 jest prawdziwy, ilość energii niewykorzystanej na skutek przekroczenia maksymalnej pojemności magazynu baterijnego w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R38):

$$E_{BATlost,ia} = Cap_{BAT,ia} - Cap_{BATmax} \quad (R38)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 16 obowiązuje to pojemność magazynu baterijnego w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R39):

$$Cap_{BATia} = Cap_{BATmax} \quad (R39)$$

Natomiast jeżeli warunek 15.4 nie jest spełniony, to dostępna moc z podstawowych źródeł energii jest niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania bazowego  $P_{Lbase}$ . Niedobór bazowego zapotrzebowania na moc w iteracji  $ia$ , jest wyznaczany zgodnie ze wzorem (R40):

$$P_{L_{def},ia} = P_{Lbase} - P_{HYDia} - P_{WTia} - P_{PVia} \cdot \eta_{inv} - P_{BATdis,ia} \cdot \eta_{inv} \quad (R40)$$

Warunek 17 jest spełniony, jeżeli prawdziwe jest wyrażenie logiczne W17:

$$\begin{aligned} tech, H_2 &= True \\ \text{Warunek 17} &= False \end{aligned} \quad (W17)$$

Jeżeli warunek 17 nie jest spełniony analizowany system nie zapewnia pełnego pokrycia bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną w iteracji  $ia$ .

Jeżeli system wyposażony jest w technologię wodorową i w iteracji  $ia$  występuje niedobór energii elektrycznej względem zapotrzebowania bazowego, algorytm sprawdza, czy możliwe jest jego pokrycie przy użyciu ogniwa paliwowego. Na etapie symulacji mogą być rozpatrywane dwa tryby pracy tego komponentu. W pierwszym z nich nie przyjmuje się z góry ograniczenia mocy ogniwa, tj. w każdej iteracji wyznaczana jest taka moc, jaka jest wymagana do zaspokojenia bieżących potrzeb systemu, a dopiero po zakończeniu całej symulacji analizowana jest maksymalna wartość osiągniętej mocy, która zostaje przyjęta jako moc znamionowa ogniwa paliwowego. W drugim trybie moc ogniwa definiowana jest z góry na etapie wprowadzania danych wejściowych i stanowi wartość znamionową ograniczającą maksymalną moc dostarczaną przez ten komponent. Oznacza to, że w poszczególnych iteracjach deficyt energii może być pokrywany jedynie do wysokości zdefiniowanej mocy, a ewentualna pozostała część zapotrzebowania pozostaje niezaspokojona lub musi być kompensowana innymi źródłami w systemie.

Warunek 18 jest spełniony, jeżeli zachodzi wyrażenie logiczne W18:

$$\begin{aligned} P_{L_{def},ia} &> 0 \\ \frac{P_{L_{def},ia}}{\eta_{inv}} &< \frac{(Cap_{H_2} T_{ia} - SoC_{H_2} T_{min} \cdot Cap_{H_2} T_{max}) \cdot HHV_{H_2} \cdot \eta_{FC} \cdot 60}{t_{ia}} \end{aligned} \quad (W18)$$

$$\text{Warunek 17.1} = True$$

Parametr  $SoC_{H_2} T_{min}$  określa minimalny dopuszczalny poziom napełnienia zbiornika wodoru, poniżej którego jego wykorzystanie do pokrycia niedoborów mocy nie jest dopuszczalne. Wartość tego parametru powinna być definiowana przez użytkownika

na etapie konfiguracji modelu, z uwzględnieniem specyfiki zastosowanej technologii magazynowania wodoru, strategii zarządzania energią oraz wymagań operacyjnych systemu.

Jeżeli warunek 18 jest spełniony, moc wyjściowa ogniwa paliwowego w iteracji  $ia$ , jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R41):

$$P_{FCia} = \frac{P_{L,def,ia}}{\eta_{inv}} \quad (R41)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 18 obowiązuje to poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji  $ia$ , po uwzględnieniu zapotrzebowania dla ogniwa paliwowego jest wyznaczany zgodnie z równaniem (R42):

$$Cap_{H_2} T_{ia} = \frac{P_{FCia} \cdot t_{ia}}{HHV_{H_2} \cdot \eta_{FC} \cdot 60} \quad (R42)$$

W przypadku spełnienia warunku 18 deficyt mocy w zakresie pokrycia zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną jest kompensowany przez ogniwo paliwowe, co pozwala na zapewnienie ciągłości zasilania.

Natomiast jeżeli warunek 18 nie jest spełniony, moc wyjściowa ogniwa paliwowego w iteracji  $ia$  jest wyznaczana zgodnie z równaniem (R43):

$$P_{FCia} = \frac{(Cap_{H_2} T_{ia} - SoC_{H_2} T_{min} \cdot Cap_{H_2} T_{max}) \cdot HHV_{H_2} \cdot \eta_{FC} \cdot 60}{t_{ia}} \quad (R43)$$

Poziom napełnienia zbiornika wodoru w iteracji  $ia$ , po uwzględnieniu zapotrzebowania ogniwa paliwowego jest wyznaczany zgodnie z równaniem (R42):

$$Cap_{H_2} T_{ia} = \frac{P_{FCia} \cdot t_{ia}}{HHV_{H_2} \cdot \eta_{FC} \cdot 60} \quad (R42)$$

Dodatkowo, jeżeli warunek 18 nie obowiązuje analizowany system nie zapewnia pełnego pokrycia zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną.

Warunek 19 jest spełniony, jeżeli zachodzi reguła W19:

$$ia \text{ mod } \frac{t_{H_2,sell}}{t_{ia}} == i_{H_2,sell} \quad (W19)$$

$$tech_{H_2} = True$$

gdzie parametr  $tH_{2,sell}$  określa interwał czasowy pomiędzy kolejnymi momentami sprzedaży wodoru. Etap, w którym realizowana jest sprzedaż, ustalany jest przez użytkownika zgodnie z przyjętym harmonogramem operacyjnym systemu lub strategiami rynkowymi. W algorytmie moment ten jest identyfikowany poprzez odpowiedni krok czasowy symulacji, odpowiadający zaplanowanej godzinie sprzedaży.

Warunek 19.1 jest prawdziwy, jeżeli spełniona jest nierówność W19.1:

$$H_{2T_{SoC_{ia}}} - H_{2,Lbase} > (SoC_{H_2T_{min}} \cdot CapH_{2T_{max}}) \quad (W19.1)$$

Warunek 19 = *True*

Parametr  $SoC_{H_2T_{min,sell}}$  określa minimalny stopień napełnienia zbiornika wodoru, od którego dopuszcza się rozpoczęcie sprzedaży. Wartość tego parametru definiowana jest przez użytkownika w zależności od strategii zarządzania energią i wymagań eksploatacyjnych systemu.

Jeżeli warunek 19.1 jest spełniony to ilość sprzedanego wodoru w iteracji  $ia$ , wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R44):

$$QH_{2,ia} = H_{2,Lbase} \quad (R44)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 19.1 obowiązuje to wolumen niedoborów wodoru w iteracji  $ia$ , wyznaczany jest zgodnie z równaniem (R45):

$$H_{2UNM_{ia}} = 0 \quad (R45)$$

Dodatkowo, jeżeli warunek 19.1 ma zastosowanie to pojemność zbiornika wodoru po sprzedaży wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R46):

$$CapH_{2T_{ia}} = H_{2,Lbase} \quad (R46)$$

Natomiast jeżeli warunek 19.1 nie jest spełniona to ilość sprzedanego wodoru wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R47):

$$QH_{2,ia} = CapH_{2T_{ia}} - (SoC_{H_2T_{min,sell}} \cdot CapH_{2T_{max}}) \quad (R47)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 19.1 nie obowiązuje to wolumen niedoborów wodoru wyznaczany jest na podstawie wzoru (R48):

$$H_{2UNMia} = H_{2,Lbase} - \left( CapH_2T_{ia} - (SoC_{H_2Tmin,sell} \cdot CapH_2T_{max}) \right) \quad (R48)$$

Dodatkowo, jeżeli warunek 19.1 nie ma zastosowania to pojemność zbiornika wodoru po dokonaniu sprzedaży wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R49):

$$CapH_2T_{ia} = \left( CapH_2T_{ia} - (SoC_{H_2Tmin,sell} \cdot CapH_2T_{max}) \right) \quad (R49)$$

Na zakończenie analizowanej iteracji do wartości parametru  $ia$  dodaje się 1, co oznacza przejście do kolejnego kroku czasowego. Dane z bieżącej iteracji są zapisywane do struktur przechowujących wyniki symulacji. Pozwala to na późniejszą analizę kształtowania się wartości kluczowych parametrów systemu w czasie, takich jak produkcja energii z poszczególnych źródeł odnawialnych, poziom napełnienia magazynów energii czy ilość wyprodukowanego wodoru. Dzięki temu możliwe jest graficzne przedstawienie przebiegu procesów oraz ocena efektywności działania systemu w całym okresie symulacji. Następnie algorytm powraca do weryfikacji warunku 1, inicjując kolejną pętlę obliczeniową.

W przypadku niespełnienia warunku 1 algorytm nie kontynuuje standardowej pętli obliczeniowej, lecz przechodzi do etapu weryfikacji opłacalności wdrożenia elektrolizerów. Celem tej procedury jest określenie liczby jednostek, dla których spełnione są kryteria ekonomiczne, na podstawie analizy relacji między przychodami ze sprzedaży wodoru a kosztami inwestycyjnymi, eksploatacyjnymi oraz związanymi z wymianą urządzeń. Po zakończeniu analizy i wyznaczeniu nowej liczby elektrolizerów, algorytm ponownie inicjuje proces obliczeniowy, rozpoczynając symulację od pierwszej iteracji ( $ia = 1$ ). Ponowne przeliczenie całego cyklu jest konieczne, ponieważ zmiana liczby elektrolizerów wpływa na strukturę systemu, bilans mocy oraz czasowa charakterystyka pracy komponentów w czasie symulowanego okresu pracy systemu.

Warunek 20 uznaje się za spełniony, jeżeli zachodzi odpowiadające mu wyrażenie logiczne W20:

$$EZ_{opt} = 1 \quad (W20)$$

Warunek 1 = *False*

Jeżeli warunek 20 jest prawdziwy to obliczenia są wykonywane dla pierwszego elektrolizera (wartość parametru  $j = 1$ ), a zmienna  $BCR, J_{EZ}$  przyjmuje wartość 0.

Warunek 21 jest spełniona, jeżeli prawdziwe jest wyrażenie logiczne W21:

$$j \leq J_{EZ} \quad (W21)$$

Warunek 20 = *True*

Jeżeli warunek 21 jest spełniony to dla każdego elektrolizera określana jest kwota wynikająca ze sprzedaży wyprodukowanego wodoru na podstawie wzoru (R50):

$$H_{2,sell\_EZ,j} = \sum_{nyr_j=1}^{nyr} \left( \sum_{iy=1+L, iy \cdot (nyr_j-1)}^{L, iy \cdot nyr_j} (H_{2EZ,jia} - H_{2EXC\_EZ,jia}) \cdot C, H_2 + \sum_{iy=1+L, iy \cdot (nyr_j-1)}^{L, iy \cdot nyr_j} (H_{2EXC\_EZ,jia}) \cdot C, H_{2EXC} \right) \cdot \frac{1}{(1+i')^{nyr_j}} \quad (R50)$$

Jednocześnie jeżeli warunek 21 jest spełniony dla każdego elektrolizera obliczane są koszty inwestycyjne, eksploatacyjne oraz związane z jego wymianą, zgodnie z równaniem (R51):

$$C_{EZ,j} = EZ, j_{CAPEX} + \sum_{nyr_j=1}^{nyr} \left( EZ, j_{OPEX} \cdot \frac{1}{(1+i')^{nyr_j}} \right) + \sum_{EZnyr=1}^{\lfloor \frac{nyr}{l_{j,EZ}} \rfloor} \left( EZ, j_{RC} \cdot \frac{1}{(1+i')^{EZnyr \cdot l_{j,EZ}}} \right) \quad (R51)$$

Spełnienie warunku 22 następuje w przypadku, gdy zachodzi nierówność W22:

$$C_{EZ,j} < H_{2,sell\_EZ,j} \quad (W22)$$

Warunek 21 = *True*

Jeżeli warunek 22 jest spełniony to liczba opłacalnych elektrolizerów wyznaczana jest zgodnie z równaniem (R52):

$$BCR, J_{EZ} += 1 \quad (R52)$$

Po rozpatrzeniu warunku 22 wartość zmiennej  $j$  definiującej numer rozpatrywanego elektrolizera jest zwiększana o 1, co oznacza przejście do analizy kolejnego urządzenia.

Jeżeli warunek 21 nie jest spełniony, liczba opłacalnych do wdrożenia elektrolizerów określana jest zgodnie z równaniem (R52):

$$J_{EZ} = BCR, J_{EZ} \quad (R53)$$

Jednocześnie niespełnienie warunku 21 skutkuje przypisaniem parametrowi  $ia$  wartości 1. W rezultacie dane wejściowe są ponownie wczytywane, a cały algorytm zostaje uruchomiony od początku, rozpoczynając nową pełną pętlę obliczeniową od pierwszej iteracji.

W przypadku gdy warunek 20 nie jest spełniony, działanie algorytmu dla pojedynczego osobnika zostaje zakończone, a wyniki przeprowadzonej symulacji są zapisywane. Następnie algorytm sprawdza czy dokonano analizy wszystkich członków populacji. Spełnienie warunku 23 następuje w przypadku, gdy zachodzi nierówność W23:

$$i_{ind} \neq n_{pop} \quad (W23)$$

Warunek 20 = *False*

Warunek 23 jest prawdziwy, gdy numer aktualnie analizowanego osobnika ( $i_{ind}$ ) jest różny od całkowitej liczby osobników w populacji ( $n_{pop}$ ). Jeśli warunek 23 zachodzi, inicjowane są obliczenia dla kolejnego osobnika w populacji.

Gdy warunek 23 nie jest spełniony (oceniono wszystkie osobniki w populacji), algorytm przechodzi do sprawdzenia warunku zatrzymania procesu optymalizacji. Warunek 24 obowiązuje, jeżeli prawdziwe jest przynajmniej jedno z wyrażeń logicznych (W24.1) lub (W24.2):

$$i_{gen} < n_{gen,max} \quad (W24.1)$$

Warunek 23 = *False*

$$\% \Delta OF < \varepsilon_{OF} \quad (W24.2)$$

Warunek 23 = *False*

Jeżeli nie przeanalizowano maksymalnej liczby pokoleń ( $n_{gen,max}$ ) lub odnotowano poprawę wartości funkcji celu ( $\varepsilon_{OF}$ ) powyżej ustalonego progu  $\% \Delta OF$  w określonej liczbie populacji to następuje wygenerowanie nowej populacji. W nowej populacji następuje ponowna ocena wszystkich osobników, zgodnie z opisanym wcześniej procesem.

Jeśli warunek 24 zostaje spełniony, oznacza to, że osiągnięto kryterium zatrzymania procesu optymalizacji. Może to wynikać z jednej z dwóch sytuacji: osiągnięto maksymalną liczbę pokoleń ( $i_{gen} \geq n_{gen,max}$ ) lub w zadanej liczbie ostatnich pokoleń nie zaobserwowano poprawy wartości funkcji celu powyżej ustalonego progu ( $\% \Delta OF > \varepsilon_{OF}$ )

przez  $n_{l,gen}$  generacji). W takim przypadku działanie algorytmu zostaje zakończone, a jako wynik przyjmowane jest najlepsze rozwiązanie odnalezione w trakcie dotychczasowego przebiegu optymalizacji. Przez „najlepsze rozwiązanie” należy rozumieć osobnika o najwyższej wartości funkcji celu (w przypadku maksymalizacji) lub najniższej wartości funkcji celu (w przypadku minimalizacji) spełniającego ewentualne ograniczenia zadania. Wyniki końcowe procesu, w tym najlepszy osobnik i jego ocena są zapisywane a dalsze obliczenia nie są kontynuowane.

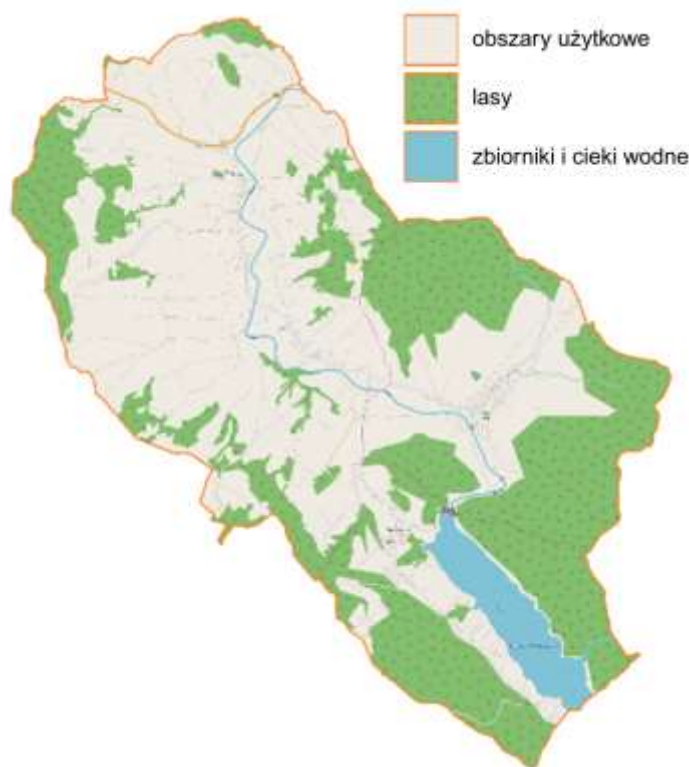
## 7. Przypadek studyjny

### 7.1 Obszar referencyjny

W ramach studium przypadku, jako obszar referencyjny analizowanego systemu energetycznego przyjęto gminę Ropa. Gmina ta położona jest w południowo-wschodniej Polsce, w powiecie gorlickim województwa małopolskiego, na terenie Beskidu Niskiego na wysokości od 350 do 740 m n.p.m.

Liczba mieszkańców gminy w 2023 roku wynosiła 5428, a liczba gospodarstw domowych 1574 (Główny Urząd Statystyczny, 2024). Struktura zabudowy łączy zwarte zespoły osadnicze z rozproszonymi siedliskami wiejskimi.

Na rysunku 7.1 zaprezentowano granice administracyjne gminy oraz strukturę użytkowania terenu z zaznaczeniem głównych form pokrycia i sieci hydrograficznej. Jasne, mozaikowe fragmenty oznaczają obszary użytkowe, natomiast zielone lasy.



Rys. 7.1. Granice administracyjne gminy Ropa oraz struktura użytkowania terenu z zaznaczeniem głównych form pokrycia i sieci hydrograficznej, na podstawie (Openstreetmap, 2025).

W niniejszej pracy nie prowadzono szczegółowej analizy uwarunkowań lokalizacyjnych poszczególnych komponentów systemu energetycznego na obszarze gminy Ropa. W szczególności pominięto czynniki takie jak dostępność terenów inwestycyjnych, ograniczenia środowiskowe oraz wymagania dotyczące minimalnych

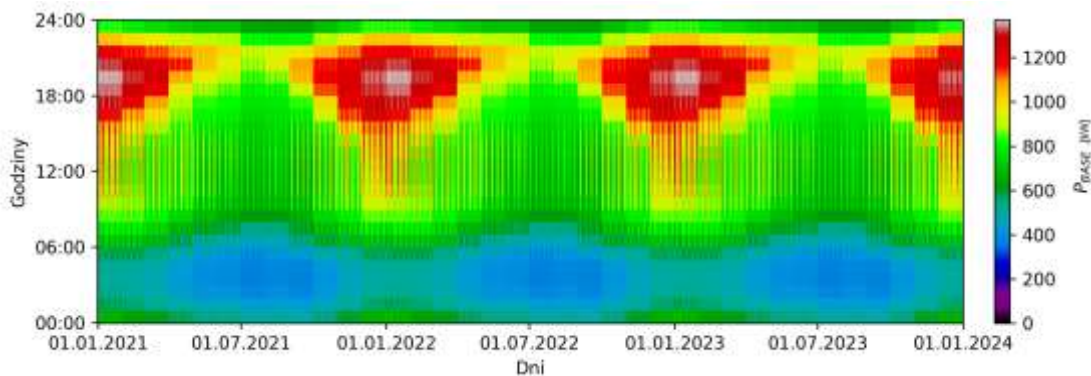
odległości od obiektów podlegających ochronie. Opracowanie ma charakter koncepcyjny, a jego celem jest określenie bilansu mocy oraz identyfikacja optymalnej konfiguracji systemu, bez przeprowadzania analizy przestrzennej wykonalności inwestycji.

### 7.1.1 Profil zużycia energii elektrycznej

W rozpatrywanej społeczności zapotrzebowanie na energię elektryczną określono na podstawie standardowego profilu zużycia w grupie taryfowej G, wyznaczonego przez lokalnego operatora (Tauron Dystrybucja S.A., 2024). Zgodnie z zapisami zatwierdzonej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, profil ten odzwierciedla przeciętną strukturę rozkładu zużycia energii w czasie dla odbiorców indywidualnych. Godzinowy przebieg zapotrzebowania w badanym systemie wyznaczono poprzez skalowanie jednostkowego profilu zużycia z zastosowaniem dedykowanych współczynników obciążenia dla każdej godziny roku, co umożliwiło odwzorowanie zmienności sezonowej oraz dobowej charakterystyki odbioru energii.

W analizie przyjęto roczne zużycie energii elektrycznej na jednego odbiorcę końcowego, wynoszące 4315 kWh, zgodne z wartościami raportowanymi przez Główny Urząd Statystyczny (Główny Urząd Statystyczny, 2023). Na podstawie liczby gospodarstw domowych w gminie Ropa, określonej w danych demograficznych GUS z 2023 roku, całkowite roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną oszacowano na około 6,79 GWh.

Na rysunku 7.2 przedstawiono uśredniony godzinowy przebieg zapotrzebowania na moc elektryczną w ujęciu sezonowym, opracowany na podstawie trzech kolejnych lat referencyjnych.



Rys. 7.2. Sezonowy rozkład godzinowy zapotrzebowania na moc elektryczną, na podstawie (Tauron Dystrybucja S.A., 2024; Główny Urząd Statystyczny, 2023).

W godzinach przedświt (02:00–05:00) obserwowano najniższe wartości obciążenia. Po wschodzie słońca następował stopniowy wzrost zapotrzebowania, osiągający kulminację w godzinach popołudniowo-wieczornych (17:00–21:00). Letnie

maksimum wynosiło około 950 kW, natomiast zimowe przekraczało 1300 kW. Niższe obciążenie szczytowe latem najprawdopodobniej wynikało głównie z eksploatacji urządzeń codziennego użytku oraz oświetlenia, podczas gdy wyższe wartości zimowe były efektem dodatkowego zapotrzebowania ze strony systemów grzewczych oraz zwiększonego zużycia energii na potrzeby oświetlenia.

W kontekście analizowanego autonomicznego systemu energetycznego przyjęty profil posłużył do wyznaczenia bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną ( $E_{Lbase}$ ) w konfiguracjach systemu z grupy A i B, odpowiadającego ilości energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom.

### 7.1.2 Warunki hydrologiczne i meteorologiczne

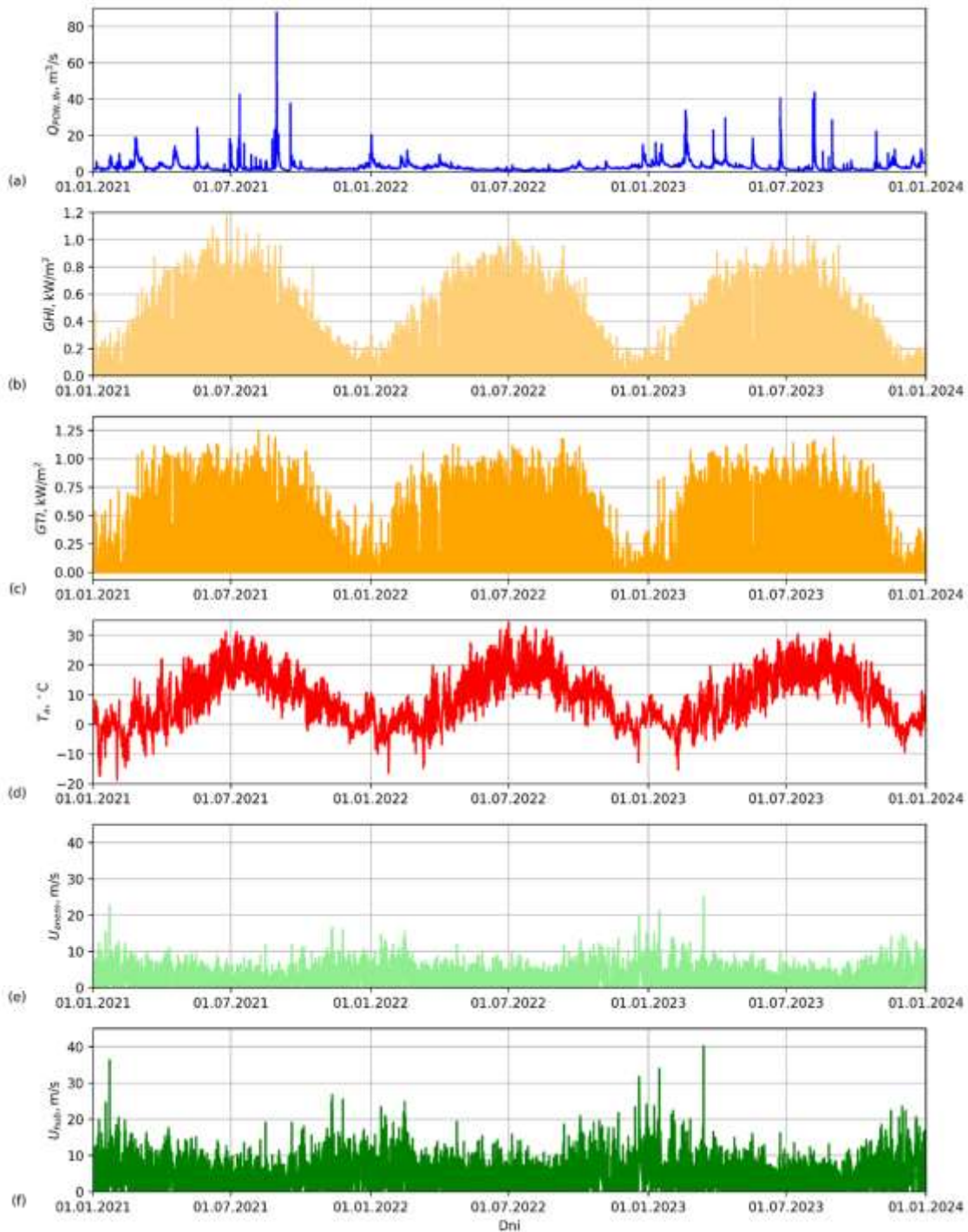
W niniejszym opracowaniu wykorzystano rzeczywiste pomiary hydrologiczne i meteorologiczne dla obszaru potencjalnego funkcjonowania autonomicznego systemu energetycznego. Zakres badań warunków środowiskowych objął trzy pełne lata kalendarzowe (2021–2023). Analizie poddano cztery zmienne.

Wartości pomiarowe dotyczące natężenia dopływu wody w rozdzielczości 10-minutowej pozyskano z Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie – Zbiornik Wodny Klimkówka. W celu uzyskania interwału 5-minutowego każdą z wartości przypisano do dwóch następujących po sobie przedziałów czasowych.

Dane meteorologiczne, tj. całkowite promieniowanie słoneczne padające na powierzchnię poziomą, temperatura otoczenia oraz prędkość wiatru na wysokości anemometru zebrano ze stacji meteorologicznej należącej do Katedry Infrastruktury i Gospodarki Wodnej, Wydziału Budownictwa Inżynierii Środowiska i Architektury, Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza zlokalizowanej na terenie analizowanego obszaru, na wysokości około 412 m n.p.m. Pomiary prędkości wiatru wykonywano na wysokości 9,4 m nad poziomem gruntu. Częstotliwość zapisu danych wynosiła 5 minut.

Luki w danych meteorologicznych uzupełniono z wykorzystaniem metod interpolacji oraz danych zastępczych z sąsiednich stacji meteorologicznych, w zależności od długości przerw i charakteru zmiennej. Takie podejście pozwoliło zachować ciągłość szeregu czasowego i ograniczyć ryzyko wprowadzenia istotnych zniekształceń w dalszej analizie.

Na rysunku 7.3 przedstawiono charakterystykę analizowanych parametrów oraz typowe wzorce ich zmienności obserwowane w badanym okresie.



Rys. 7.3. Dobowa zmienność parametrów hydrologicznych i meteorologicznych przyjętych do analizy (2021–2023), na podstawie danych (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie – Zbiornik Wodny w Klimkówce; Katedry Infrastruktury i Gospodarki Wodnej, Wydziału Budownictwa Inżynierii Środowiska i Architektury, Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza):  $Q_{PON,IN}$  – natężenie dopływu wody do zbiornika retencyjnego,  $GHI$  – globalne promieniowanie poziome,  $GTI$  – globalne promieniowanie na powierzchnię pochyloną,  $T_a$  – temperatura otoczenia,  $U_{anem}$  – prędkość wiatru na wysokości anemometru,  $U_{hub}$  – prędkość wiatru na wysokości osi turbiny.

Natężenie dopływu wody do zbiornika cechowało się wyraźnym profilem sezonowym z najwyższymi wartościami w okresach wiosennych i letnich. Wzrosty przepływów odnotowywano głównie w wyniku topnienia pokrywy śnieżnej oraz intensywnych opadów burzowych. W miesiącach zimowych obserwowano stabilizację i istotny spadek wielkości przepływu, co wskazywało na ograniczoną dostępność zasobów wodnych w tym okresie.

Promieniowanie słoneczne, zarówno całkowite padające na płaszczyznę poziomą, jak i promieniowanie bezpośrednie docierające do powierzchni modułów (*G<sub>Tl</sub>*), wykazywało powtarzalny, roczny rytm sezonowy. Maksyma natężenia przypadały na miesiące letnie, natomiast zimą obserwowano istotne obniżenie strumienia promieniowania słonecznego wynikające z krótkiego dnia i wysokiego stopnia zachmurzenia. Zmienność dzienna była szczególnie widoczna w okresach przejściowych.

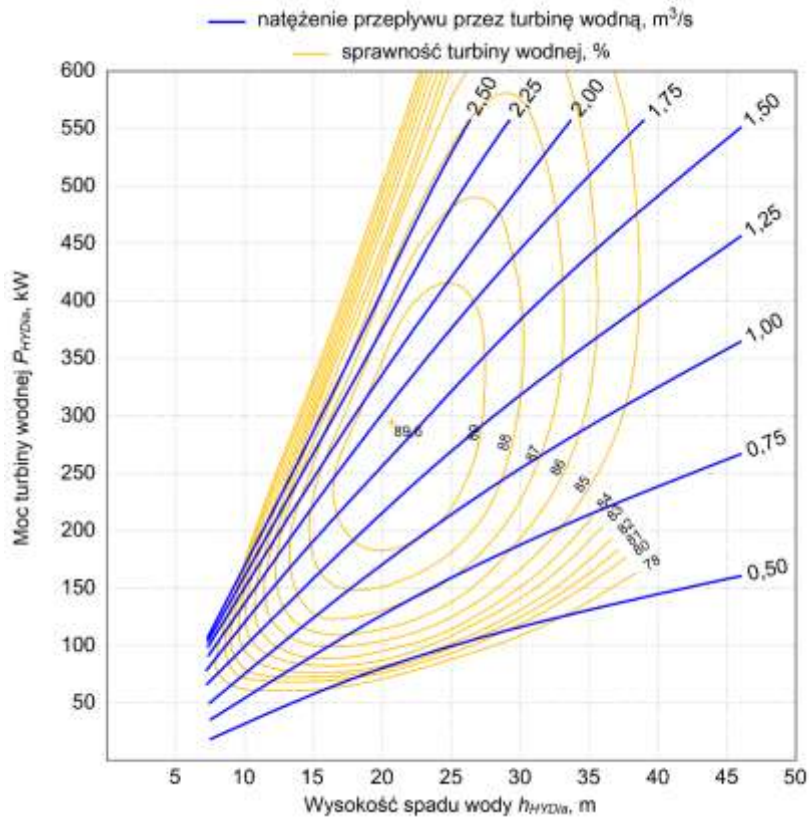
Temperatura otoczenia ukazywała typowy przebieg sezonowy dla obszarów o klimacie umiarkowanym. Zimą dominowały wartości ujemne, natomiast latem występowały okresy z temperaturami przekraczającymi 30°C. Okresy przejściowe charakteryzowały się znaczną amplitudą dobową, co wskazuje na zmienność warunków pogodowych w ujęciu krótkoterminowym.

Prędkość wiatru rejestrowana na wysokości anemometru oraz na wysokości osi wirnika turbiny ( $U_{hub}$ ) wykazywała wysoką zmienność krótkookresową z licznymi epizodami intensywnych porywów. W skali sezonowej obserwowano umiarkowaną tendencję wzrostową w miesiącach zimowych oraz spadkową w okresach letnich, co jest zgodne z typowym rozkładem cyrkulacji atmosferycznej dla obszaru Polski. Zmienność dobową była mniej wyraźna niż w przypadku promieniowania słonecznego, choć widoczne były okresy zwiększonej prędkości wiatru w godzinach popołudniowych i nocnych.

## **7.2 Założenia techniczne**

### **7.2.1 Elektrownia wodna**

Na potrzeby niniejszych badań przyjęto założenie pracy dwóch turbin wodnych o identycznych parametrach. Każda wykorzystuje maksymalnie połowę przepływu w odniesieniu do rzeczywistego układu jednostkowego, co oznacza, że pracując przy takim udziale generuje również połowę mocy. Sumaryczny uzysk odpowiada wówczas warunkom rzeczywistym. W oparciu o to założenie opracowano teoretyczną charakterystykę sprawności przedstawioną na rysunku 7.4.



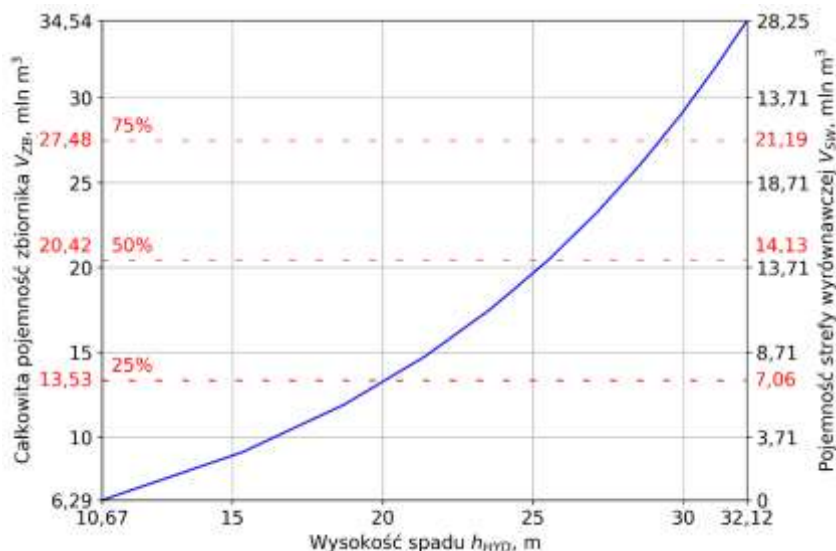
Rys. 7.4. Krzywa sprawności turbiny wodnej przyjęta w analizie, na podstawie danych (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie – Zbiornik Wodny w Klimkówce).

Przyjęcie układu dwóch turbin w modelu miało na celu zapobieżenie błędnemu zaniżeniu wyników w wariantach obejmujących brak zbiornika retencyjnego. W takich przypadkach, ze względu na ograniczone możliwości regulacji przepływu jego wartość często spadałaby poniżej  $1 \text{ m}^3/\text{s}$ , co w rzeczywistym układzie z pojedynczą turbiną prowadziłoby do istotnego spadku sprawności lub całkowitego zaprzestania produkcji energii elektrycznej. Zastosowanie dwóch turbin o mniejszej przepustowości hydraulicznej pozwoliło na rozpoczęcie efektywnego działania elektrowni już przy przepływie  $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Przy przepływach przekraczających  $2 \text{ m}^3/\text{s}$  w modelu uruchamiano obie turbiny umożliwiając dokładniejsze odwzorowanie wpływu niskich przepływów na uzysk energetyczny.

Proces wyznaczania mocy turbiny wodnej oparto na danych empirycznych w postaci wykresów przedstawiających zależności parametrów pracy od warunków hydrologicznych (rys. 7.4). Z kolei, wysokość spadku wody ( $h_{HYDria}$ ) określano na podstawie rysunku 7.5. W celu umożliwienia obróbki numerycznej wykresy te zostały zdigitalizowane, a dane zostały przekształcone do postaci tablicowej.

Pierwszym krokiem określania mocy turbiny wodnej było wyznaczanie wartości parametru ( $h_{HYDria}$ ) dla zadanej objętości wody w części wyrównawczej ( $V_{PONia}$ )

z cyfrowej postaci wykresu. W następnym kroku, na podstawie drugiego zdigitalizowanego wykresu wyznaczono wartość mocy generowanej przez elektrownię wodną ( $P_{HYDia}$ ) oraz osiąganą sprawności ( $\eta_{HYDia}$ ) dla danego przepływu ( $Q_{HYDia}$ ) i wyznaczonej wcześniej wysokości spadu wody ( $h_{HYDia}$ ).



Rys. 7.5. Krzywa zależności wysokości spadu względem objętości wody w strefie wyrównawczej, na podstawie danych (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie – Zbiornik Wodny w Klimkówce).

W iteracjach, w których dane wejściowe nie pokrywały się bezpośrednio z punktami w zdigitalizowanych tablicach danych zastosowano interpolację liniową w celu wyznaczenia wartości pośrednich.

Jeżeli parametr ( $Q_{HYDia}$ ) przyjmował wartość mniejszą niż  $0,50 \text{ m}^3/\text{s}$  uznawano, że elektrowni wodna nie generuje energii elektrycznej, a zmienna ( $P_{HYDia}$ ) przyjmuje wartość równą 0.

Zgodnie z danymi przedstawionymi przez zarządcę Zbiornika Wodnego Klimkówka minimalny czas przesterowania, wynikający z wewnętrznych ustawień sterownika wynosi około 5 minut. Jednak z uwagi, że tak częste zmiany nastaw mogłyby prowadzić do przyspieszonego zużycia elementów mechanicznych, a zwłaszcza węzłów łożyskowych, w analizach przyjęto odstęp regulacji równy 30 minut.

### 7.2.2 Zbiornik wodny

Zbiornik retencyjny uwzględniony w przeprowadzonych badaniach zlokalizowany jest na 54,4 kilometrze biegu rzeki Ropa. Głównym celem jego budowy było wyrównywanie przepływów niżówkowych oraz redukcja kulminacji fal powodziowych. Zbiornik pełni również funkcję źródła wody pitnej i przemysłowej dla okolicznych miejscowości, umożliwia wytwarzanie energii elektrycznej oraz sprzyja rozwojowi

turystyki i rekreacji na obszarach przyległych (Wiejaczka, 2011). Rysunek 7.6 prezentuje zbiornik Klimkówka w ujęciu z lotu ptaka, ukazując jego lokalizację, kształt oraz kontekst przestrzenny wzdłuż doliny rzeki Ropa.



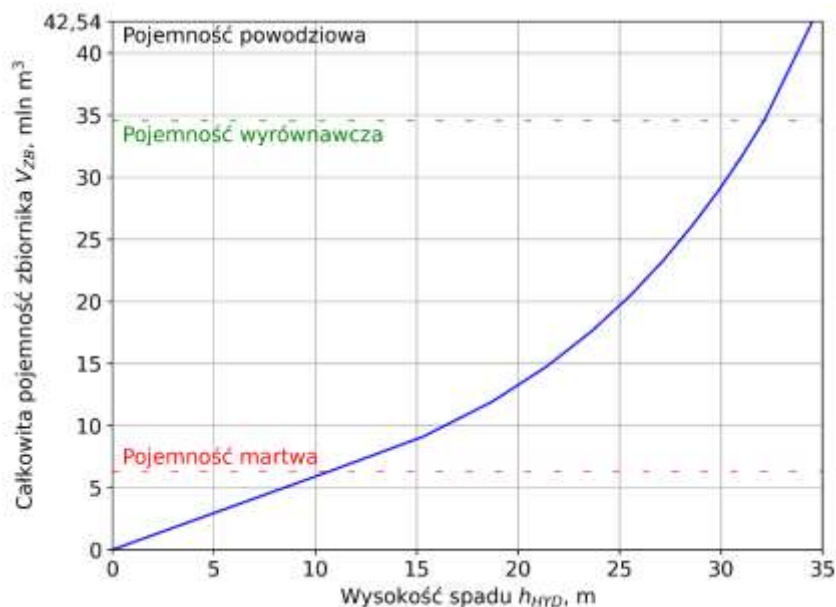
Rys. 7.6. Widok z lotu ptaka na zbiornik wodny Klimkówka na rzece Ropie (fot. Gminny Ośrodek Kultury w Ropie).

Całkowita pojemność zbiornika wynosi 42,54 mln m<sup>3</sup>, z czego 6,29 mln m<sup>3</sup> stanowi pojemność martwa, 28,25 mln m<sup>3</sup> pojemność wyrównawcza, a 8 mln m<sup>3</sup> pojemność powodziowa. Długość zalewu przekracza 5 km, a jego powierzchnia przy maksymalnym piętrzeniu osiąga 3,06 km<sup>2</sup>. Maksymalna głębokość wynosi 34,74 m, przy średniej głębokości około 13 m. Szerokość zbiornika waha się w granicach od 200 do 800 m (Wiejaczka, 2011).

Zapora ma formę budowli ziemnej z centralnym rdzeniem uszczelniającym wykonanym z lokalnej gliny, posadowionym nad galerią kontrolną oraz przesłoną cementacyjną. W konstrukcji przewidziano dwa przewody spustowe o długości 154 m i wymiarach 3,2 × 3,2 m, które w strefie zamknięć zwężają się do 1,2 m. Rozwiązanie to umożliwia dostosowanie intensywności odpływu do potrzeb eksploatacyjnych. Każdy z przewodów wyposażono w stalową zasuwę z napędem mechanicznym, przy czym ich przepustowość przy częściowym (50%) otwarciu wynosi około 70 m<sup>3</sup>/s. Dodatkowo obiekt posiada przelew górny w postaci dwuprzęsłowego jazu o szerokości 2 × 7,5 m. Razem z bystrzem o szerokości 15 m i spadku 40% umożliwia on odprowadzenie przepływu o natężeniu do 275 m<sup>3</sup>/s (Wiejaczka, 2011).

Na rysunku 7.7 przedstawiono zależność pojemności zbiornika względem wysokości piętrzenia. Krzywa obrazuje zmiany pojemności w odniesieniu do wartości

spadu, co jest istotne dla oceny zdolności regulacyjnych zbiornika oraz wpływu na produkcję energii elektrycznej w elektrowni wodnej.



Rys. 7.7. Zależność pojemności zbiornika Klimkówka względem wysokości spadku, na podstawie danych (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie – Zbiornik Wodny w Klimkówce).

W przedstawionym podejściu modelowym zbiornik wodny pełnił kluczową rolę w długoterminowym magazynowaniu energii, w formie zgromadzonej wody, zatrzymując dopływy w okresach wysokiej dostępności źródeł odnawialnych i kumulując je na potrzeby późniejszego wykorzystania. We wszystkich analizowanych wariantach przyjęto początkowy poziom napełnienia zbiornika ( $PON_{SoCstart}$ ) równy 50%.

### 7.2.3 Elektrownia fotowoltaiczna

W analizowanym modelu zastosowano monokrystaliczne moduły fotowoltaiczne o mocy znamionowej ( $P_{PV} = 450 \text{ Wp}$ ) i sprawności maksymalnego punktu mocy w warunkach STC ( $\eta_{mp,STC} = 20,7\%$ ). Moc znamionowa modułów została określona dla warunków STC obejmujących natężenie promieniowania słonecznego ( $GHI_{STC}$ ) równe  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperaturę ogniwa ( $T_{c,STC}$ ) wynoszącą  $25^\circ\text{C}$  oraz brak ruchu powietrza (HOMER Energy, 2025). Moduły charakteryzowały się współczynnikiem temperaturowym mocy maksymalnej ( $\Delta p$ ) równym  $-0,35\%/^\circ\text{C}$ . Wartości przepuszczalności słonecznej osłony ( $\tau$ ) oraz absorpcji słonecznej paneli ( $\alpha_s$ ) przyjęto na poziomie 90% (Duffie i Beckman, 2013). Do obliczeń temperatury rzeczywistej ogniwa zastosowano temperaturę nominalnej pracy ogniwa ( $T_{c,NOCT}$ ) równą  $46^\circ\text{C}$ . Parametr ten definiowany jest jako temperatura powierzchni ogniwa osiągnięta przy promieniowaniu

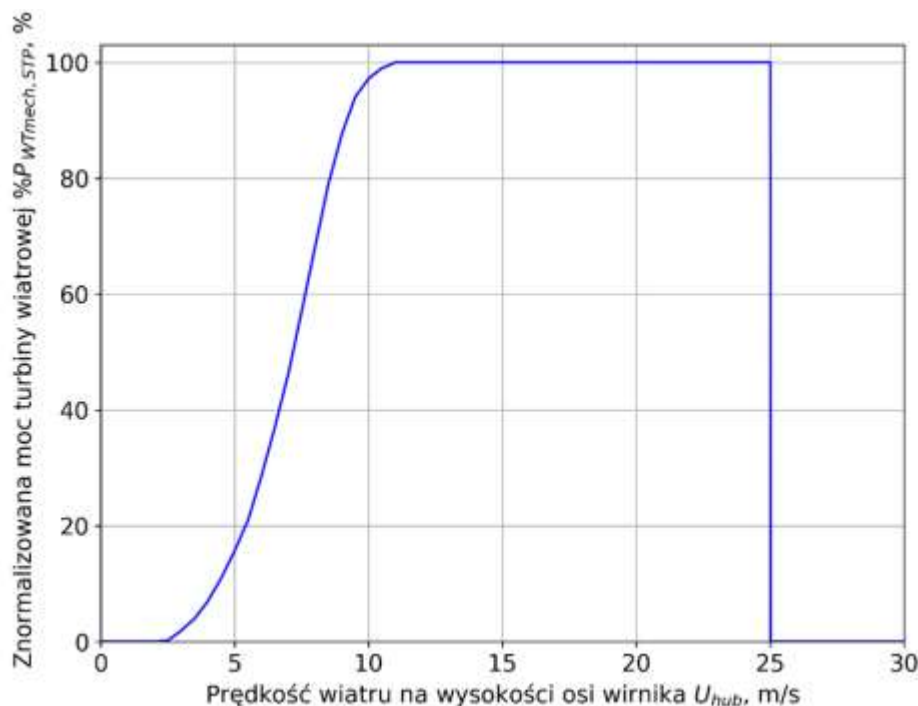
( $GHI_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ ), temperaturze otoczenia ( $T_{a,NOCT} = 20^\circ\text{C}$ ), prędkości wiatru wynoszącej 1 m/s oraz pracy bez obciążenia (HOMER Energy, 2025).

Wybór technologii monokrystalicznej podyktowany był wyższą sprawnością oraz korzystniejszymi parametrami eksploatacyjnymi w porównaniu do paneli polikrystalicznych, szczególnie w warunkach ograniczonego nasłonecznienia. Moduły te wykazują również większą trwałość i niższy współczynnik degradacji, co przekłada się na dłuższą żywotność systemu oraz wyższy uzysk energii w całym okresie eksploatacji (Ayadi i in., 2022; Oni i in., 2024).

W ramach symulacji założono orientację modułów na południe ( $\varphi = 180^\circ$ ) przy kącie nachylenia  $\beta$  wynoszącym  $35^\circ$ , co miało na celu maksymalizację uzysku energii w lokalnych warunkach nasłonecznienia. Na podstawie danych literaturowych wartość współczynnika redukcji mocy elektrowni słonecznej ( $DF_{PV}$ ) przyjęto jako 90%, co odpowiada typowym warunkom eksploatacyjnym instalacji fotowoltaicznych w Polsce (Olczak i Komorowska, 2021).

#### 7.2.4 Elektrownia wiatrowa

W przeprowadzonej analizie przyjęto, że oś wirnika turbiny wiatrowej znajduje się na wysokości ( $h_{hub} = 80 \text{ m}$ ) nad poziomem terenu, a charakterystyka działania turbiny została odwzorowana na podstawie znormalizowanej krzywej mocy w funkcji prędkości wiatru (rys. 7.8.).



Rys. 7.8. Znormalizowana krzywa mocy turbiny wiatrowej w warunkach STP.

Uwzględniono prędkość startową ( $v_{ci}$ ) wynoszącą 3 m/s, prędkość znamionową ( $v_{nom}$ ) równą 11 m/s oraz prędkość wyłączenia ( $v_{co}$ ) wynoszącą 25 m/s. Poniżej prędkości startowej oraz powyżej prędkości wyłączenia turbina nie generowała energii elektrycznej. Na podstawie krzywej przedstawionej na rysunku 7.8 określono chwilową moc turbin wyjściową ( $P_{WTia}$ ) dla różnych prędkości wiatru ( $U_{hub}$ ) w standardowych warunkach temperatury i ciśnienia ( $\rho_{air,STP}$ ), odpowiadających gęstości powietrza równej 1,225 kg/m<sup>3</sup> (HOMER Energy, 2025). Współczynnik redukcji mocy elektrowni wiatrowej ( $DF_{WT}$ ) przyjmował wartość równą 96%, co jest zgodne z danymi literaturowymi (Abdoulaye i in., 2024; Rathod i in., 2024).

W analizie zastosowano długość szorstkości powierzchni ( $h_0$ ) równą 0,25 m, charakterystyczną dla obszarów o umiarkowanej chropowatości, takich jak tereny z rzadką roślinnością i pojedynczymi zabudowaniami. Wartość tę dobrano na podstawie charakterystyki analizowanej lokalizacji oraz typowych zakresów podawanych w literaturze (Wieringa, 1992).

### 7.2.5 Ogniwo paliwowe

W skład komponentów modelowanego autonomicznego systemu energetycznego wchodziło ogniwo paliwowe typu PEM, charakteryzujące się sprawnością ( $\eta_{FC} = 50\%$ ), co stanowi typową wartość podawaną w literaturze dla stacjonarnych zastosowań ogniw polimerowych (Guo i Niu, 2024; Al Saadi i Ghosh, 2024). Wykorzystanie tej technologii wynika z jej korzystnych właściwości operacyjnych, w tym krótkiego czasu rozruchu, wysokiej gęstości mocy oraz zdolności do pracy w zmiennych warunkach obciążenia (Pan i in., 2022).

### 7.2.6 Magazyn bateryjny

W analizowanym systemie zastosowano magazyn bateryjny litowo-żelazowo-fosforanowe (LFP), zaliczane do grupy technologii litowo-jonowych. Wybór tego rozwiązania podyktowany był wysoką trwałością cykliczną, stabilnością termiczną oraz podwyższonym poziomem bezpieczeństwa w porównaniu do innych typów ogniw opartych na technologii litowo-jonowej. Magazyny bateryjne LFP wyróżniają się dużą gęstością energii oraz wysoką sprawnością procesu ładowania i rozładowywania, co minimalizuje straty oraz zwiększa efektywność pracy modelowanego układu (Evro i in., 2024).

Zastosowane pojedyncze ogniwa charakteryzowały się nominalnym napięciem 6 V oraz pojemnością energetyczną  $Cap_{BAT} = 1$  kWh i elektryczną  $Q_{BATnom} = 167$  Ah, przy minimalnym dopuszczalnym poziomie naładowania ( $SoC_{BATmin}$ ) równym 20%.

Maksymalne natężenie prądu ładowania ( $I_{max\_ch,ia}$ ) ustalono na 167 A, natomiast maksymalne natężenie prądu rozładowywania ( $I_{max\_dis,ia}$ ) na wartość 500 A. W symulacji przyjęto początkowy stan naładowania ( $BAT_{SoCstart}$ ) równy 50%.

W przeprowadzonych badaniach sprawność cyklu pracy magazynu baterijnego ( $\eta_{BATr}$ ) założono jako równą 90%, zgodnie z danymi podawanymi w literaturze (Martinez Alonso i in., 2024; Rajeevkumar Urs i in., 2024).

### 7.2.7 Elektrolizer

W ramach modelu systemu energetycznego do produkcji wodoru zastosowano elektrolizery typu PEM. Wybór tej technologii uzasadniono jej zdolnością do pracy przy wysokich ciśnieniach, wysoką czystością produkowanego wodoru (>99,999%) oraz dużą efektywnością w warunkach zmiennego zasilania energią elektryczną. Pomimo wyższego poziomu rozwoju technicznego technologii ALK, jej potencjał dalszej redukcji kosztów inwestycyjnych jest ograniczony w porównaniu do PEM (Cai Ng i in., 2024).

W modelu założono sprawność pojedynczego elektrolizera ( $\eta_{EZ}$ ) wynoszącą 76% (van der Roest i in., 2023). Po uwzględnieniu strat energii związanych ze sprężaniem wodoru z ciśnienia roboczego ( $p_l = 80$  bar) do ciśnienia magazynowania ( $p_u = 400$  bar), przy temperaturze pracy ( $T_{EZ} = 353,15$  K) sprawność ta uległa obniżeniu do 74,92%. Nakład energetyczny procesu sprężania ( $E_{H_2\_comp}$ ) określono na 0,746 kWh/kg H<sub>2</sub>. Parametry pracy elektrolizera, obejmujące temperaturę oraz ciśnienie robocze zostały przyjęte zgodnie z charakterystyką eksploatacyjną niskotemperaturowych urządzeń wysokociśnieniowych typu PEM, przedstawioną w literaturze przedmiotu (Hancke i in., 2022; Hancke i in., 2024).

### 7.2.8 Zbiornik wodoru

W analizowanym modelu założono magazynowanie produkowanego wodoru w zbiornikach ciśnieniowych o ciśnieniu roboczym 400 bar. Standardowe ciśnienie dystrybucji wodoru do odbiorców końcowych, takich jak pojazdy transportowe, wynosi zazwyczaj 350 bar. Zastosowanie wyższej wartości pozwalało jednak uwzględnić spadki ciśnienia związane z procesami magazynowania i przesyłu gazu, co stanowi powszechną praktykę opisywaną w literaturze technicznej (Ram i in., 2024).

Początkowy stan napełnienia zbiornika wodoru ( $H_2T_{SoCstart}$ ) przyjęto jako 50% jego pojemności nominalnej. Minimalny dopuszczalny poziom napełnienia ( $SoCH_2Tmin$ ) określono na 5%, zgodnie z danymi literaturowymi (Oyewole i in., 2024a). Zastosowany magazyn wodoru umożliwiał długoterminowe przechowywanie energii, pozwalając na

akumulację sezonowych nadwyżek generowanych w okresach wysokiej dostępności źródeł odnawialnych oraz ich wykorzystanie w okresach deficytu produkcji OZE.

### 7.2.9 Konwerter

W modelowanym systemie zastosowano dwukierunkowy konwerter o sprawności ( $\eta_{inv}$  oraz  $\eta_{rect} = 95\%$ ), zgodnie z wartościami podawanymi w literaturze (Mojumder i in., 2024). Wybór tej technologii wynikał z potrzeby efektywnej integracji komponentów pracujących zarówno w obwodach prądu stałego, jak i przemiennego przy zachowaniu wysokiej sprawności przekształceń energetycznych (Inga Narváez i in., 2018).

### 7.2.10 Wymiennik Ciepła

Sprawność wymiennika ciepła ( $\eta_{HE}$ ), odzyskującego ciepło odpadowe z procesu elektrolizy, ustalono na 80%, zgodnie danymi literaturowymi (van der Roest i in., 2023). W konsekwencji przyjętego założenia możliwy był odzysk 14% energii zużywanej na wytworzenie 1 kg wodoru ( $\Delta\eta_{EZ}$ ), której wartość oszacowano na 52,59 kWh/kg H<sub>2</sub>.

## 7.3 Założenia finansowe

### 7.3.1 Nakłady finansowe i koszty eksploatacji komponentów

Na podstawie danych pozyskanych z rzeczywistych warunków eksploatacyjnych oraz analizy literatury naukowej opracowano zestawienie parametrów finansowych poszczególnych komponentów zastosowanych w badanym systemie energetycznym. Uwzględniono całkowite nakłady inwestycyjne ( $CAPEX_j$ ), koszty operacyjne ( $OPEX_{j,t}$ ), koszty wymiany ( $RC_j$ ) oraz szacowaną żywotność technologiczną ( $l_j$ ). Szczegółowe dane przyjęte w analizie przedstawiono w tabeli 7.1.

Nakłady inwestycyjne ( $CAPEX$ ) dla elektrowni wodnej nie zostały uwzględnione w analizie, ponieważ została ona potraktowana jako istniejący obiekt, do którego pozostałe elementy systemu dołączono w ramach rozbudowy. Ze względu na rozciągnięty w czasie, wieloetapowy proces realizacji inwestycji rozpoczętej w latach 70. XX wieku oraz brak dostępu do spójnych danych finansowych, nie było możliwe wiarygodne oszacowanie pierwotnych kosztów w ujęciu odpowiadającym współczesnym realiom rynkowym. Należy również podkreślić, że wytwarzanie energii elektrycznej nie stanowiło głównego celu budowy zapory i zbiornika. Całkowity koszt inwestycji obejmuje także realizację innych funkcji obiektu, w tym przede wszystkim wyrównywanie przepływów niżówkowych oraz redukcję kulminacji fal powodziowych. Zbiornik pełni ponadto funkcję źródła wody pitnej i przemysłowej dla okolicznych miejscowości oraz sprzyja rozwojowi turystyki i rekreacji na obszarach przyległych.

Tab. 7.1. Parametry kosztowe i eksploatacyjne poszczególnych komponentów systemu energetycznego.

$j$	$CAPEX$	$OPEX_{j,t}$	$RC_j$	$l_j$	źródła danych
	[zł/1 kW]	[%CAPEX/rok]	[%CAPEX]	[lata]	
PV	4378,21	1,34	66,67	25	Guo i Niu, 2024; Ram i in., 2024; Ashraf ul Islam i in., 2024
WT	7681,76	2,59	80,05	25	Elomari i in., 2024; Mojumder i in., 2024; Martinez Alonso i in., 2024
BAT	1317,47	2,00	50,00	15	Rajeevkumar Urs i in., 2024; Oyewole i in., 2024b; Bukar i in., 2024
CONV	1194,06	0,00	100,00	15	Mojumder i in., 2024; Moshur Ahmed i in., 2024; Al Saadi i Ghosh, 2024
EZ	5970,30	2,75	30,00	10	Bukar i in., 2024; Ram i in., 2024; van der Roest i in., 2023
H <sub>2</sub> T	3533,59	1,00	66,67	25	Oyewole i in., 2024b; Hasan i in., 2023; Ram i in., 2024
HYD	[zł/1,1 MW]	[zł/1,1 MW/rok]	[%CAPEX/rok]	[lata]	dane PGW WP – Zbiornik Wodny w Klimkówce
	nd.	676191,62	nd.	nd.	
FC	[zł/1kW]	[zł/kW/h]	[%CAPEX]	[h]	Al Saadi i Ghosh, 2024; Martinez Alonso i in., 2024; Rasool i in., 2024
	8584,80	0,09	35,00	40000	

Spośród analizowanych technologii najwyższy jednostkowy koszt inwestycyjny, wynoszący 8584,80 zł/kW przypisano ogniwu paliwowemu (FC). Znaczący  $CAPEX$  odnotowano również dla elektrolizera (EZ), którego koszt jednostkowy wynosił 5970,30 zł/kW. Do kosztów elektrolizera doliczono nakłady związane z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą, tj. sprężarką (17,4% wartości  $CAPEX$  elektrolizera) oraz wymiennikiem ciepła, którego koszt oszacowano zgodnie z równaniem (5.40).

Koszty operacyjne większości komponentów określono jako procent początkowej wartości inwestycyjnej ( $CAPEX$ ), przy czym ich udział wahał się od 0% dla konwertera (CONV) do 2,75% dla elektrolizera.

Przyjęte wartości kosztowe zostały przeliczone na polskie złote (zł) według kursu NBP z dnia 1 sierpnia 2024 roku: 1 USD = 3,9802 PLN oraz 1 EUR = 4,2924 PLN.

### 7.3.2 Model finansowy

Analizowany model finansowy systemu rozpatrzono z perspektywy inwestora realizującego rozbudowę lokalnej infrastruktury energetycznej poprzez integrację istniejącej elektrowni wodnej z dodatkowymi komponentami wytwórczymi i magazynowymi, obejmującymi elektrownię fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową, magazyn baterijny oraz technologie wodorowe. Celem tej rozbudowy było utworzenie autonomicznego systemu energetycznego zdolnego do samodzielnego bilansowania przepływów energii w zmiennych warunkach operacyjnych.

Przyjęcie koncepcji inwestycji uzasadniono obowiązującymi regulacjami prawnymi w zakresie produkcji odnawialnego wodoru, w szczególności wymaganiami unijnej dyrektywy RED III dotyczącymi kwalifikacji paliw jako RFNBO, zgodnie z którymi wodór może zostać uznany za odnawialny pod warunkiem spełnienia określonych kryteriów dotyczących pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł oraz wymogów dodatkowości, korelacji czasowej i geograficznej (Parlament Europejski i Rada UE, 2023).

W ramach przedsięwzięcia społeczności lokalnej zapewniono by gwarantowany dostęp do energii elektrycznej z odnawialnych źródeł oraz stabilność dostaw po stałej cenie jednostkowej, indeksowanej o zmiany wartości pieniądza w czasie. W zamian za możliwość korzystania z infrastruktury elektrowni wodnej inwestor zobowiązałby się do sprzedaży energii elektrycznej na warunkach ustalonych kontraktowo, przez okres ( $T = 25$  lat), odpowiadający typowemu horyzontowi inwestycyjnemu dla systemów energetycznych (Komisja Europejska, 2015; Leiva Vilaplana i in., 2025).

Na potrzeby analizy ekonomicznej przyjęto jednostkową cenę sprzedaży energii elektrycznej ( $C, E$ ) równą 0,96 zł/kWh. Wartość ta została określona na podstawie średniej ceny dla gospodarstw domowych w Polsce w 2023 roku, publikowanej przez Urząd Regulacji Energetyki (Urząd Regulacji Energetyki, 2024). Odzwierciedlała ona warunki rynkowe w analizowanym okresie i reprezentowała przychód uzyskiwany przez zarządcę systemu.

Analogicznie, cenę sprzedaży ciepła ( $C, E_{th}$ ) odzyskiwanego i dostarczanego sezonowo (wyłącznie w okresie grzewczym) ustalono jako 0,46 zł/kWh. Przyjęta wartość oparta została na średniej cenie ciepła z odnawialnych źródeł energii w jednostkach niebędących kogeneracją w 2023 roku, zgodnie z danymi (Urząd Regulacji Energetyki, 2024).

W odniesieniu do wodoru przyjęto zróżnicowaną strukturę cenową. Priorytetem systemowym było pokrycie bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną w okresach deficytu generacji z OZE, co realizowano poprzez uruchomienie ogniwa paliwowego zasilanego wodorem wyprodukowanym z nadwyżek energii odnawialnej. Zużycie to traktowano jako koszt operacyjny, nieuwzględniony po stronie przychodów.

Równolegle realizowano dzienne zobowiązania kontraktowe w zakresie dostawy wodoru po cenie referencyjnej ( $C, H_2$ ) wynoszącej 69,80 zł/kg. Wartość ta została przyjęta na podstawie cen detalicznych obowiązujących na ogólnodostępnych stacjach tankowania wodoru w Polsce, zgodnie z informacjami publikowanymi na platformie

*h2.live* (*h2.live*, 2024). W przypadku niewywiązania się z realizacji dostawy przyjęto mechanizm kar umownych, których wysokość ustalono jako 200% ceny referencyjnej, tj. ( $kH_2 = 139,60$  zł/kg).

Ewentualne nadwyżki wodoru, na które w danym okresie nie występowało zapotrzebowanie w systemie, a jednocześnie ich dalsze magazynowanie było technicznie niemożliwe, mogły zostać sprzedane na rynku zewnętrznym po cenie odpowiadającej 30% wartości referencyjnej tj. ( $C,H_{2EXC} = 20,94$  zł/kg). Obniżony poziom tej ceny wynikał z ograniczonego popytu oraz nieregularności dostaw, które obniżały konkurencyjność względem wodoru pochodzącego z dużych, przemysłowych instalacji.

Na potrzeby analizy finansowej przyjęto nominalną stopę dyskontową ( $i'$ ) równą 5,68%, wyznaczoną zgodnie z metodologią Komisji Europejskiej (Komisja Europejska, 2024b), oraz stopę inflacji ( $f$ ) wynoszącą 4%, którą oszacowano na podstawie danych Eurostatu (Eurostat, 2024). Parametry te posłużyły do przeliczenia przyszłych strumieni kosztów i przychodów na ich wartość bieżącą.

#### 7.4 Założenia środowiskowe

Oszacowanie skali redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz innych substancji przeprowadzono na podstawie jednostkowych wskaźników emisyjności opublikowanych przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), wyrażonych w [kg/MWh] końcowego zużycia energii elektrycznej (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2024). W analizie uwzględniono pięć głównych grup zanieczyszczeń: dwutlenek węgla ( $CO_2$ ), tlenki siarki ( $SO_x$ ), tlenki azotu ( $NO_x$ ), tlenek węgla (CO) oraz pył całkowity. Szczegółowe wartości przyjętych wskaźników zestawiono w tabeli 7.2.

Tab. 7.2. Wskaźniki emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza przy produkcji energii elektrycznej, na podstawie (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2024).

CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	pył całkowity
[kg/MWh]				
597,000	0,363	0,392	0,222	0,012

Dane referencyjne dotyczące jednostkowych wskaźników emisyjności produkcji ciepła pozyskano z bazy danych Elektrociepłowni Gorlice. W analizie uwzględniono następujące substancje: CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> oraz pył całkowity. Wskaźniki te wyrażono w jednostkach [kg/MWh] dostarczonego ciepła, a ich wartości zestawiono w tabeli 7.3.

Tab. 7.3. Wskaźniki emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń powietrza przy produkcji ciepła, na podstawie (Elektrociepłownia Gorlice, 2024).

CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	pył całkowity
[kg/MWh]			
440,000	0,964	0,469	0,054

W odniesieniu do autobusów wodorowych przyjęto, że eksploatowane paliwo nie generuje śladu węglowego. Emisyjność autobusów elektrycznych oszacowano na podstawie wskaźników (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2024), przy założeniu zasilania energią elektryczną pochodzącą z krajowego miksu energetycznego. Zapotrzebowanie na energię dla wszystkich analizowanych technologii określono na podstawie wyników badań (Lubecki i in. 2023), przeprowadzonych w warunkach typowych dla komunikacji miejskiej w Krakowie, przy średniej prędkości 17 km/h i 50% napelnieniu pasażerskim. Dane dotyczące emisji spalin dla pojazdu z silnikiem Diesla, spełniającego normę EURO VI, zaczerpnięto również z opracowania Lubeckiego i in. (2023) bazującego na metodologii modelu COPERT 5.6.1. W tabeli 7.4 przedstawiono porównanie zapotrzebowania na energię oraz emisyjności dla autobusów miejskich wyposażonych w różne technologie napędu na dystansie 100 km. Analizie poddano pojazdy z napędem wodorowym (FCEV), elektrycznym (BEV) oraz z konwencjonalnym silnikiem Diesla (ICE-D).

Tab 7.4. Porównanie emisyjności i zapotrzebowania na energię autobusów zasilanych wodorem (FCEV), energią elektryczną (BEV) oraz olejem napędowym (ICE-D) na dystansie 100 km, na podstawie (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2024; Lubecki i in, 2023).

rodzaj emisji	typ napędu i zużycie energii		
	FCEV (9 kg H <sub>2</sub> /100 km) [kg]	BEV (120 kWh/100km) [kg]	ICE-D (55 l ON/100 km) [kg]
CO <sub>2</sub>	0,000	71,640	146,850
SO <sub>x</sub>	0,000	0,044	0,000
NO <sub>x</sub>	0,000	0,047	0,082
CO	0,000	0,027	0,044
pył całkowity	0,000	0,002	0,001

## 7.5 Założenia modelowe algorytmu optymalizacyjnego

W opracowanym algorytmie optymalizacyjnym przyjęto założenia umożliwiające skuteczną eksplorację przestrzeni rozwiązań przy jednoczesnym ograniczeniu czasu obliczeń. Proces optymalizacji ukierunkowany był na wyznaczenie zestawu pięciu parametrów systemu energetycznego, zapewniającego możliwie najwyższą wartość wskaźnika efektywności inwestycyjnej, definiowanego jako stosunek wartości bieżącej

netto do poniesionych nakładów inwestycyjnych, przy jednoczesnym zapewnieniu pełnego pokrycia zapotrzebowania systemu na energię elektryczną.

W ramach procesu optymalizacji uwzględniono następujące parametry:

- moc znamionową elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PV}$ ), MW;
- moc znamionową elektrowni wiatrowej ( $P_{WT}$ ), MW;
- pojemność magazynu bateryjnego ( $Cap_{BAT}$ ), MWh;
- pojemność zbiornika wodoru ( $Cap_{H_2T}$ ), t;
- dzienne zapotrzebowanie kontraktowe na wodór ( $H_{2,Lbase}$ ), kg.

Dla zwiększenia efektywności procesu doboru parametrów przyjęto podejście dwustopniowe. W pierwszym etapie przeprowadzono analizy wstępne, których celem było oszacowanie realistycznych i efektywnych przedziałów poszukiwań dla każdego z dwunastu rozpatrywanych wariantów. Umożliwiło to zawężenie przestrzeni decyzyjnej do obszarów o najwyższym prawdopodobieństwie identyfikacji konfiguracji o maksymalnej efektywności inwestycyjnej, co istotnie zwiększyło skuteczność zastosowanego algorytmu. W drugim etapie, na podstawie wyników analiz wstępnych, określono indywidualnie dostosowane zakresy wartości parametrów dla każdego z wariantów. Uniknięto w ten sposób stosowania zbyt szerokich, jednorodnych przedziałów, które mogłyby prowadzić do nieefektywnego przeszukiwania przestrzeni rozwiązań oraz do nadmiernego wydłużenia czasu obliczeń. Tabela 7.5 przedstawia przedziały poszukiwań przyjęte dla parametrów poddawanych optymalizacji.

Tab. 7.5. Przedziały poszukiwań dla parametrów poddawanych optymalizacji w analizowanych wariantach.

wariant	parametry poddawane optymalizacji									
	$P_{PV}$		$P_{WT}$		$Cap_{BAT}$		$Cap_{H_2T}$		$H_{2,Lbase}$	
	[MW]		[MW]		[MWh]		[t]		[kg]	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
A1	4	9	2	8	2	10	2	5	200	500
A2	6	11	4	10	2	10	3	5	300	700
A3	8	18	7	14	5	15	5	10	500	1000
A4	10	22	8	18	5	15	5	10	700	1200
A5	16	26	10	20	10	20	7,5	12,5	900	1500
A6	18	28	12	22	12	22	10	15	1000	1600
B1	4	9	1	6	10	25	nd.	nd.	nd.	nd.
B2	8	15	2	8	15	30	nd.	nd.	nd.	nd.
B3	15	30	4	10	25	50	nd.	nd.	nd.	nd.
B4	20	35	5	12	30	60	nd.	nd.	nd.	nd.
B5	24	40	8	18	35	70	nd.	nd.	nd.	nd.
B6	25	42	10	20	40	80	nd.	nd.	nd.	nd.

Przedziały wartości zmiennych decyzyjnych ustalano w sposób dynamiczny, przypisując każdemu z analizowanych parametrów indywidualne wartości graniczne (dolne i górne). Na tej podstawie generowano początkową populację osobników, zapewniając losowość konfiguracji przy jednoczesnym zachowaniu zgodności z ustalonymi ograniczeniami decyzyjnymi. Rozmiar początkowej populacji ustalono na 600 osobników, co umożliwiło szerokie przeszukiwanie przestrzeni rozwiązań w początkowej fazie ewolucji. W drugiej generacji populację zmniejszono do 200 osobników, a w kolejnych pokoleniach liczebność była liniowo redukowana, aż do osiągnięcia 100 osobników w ostatniej generacji. Takie podejście sprzyjało intensyfikacji lokalnego przeszukiwania przy zachowaniu różnorodności genetycznej na początku procesu.

Selekcję przeprowadzano metodą turniejową z rozmiarem turnieju równym 6, umożliwiającą kontrolowanie różnorodności genetycznej populacji oraz ograniczenie ryzyka przedwczesnej konwergencji. W każdej iteracji selekcji losowo wybierano sześciu osobników z bieżącej populacji (z możliwymi powtórzeniami), spośród których do następnego pokolenia przechodził osobnik najlepiej przystosowany. Proces ten powtarzano tyle razy, ilu osobników było wymaganych do odtworzenia populacji, z uwzględnieniem mechanizmu elityzmu.

Krzyżowanie realizowano z wykorzystaniem operatora  $BLX-\alpha$  (*Blend Crossover*), przy wartości parametru  $\alpha$  równej 0,35, co pozwalało na eksplorację przestrzeni pomiędzy osobnikami rodzicielskimi i w efekcie zwiększało szansę na odnalezienie rozwiązań lepszych od osobników rodzicielskich. Krzyżowanie przeprowadzano z prawdopodobieństwem równym 0,85, co sprzyjało utrzymaniu wysokiej różnorodności genetycznej populacji, a tym samym zapobiegało stagnacji w przestrzeni poszukiwań.

Mutacja zastosowana w algorytmie miała charakter proporcjonalny i była sterowana dynamicznie, co oznacza, że wielkość wprowadzanych zmian (odchylenie standardowe) była uzależniona od aktualnych wartości genów oraz stopnia zaawansowania procesu optymalizacji. Dla każdego genu osobnika, z prawdopodobieństwem wynoszącym 60%, stosowano losową modyfikację polegającą na dodaniu perturbacji pochodzącej z rozkładu normalnego o średniej 0 i odchyleniu standardowym równym iloczynowi wartości genu i współczynnika  $\sigma$ . Współczynnik  $\sigma$  zmniejszano liniowo w kolejnych pokoleniach z wartości początkowej 0,4 do końcowej 0,01, dzięki czemu utrzymywano wysoką różnorodność genetyczną w początkowej fazie poszukiwań (eksploracja) oraz umożliwiano precyzyjne dopracowanie rozwiązań

w końcowej fazie procesu (eksploatacja). Takie podejście łączy zalety mutacji arytmetycznej i gaussowskiej, zapewniając płynne przejście od szerokiego przeszukiwania przestrzeni rozwiązań do lokalnego dopasowania wokół obiecujących osobników. Dynamiczne sterowanie mutacją skutecznie przeciwdziała stagnacji populacji i wspiera konwergencję w kierunku globalnego optimum. Dodatkowo zastosowano próg prawdopodobieństwa mutacji osobnika równy 0,7 jako mechanizm regulujący intensywność modyfikacji w populacji.

W celu zachowania najlepszych osobników zastosowano mechanizm elityzmu, przenosząc pięć najlepiej przystosowanych jednostek bez modyfikacji do kolejnego pokolenia, utrzymując w ten sposób najbardziej obiecujące rozwiązania w populacji.

Proces optymalizacji z wykorzystaniem algorytmu genetycznego był prowadzony do momentu spełnienia jednego z przyjętych kryteriów zakończenia: osiągnięcia maksymalnej liczby pokoleń lub braku istotnej poprawy jakości rozwiązań w kolejnych generacjach. Maksymalną liczbę iteracji ustalono na 30, umożliwiając przeprowadzenie odpowiedniej ilości cykli ewolucyjnych do przeszukania przestrzeni decyzyjnej. Ponadto zaimplementowano mechanizm wczesnego zatrzymania (*early stopping*), który monitorował postęp optymalizacji w czasie. Jeśli przez cztery kolejne pokolenia nie odnotowano poprawy najlepszego rozwiązania przekraczającej próg 0,1%, algorytm przerywał działanie, uznając proces za ustabilizowany. Przyjęta strategia pozwalała ograniczyć nadmiarowe obliczenia w fazie konwergencji, jednocześnie zachowując wysoką efektywność w wykrywaniu etapu, w którym dalsze iteracje nie prowadzą już do istotnych ulepszeń.

Optymalizacja efektywności inwestycyjnej w rozpatrywanych wariantach autonomicznego systemu energetycznego, została przeprowadzona na podstawie zdefiniowanej funkcji celu, oznaczonej symbolem  $OF$ . Wskaźnik ten zdefiniowano jako stosunek wartości bieżącej netto systemu w całym okresie jego eksploatacji do początkowych nakładów inwestycyjnych, pomniejszony o wartość kary uwzględnianej w przypadku niepełnego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Matematyczną postać sformułowanej funkcji celu przedstawiono w równaniu (7.1):

$$OF = \frac{NPV}{CAPEX} - \%L_{UNM} \cdot k_E \quad (7.1)$$

gdzie:

$\%L_{UNM}$  – procentowy udział czasu, w którym wystąpił niedobór energii elektrycznej względem całkowitego czasu analizy, %;

$k_E$  – współczynnik strat związanych z niedostarczeniem energii elektrycznej, -.

W przeprowadzonych badaniach założono, że współczynnik strat związanych z niedostarczeniem energii elektrycznej ( $k_E$ ) przyjmował wartość 10000. Parametr ten ustalono w sposób celowy, aby w procesie optymalizacji promowane były konfiguracje gwarantujące pełne pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.

Dla każdego osobnika (tj. konkretnej konfiguracji pięciu zmiennych decyzyjnych) przeprowadzono symulację działania systemu energetycznego. Zrealizowane symulacje opierały się na 25-letnim okresie symulacji. Do obliczeń wykorzystano rzeczywiste dane meteorologiczne i hydrologiczne z lat 2021–2023, przedstawione w podrozdziale 7.1.2. W celu redukcji czasu obliczeń zastosowano procedurę jednokrotnego przeprowadzenia symulacji dla trzyletniego cyklu danych, przy założeniu okresowej powtarzalności uzyskanego bilansu energetycznego w kolejnych latach analizy. Przyjęta metoda pozwalała zachować wymaganą dokładność wyników, jednocześnie istotnie ograniczając czas trwania obliczeń symulacyjnych.

Na potrzeby przeprowadzonych analiz przyjęto, że minimalny odstęp czasowy między zmianami przepływu przez turbinę wodną ( $t_{iz}$ ) wyniósł 30 minut. W każdej iteracji początkowa wartość parametru  $Q_{HYDia}$  odpowiadała minimalnemu wymaganemu odpływowi ze zbiornika niezbędnemu do zapewnienia ciągłości pracy ujęcia wody w miejscowości Gorlice. Wartość referencyjna przepływu ( $Q_{HYDia,pl}$ ) została ustalona na poziomie 1 m<sup>3</sup>/s.

Dla warunków logicznych (W5.1) i (W5.2) zdefiniowano wartości progowe:  $\%V_{PONSoc1} = 0,92$ ,  $\%V_{PONSoc2} = 0,50$ ,  $\%H_2TSoc1 = 0,30$ , a objętość referencyjna części wyrównawczej zbiornika retencyjnego ( $V_{PON1}$ ) wyniosła 0,5 mln m<sup>3</sup>. Maksymalny dopuszczalny przepływ przez turbiny wodne został ustalony na poziomie ( $Q_{HYDia,max} = 4$  m<sup>3</sup>/s). Wartość  $V_{PONmax}$  była zróżnicowana w zależności od analizowanego wariantu obliczeniowego i wynosiła od 0 do 28,25 mln m<sup>3</sup>. Należy przez to rozumieć, że gdy objętość wody w zbiorniku przekraczała wartość progową (np. 92% objętości

maksymalnej) lub poziom napełnienia zbiornika wodoru spadał poniżej 30%, przepływ przez turbiny wodne zwiększano do maksymalnej wartości ( $Q_{HYDia,max} = 4 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

W przeprowadzonych badaniach przyjęto następujące wartości progowe wykorzystywane w warunku logicznym (W6):  $SoC_{BAT1} = 0,60$ ,  $\%V_{PONSoC3} = 0,70$  oraz  $V_{PON1} = 0,5 \text{ mln m}^3$ . Spełnienie warunku (W6) oznaczało, że woda traktowana była jako dostępne źródło energii, a przepływ ( $Q_{HYDia}$ ) wyznaczano na podstawie różnicy pomiędzy zapotrzebowaniem bazowym a chwilową produkcją z elektrowni wiatrowej, zgodnie z równaniem (R3). Energia zgromadzona w magazynie bateryjnym pozostawała zarezerwowana na kolejne okresy ograniczonej dostępności pozostałych źródeł.

Wyznaczanie przepływu ( $Q_{HYDia}$ ) niezbędnego do uzupełnienia brakującej mocy w iteracji  $ia$  oparto na danych empirycznych z wykresów charakterystyk turbin wodnych (podrozdział 7.2.1).

Minimalny poziom naładowania magazynu bateryjnego ( $SoC_{BATmin}$ ) określono na 0,20, co oznaczało, że poniżej tej wartości dalsze rozładowywanie BAT nie jest dopuszczalne.

W ramach analiz zastosowano następujące wartości progowe obowiązujące dla warunku logicznego (W7):  $SoC_{BAT2} = 0,45$  oraz  $\%V_{PONSoC4} = 0,10$ . Przyjęto zasadę, że preferencyjne wykorzystanie energii zgromadzonej w magazynach bateryjnych do pokrycia zapotrzebowania bazowego następowało w sytuacjach, gdy stopień naładowania BAT przekraczał 45%, a poziom napełnienia zbiornika retencyjnego spadał poniżej 10% jego maksymalnej pojemności. W takich przypadkach przepływ przez turbiny wodne ograniczano do wartości minimalnej ( $Q_{HYDia,p1} = 1 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

Warunek logiczny (W8) został zdefiniowany z wykorzystaniem następujących wartości progowych:  $SoC_{BAT3} = 0,25$ ,  $\%V_{PONSoC5} = 0,08$  oraz  $t_{iz} = 30 \text{ minut}$ . Oznaczało to, że w sytuacjach, gdy stopień naładowania magazynu bateryjnego spadał poniżej 25%, a stan napełnienia zbiornika wodnego przekraczał 8% pojemności maksymalnej oraz warunek dotyczący objętości zgromadzonej wody względem maksymalnego przepływu był spełniony, system zwiększał przepływ ( $Q_{HYDia}$ ) do wartości maksymalnej ( $Q_{HYDia,max} = 4 \text{ m}^3/\text{s}$ ), zgodnie z procedurą awaryjnego uzupełniania zasobów energii.

W toku prowadzonych symulacji, weryfikacja warunku (W11) była realizowana wyłącznie w przypadku, gdy system wyposażony był w komponent wodorowy. Przyjęto wartość progową stopnia naładowania magazynu bateryjnego umożliwiającą aktywację elektrolizerów równą ( $SoC_{BAT\_EZmin} = 0,80$ ). Tym samym produkcja wodoru mogła zostać uruchomiona dopiero po osiągnięciu przez magazyn bateryjny co najmniej 80%

stanu naładowania, co zapewniało stabilność funkcjonowania systemu i minimalizowało ryzyko niedoboru energii w kolejnych iteracjach.

W przeprowadzonych badaniach przyjęto wartość parametru  $EZ_{startSoC}$  równą 0,05, przy czym dla każdego kolejnego elektrolizera warunek minimalnego stopnia naładowania magazynu bateryjnego zwiększał się progresywnie o 5% względem różnicy między pełnym naładowaniem BAT a wartością  $SoC_{BAT\_EZmin}$ . Początkowa liczba elektrolizerów została ustalona na 20 jednostek, tj.  $J_{EZ,j} = J_{EZ} = \{1, 2, \dots, 20\}$ . Dla każdej z tych jednostek indywidualnie weryfikowano spełnienie warunku logicznego (W12), określającego minimalny stopień naładowania magazynu bateryjnego wymagany do jej uruchomienia.

Na potrzeby przeprowadzonych analiz przyjęto wartość parametru  $t_{EZ,min}$  równą 30 minut. W konsekwencji każdy elektrolizer po uruchomieniu pracował w trybie ciągłym przez co najmniej 30 minut przed ewentualnym wyłączeniem. Parametr ten wprowadzono w celu ograniczenia liczby cykli załączania i wyłączania urządzeń, co redukuje zużycie eksploatacyjne i poprawia stabilność pracy elektrolizerów.

W ramach wykonanych symulacji, ustalono wartość progową stopnia naładowania magazynu bateryjnego umożliwiającą dezaktywację elektrolizera równą ( $SoC_{BAT\_EZmin\_off} = 0,40$ ). Tym samym produkcja wodoru była wstrzymywana w momencie, gdy stopień naładowania magazynu bateryjnego spadał poniżej 40%, co pozwalało na utrzymanie rezerwy energii elektrycznej niezbędnej do bieżącego zasilania odbiorców bazowych i zwiększało bezpieczeństwo pracy systemu w kolejnych iteracjach.

W przeprowadzonych badaniach wartość parametru  $SoC_{H2Tmin}$  została ustalona na 0,05. W konsekwencji wódór zgromadzony w zbiorniku mógł zostać wykorzystany do pokrycia niedoborów mocy jedynie w przypadku, gdy poziom jego napełnienia przekracza 5% pojemności maksymalnej. Wartość ta została dobrana z uwzględnieniem specyfiki technologii magazynowania wodoru oraz przyjętej strategii operacyjnej, której celem było zachowanie minimalnej rezerwy energetycznej systemu.

W niniejszym opracowaniu przyjęto, że sprzedaż wodoru realizowana była codziennie o godzinie 12:00, co odpowiadało 144 krokowi czasowemu w ciągu doby ( $iH_{2,sell}$ ) przy długości kroku symulacji ( $t_{ia}$ ) wynoszącej 5 minut.

W toku analiz ustalono wartość parametru  $SoC_{H2Tmin,sell}$  równą 0,20. Oznaczało to, że sprzedaż wodoru była dopuszczalna jedynie w sytuacjach, gdy po jej realizacji w zbiorniku pozostawała rezerwa przekraczająca 20% jego pojemności maksymalnej. Wartość tę celowo określono na poziomie wyższym od minimalnego dopuszczalnego

stopnia napełnienia zbiornika wodoru ( $SoCH_2T_{min} = 0,05$ ), co umożliwiło utrzymanie wymaganej rezerwy energetycznej systemu oraz zapewniało gotowość do uruchomienia ogniwa paliwowego w kolejnych iteracjach, zwłaszcza w warunkach ograniczonej generacji z OZE.

## 8. Strategia optymalizacji struktury systemu

Optymalizacja struktury autonomicznego systemu energetycznego obejmowała dobór parametrów technicznych, takich jak moc znamionowa elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PV}$ ) i wiatrowej ( $P_{WT}$ ), pojemność magazynu bateryjnego ( $Cap_{BAT}$ ) oraz zbiornika wodoru ( $Cap_{H_2T}$ ), a także wielkość dziennego zapotrzebowania kontraktowego na wodór ( $H_{2,Lbase}$ ).

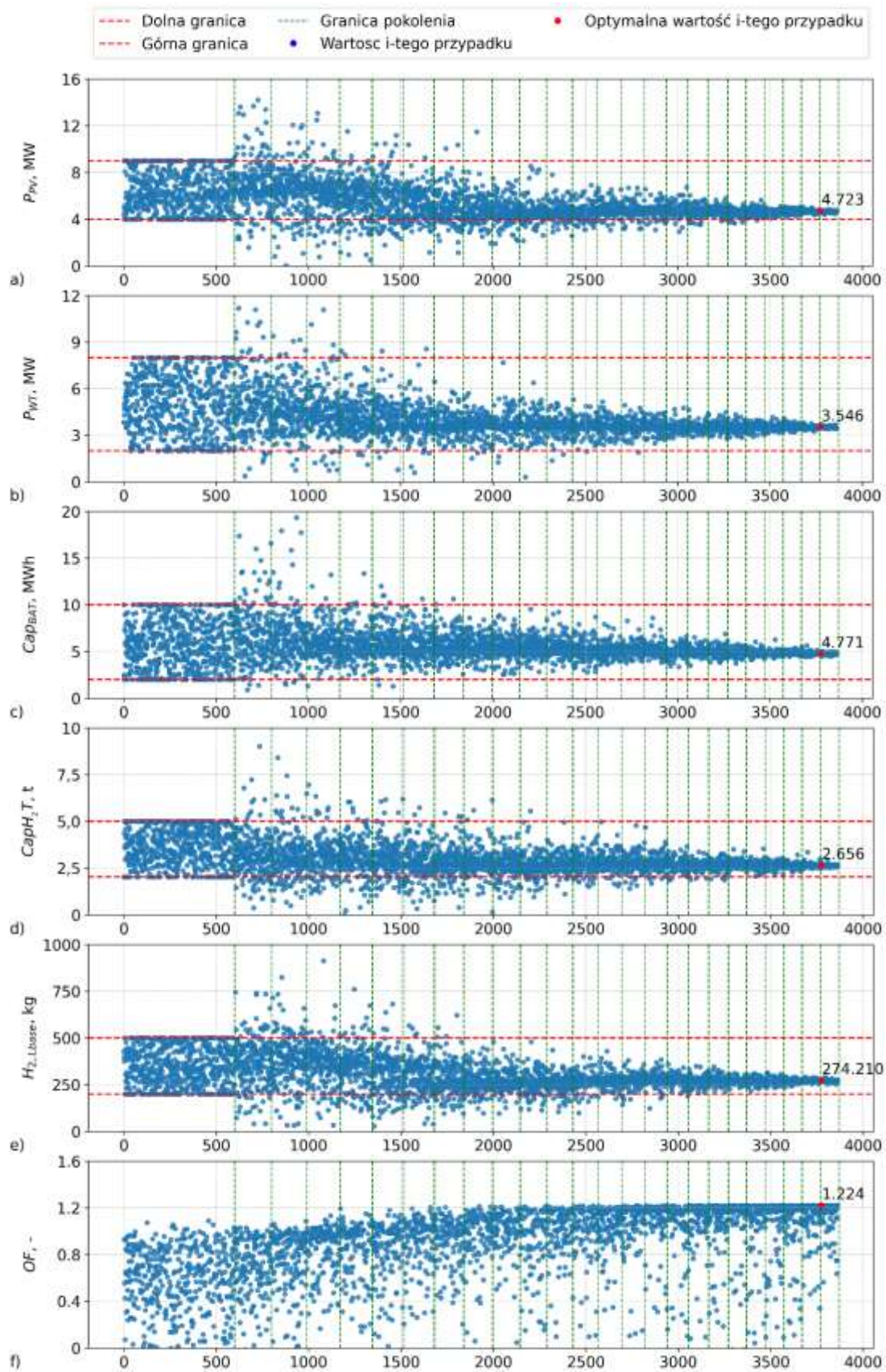
W tabeli 8.1 zestawiono wyznaczone wartości zmiennych decyzyjnych dla każdego z analizowanych wariantów, odpowiadające rozwiązaniom maksymalizującym wynik funkcji celu. Otrzymane konfiguracje posłużyły następnie jako podstawa do przeprowadzenia szczegółowych analiz technicznych, finansowych i środowiskowych.

Tab. 8.1. Optymalne wartości wybranych parametrów systemu energetycznego oraz odpowiadające im maksymalne wyniki funkcji celu dla analizowanych wariantów.

wariant	optymalne wartości parametrów							
	$P_{WT}$	$P_{PV}$	$Cap_{BAT}$	$Cap_{H_2T}$	$H_{2,Lbase}$	$NPV$	$CAPEX$	$OF$
	[MW]	[MW]	[MWh]	[t]	[kg]	[mln zł]	[mln zł]	[-]
A1	3,546	4,723	4,771	2,656	274,21	111,17	90,85	1,224
A2	5,709	8,030	5,365	4,148	499,59	130,85	147,47	0,887
A3	10,227	12,540	8,142	7,373	871,99	161,44	248,56	0,650
A4	11,719	16,660	10,234	8,292	1055,95	171,07	299,24	0,572
A5	14,324	22,038	14,961	10,718	1311,27	175,29	379,92	0,461
A6	16,204	24,796	16,792	11,761	1420,53	160,87	426,67	0,377
B1	2,177	5,129	18,029	nd.	nd.	11,67	65,64	0,178
B2	3,004	9,941	23,891	nd.	nd.	-42,01	101,51	-0,414
B3	7,576	24,127	39,846	nd.	nd.	-225,71	224,09	-1,007
B4	8,504	28,386	47,895	nd.	nd.	-283,25	261,10	-1,085
B5	10,079	32,786	56,288	nd.	nd.	-351,06	304,69	-1,152
B6	13,961	34,696	65,126	nd.	nd.	-424,01	358,21	-1,184

Struktura uzyskanego systemu była ściśle determinowana przez przyjęte założenia, obejmujące m.in. ceny energii, poziom nakładów inwestycyjnych oraz długość okresu eksploatacji systemu. Modyfikacja tych parametrów może wpływać na opłacalność inwestycji i konfigurację rozwiązania optymalnego.

Przebieg algorytmu genetycznego oraz mechanizm ewolucji rozwiązań w kierunku konfiguracji optymalnej został zobrazowany na rysunku 8.1, na którym przedstawiono zmiany wartości wybranych parametrów technicznych oraz odpowiadające im wyniki funkcji celu w kolejnych iteracjach obliczeniowych dla wariantu A1. Oś pozioma odzwierciedla kolejne osobniki w porządku ich oceny, natomiast oś pionowa przedstawia miary optymalizowanych parametrów bądź wartości funkcji celu.



Rys. 8.1. Zmiany wartości zmiennych decyzyjnych oraz wyniku funkcji celu w kolejnych iteracjach algorytmu genetycznego dla wariantu A1: a) moc znamionowa elektrowni fotowoltaicznej, b) moc znamionowa elektrowni wiatrowej, c) pojemność magazynu bateryjnego, d) pojemność zbiornika wodoru, e) bazowe dzienne zapotrzebowanie kontraktowe na wodór, f) funkcja celu.

W początkowych iteracjach algorytmu występował znaczny rozrzut wartości zmiennych decyzyjnych, co było efektem losowej inicjalizacji pierwszych 600 osobników oraz wysokiej intensywności operatorów krzyżowania i mutacji. Taki rozkład wartości sprzyjał szerokiej eksploracji przestrzeni poszukiwań, umożliwiając identyfikację odmiennych obszarów decyzyjnych, w których mogły występować potencjalnie optymalne rozwiązania.

Postępujący proces obliczeniowy prowadził do stopniowej stabilizacji wartości zmiennych decyzyjnych oraz systematycznego wzrostu wyniku funkcji celu, co świadczyło o sukcesywnym doskonaleniu jakości generowanych rozwiązań. W kolejnych etapach zauważono wyraźne wygaszenie dynamiki zmian, a populacja zaczęła koncentrować się wokół konfiguracji bliskich optimum. Zanik fluktuacji parametrów oraz ustabilizowanie wartości funkcji oceny wskazywały na osiągnięcie stanu konwergencji w obrębie najbardziej korzystnego obszaru przestrzeni decyzyjnej, co potwierdziło skuteczność procedury optymalizacyjnej.

W odróżnieniu od podejść klasycznych, w których ograniczenia dolne i górne są ściśle respektowane na każdym etapie obliczeń, w analizowanym przypadku dopuszczono możliwość tymczasowego wyjścia poza pierwotnie przyjęte przedziały parametrów po zakończeniu inicjalizacji populacji. Przyjęte podejście pozwoliło algorytmowi na eksplorację szerszej przestrzeni decyzyjnej i weryfikację, czy wartości optymalne mogą znajdować się poza uprzednio zakładanym zakresem.

Analiza wyników wykazała, że mimo chwilowego przekraczania ograniczeń w wybranych rundach ewolucyjnych, wartości zmiennych decyzyjnych stopniowo konwergowały do logicznych i technicznie uzasadnionych poziomów, które ostatecznie mieściły się w przyjętych granicach. Brak skokowych zmian oraz równomierny charakter zbieżności potwierdziły, że wszystkie analizowane parametry miały istotny wpływ na wynik końcowy, a przyjęta funkcja celu cechowała się odpowiednią czułością względem modyfikacji wprowadzanych w przestrzeni decyzyjnej.



## 9. Dyskusja optymalnych konfiguracji

### 9.1 Bilans energetyczny

Dla każdego wariantu z grup A i B wyznaczono konfigurację optymalną względem przyjętej funkcji celu ( $OF$ ) opisanej w podrozdziale 7.5, uwzględniającej zarówno zapewnienie autonomii energetycznej, jak i opłacalność inwestycji. W tabeli 9.1 przedstawiono analizę porównawczą odpowiadających sobie wariantów z grup A i B w całym okresie eksploatacji systemu. Uwzględniono moce oraz pojemności poszczególnych komponentów, a także ilość energii wytworzonej przez system ( $E_{SYST,T}$ ). Szczególną uwagę poświęcono efektywności zagospodarowania nadwyżek energii, analizując zarówno ilościowy ( $E_{EXClost,T}$ ), jak i procentowy udział strat ( $\%E_{EXClost,T}$ ), wynikających z braku możliwości ich zagospodarowania.

Tab. 9.1. Porównanie autonomii energetycznej i efektywności wykorzystania nadwyżek w optymalnych wariantach systemu z grup A i B.

wariant	$A_{SYST}$	$P_{HYD}$	$P_{PV}$	$P_{WT}$	$Cap_{BAT}$	$P_{CONV}$	$P_{EZ}$	$P_{FC}$	$Cap_{H_2T}$	$E_{SYST,T}$	$E_{EXClost,T}$	$\%E_{EXClost,T}$
	[%]	[MW]	[MW]	[MW]	[MWh]	[MW]	[MW]	[MW]	[t]	[GWh]	[GWh]	[%]
A1	100%	0,948	4,723	3,546	4,771	3,379	2,508	0,634	2,656	343,893	11,292	3,28
B1	100%	0,948	5,129	2,177	18,029	2,277	nd.	nd.	nd.	306,729	119,093	38,83
A2	100%	0,883	8,030	5,709	5,365	5,061	4,844	0,736	4,148	478,558	13,741	2,87
B2	100%	0,883	9,941	3,004	23,891	2,883	nd.	nd.	nd.	430,439	229,166	53,24
A3	100%	0,787	12,540	10,227	8,142	8,681	8,001	1,073	7,373	711,553	24,981	3,51
B3	100%	0,787	24,127	7,576	39,846	6,524	nd.	nd.	nd.	879,902	627,46	71,31
A4	100%	0,628	16,660	11,719	10,234	9,644	9,968	1,313	8,292	828,366	31,960	3,86
B4	100%	0,628	28,386	8,504	47,895	7,055	nd.	nd.	nd.	981,348	716,577	73,02
A5	100%	0,284	22,038	14,324	14,961	11,574	12,761	1,336	10,718	995,563	41,396	4,16
B5	100%	0,284	32,786	10,079	56,288	8,037	nd.	nd.	nd.	1091,761	810,644	74,25
A6	100%	nd.	24,796	16,204	16,792	13,006	14,385	1,442	11,761	1085,432	45,882	4,23
B6	100%	nd.	34,696	13,961	65,126	11,136	nd.	nd.	nd.	1229,391	927,951	75,48

Porównanie wariantów z grup A i B wskazało na fundamentalną rolę technologii wodorowych w zwiększeniu elastyczności pracy systemu energetycznego oraz efektywnym zarządzaniu nadwyżkami energii. W konfiguracjach wyposażonych w elektrolizery, zbiornik wodoru i ogniwo paliwowe możliwe było efektywne wykorzystanie energii produkowanej ze źródeł OZE, co umożliwiło finansowo uzasadnione osiągnięcie autonomii energetycznej. Analiza wykazała, że pomimo różnic w strukturze systemu z grupy A, obejmujących wielkość zbiornika wodnego oraz obecność elektrowni wodnej, udział niewykorzystanej energii utrzymywał się na zbliżonym poziomie, wynoszącym około 3–4%. Oznacza to, że technologie wodorowe

skutecznie przetwarzały nadwyżki energii, przyczyniając się do stabilizacji bilansu energetycznego systemu niezależnie od pojemności zbiornika wodnego oraz zdolności elektrowni wodnej do sterowalnego wytwarzania energii.

W systemach pozbawionych technologii wodorowych osiągnięcie autonomii energetycznej było również możliwe, lecz wymagało zainstalowania większej mocy poszczególnych komponentów w porównaniu do wariantów z grupy A, co skutkowało znacznym wzrostem całkowitego wolumenu generowanych nadwyżek energii względem zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną. Analiza wariantów wykazała, że wraz ze zmniejszeniem pojemności retencyjnej zbiornika wodnego obserwowano systematyczny wzrost tego zjawiska w porównaniu do odpowiadających im wariantów z grupy A. W wariantcie B1 udział nadwyżek wynosił 38,83%, podczas gdy w A1 było to jedynie 3,28%. Wariant B2 charakteryzował się dalszym wzrostem tego udziału do 53,24%, natomiast w A2 utrzymywał się on na niskim poziomie 2,87%. Największą dynamikę wzrostu odnotowano między wariantami B2 i B3, gdzie udział skokowo wzrósł z 53,24% do 71,31%. Pozostałe konfiguracje z tej grupy osiągały nieznacznie wyższe wartości, przekraczające 70% i w dalszym ciągu nie wykazywały zdolności do efektywnego zagospodarowania nadwyżek, nawet przy zwiększonej pojemności magazynów bateryjnych. Oznacza to, że autonomiczne systemy energetyczne oparte na OZE, pozbawione komponentu wodorowego i ograniczone pod względem zasobów wodnych, prowadzą do znacznych strat energii oraz obniżenia opłacalności inwestycji.

Wprowadzenie technologii wodorowych umożliwiało przekierowanie nadmiaru energii elektrycznej do procesu elektrolizy, jednak jednocześnie wiązało się z koniecznością równoczesnego bilansowania dwóch strumieni zapotrzebowania: bieżącego zużycia energii elektrycznej oraz wymaganego wolumenu produkcji wodoru wynikającego z założeń kontraktowych. W celu zapewnienia stabilnej pracy elektrolizerów oraz efektywnego wykorzystania komponentów systemu, urządzenia te powinny pracować możliwie równomiernie, z wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy w skali roku. Spełnienie tego warunku wymaga zapewnienia stabilnych i przewidywalnych dostaw energii, co w analizowanym przypadku uzasadniało zwiększony udział źródeł wiatrowych w miksie wytwórczym.

W okresach obniżonego poziomu nasłonecznienia, ograniczonej generacji wiatrowej oraz zmniejszonej dostępności energii wodnej elektrolizer pozostawał nieaktywny, a energia produkowana przez ogniwo paliwowe stabilizowała bilans energetyczny systemu. Zastosowane podejście eliminowało konieczność skrajnego

przewymiarowania instalacji odnawialnych, które było niezbędne w wariantach pozbawionych technologii wodorowych. W tych układach elektrownia fotowoltaiczna wymagała znacznego zwiększenia mocy zainstalowanej, aby nawet w najmniej korzystnych warunkach meteorologicznych zapewnić minimalny poziom generacji energii.

W systemach pozbawionych technologii wodorowych, szczególnie w wariantach, w których pojemność zbiornika wodnego spadała poniżej 50% lub elektrownia wodna nie była uwzględniana w miksie energetycznym, konieczne było znaczne zwiększenie pojemności magazynów bateryjnych. Magazyny te kompensowały krótkoterminowe wahania generacji z OZE oraz zapewniały zasilanie w dłuższych okresach ograniczonej produkcji energii odnawialnej. W rezultacie ich pojemność w tych wariantach była istotnie większa w porównaniu do systemów wykorzystujących technologie wodorowe, w których nadmiar energii mógł być akumulowany w postaci wodoru, co redukowało obciążenie magazynów bateryjnych.

Wszystkie analizowane konfiguracje charakteryzowały się występowaniem nadwyżek energii, szczególnie widocznych w wariantach pozbawionych technologii wodorowych. Skala tych nadwyżek wskazuje, że potencjalnie możliwe byłoby ograniczenie ich wielkości poprzez zmniejszenie mocy zainstalowanych źródeł odnawialnych przy jednoczesnym zwiększeniu pojemności magazynów bateryjnych. Taki wariant mógłby prowadzić do bardziej zrównoważonego bilansu energii i redukcji strat związanych z niewykorzystaną nadwyżką produkowanej energii elektrycznej. Należy jednak podkreślić, że przedstawione konfiguracje analizowanego systemu energetycznego stanowią wynik przeprowadzonego procesu optymalizacji, uwzględniającego przyjętą funkcję celu oraz kryteria finansowe. Uzyskane konfiguracje umożliwiały osiągnięcie maksymalnej wartości funkcji celu, co wskazuje, że nawet przy znacznym udziale nadwyżek energii były one najpełniej zgodne z założonymi wymaganiami systemowymi. Wyniki te podkreślają, że ostateczny kształt projektowanego systemu energetycznego oraz jego charakterystyka pracy są wprost determinowane przez przyjęte kryteria techniczno-finansowe, wynikające z relacji nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacji i utrzymania poszczególnych komponentów, takich jak źródła OZE, magazyny bateryjne czy technologie wodorowe.

## 9.2 Efektywność finansowa

Dobór komponentów systemu oraz ilość efektywnie zagospodarowanej nadwyżki energii miały istotny wpływ na opłacalność finansową analizowanych konfiguracji. W tabeli 9.2 zestawiono kluczowe parametry finansowe, odnoszące się do całego okresu eksploatacji systemu ( $T$ ), obejmujące całkowite nakłady inwestycyjne ( $CAPEX$ ), skumulowane koszty eksploatacyjne ( $C, T$ ), sumaryczne przychody ( $R, T$ ), a także wartość bieżącą netto ( $NPV$ ) oraz prognozowany prosty okres zwrotu inwestycji ( $PBP$ ), co umożliwiło ocenę rentowności analizowanych wariantów.

Tab. 9.2. Wyniki analizy kosztów i rentowności wariantów systemu energetycznego z grup A i B.

wariant	$CAPEX$	$C, T$	$R, T$	$NPV$	$PBP$
	mln zł				lata
A1	90,854	82,103	284,127	111,170	9,90
A2	147,465	130,218	408,535	130,852	12,68
A3	248,561	206,392	616,395	161,442	14,24
A4	299,243	247,830	718,138	171,066	14,98
A5	379,918	307,537	862,745	175,290	15,88
A6	426,674	341,957	929,496	160,865	17,72
B1	65,643	55,927	133,238	11,668	22,33
B2	101,509	73,742	133,238	-42,013	25+
B3	224,092	134,852	133,238	-225,706	25+
B4	261,101	155,391	133,238	-283,254	25+
B5	304,691	179,604	133,238	-351,057	25+
B6	358,212	199,030	133,238	-424,005	25+

Systemy wykorzystujące technologie wodorowe charakteryzowały się wyższymi nakładami inwestycyjnymi, wynikającymi z konieczności uwzględnienia elektrolizerów, zbiornika wodoru oraz ogniwa paliwowego. Zwiększona wartość parametru  $CAPEX$  była jednak rekompensowana wyższymi przychodami, pochodzącymi ze sprzedaży wodoru oraz ciepła odpadowego jako dodatkowych produktów energetycznych. W efekcie systemy te osiągały wyższą wartość bieżącą netto, co potwierdzało ich przewagę finansową w długim horyzoncie czasowym.

W wariantach z grupy B, w których nie uwzględniono technologii wodorowych, nakłady inwestycyjne były niższe, jednak ograniczona zdolność do magazynowania oraz przekształcania energii w produkty energetyczne, takie jak wodór i ciepło odpadowe, prowadziła do większych strat oraz mniej korzystnych wskaźników finansowych.

Analiza wykazała, że warianty A1–A6 charakteryzowały się krótszym czasem zwrotu nakładów inwestycyjnych w porównaniu do systemów B1–B6. Jednocześnie obserwowano jego systematyczne wydłużanie się w miarę zmniejszania pojemności

retencyjnej zbiornika wodnego, aż do całkowitego wykluczenia elektrowni wodnej ze struktury systemu. W wariantcie A1 dodatni bilans finansowy osiągnięto pod koniec dziewiątego roku, przy wartości parametru  $PBP$  równej 9,90 roku. Jego odpowiednik pozbawiony technologii wodorowych, wariant B1, okazał się opłacalny dopiero po 22 latach ( $PBP = 22,33$  roku). Dla pozostałych wariantów z grupy B przewidywany okres zwrotu przekraczał 25 lat.

Tendencja ta, przejawiająca się systematycznym wydłużaniem okresu zwrotu inwestycji oraz pogarszaniem wskaźników rentowności, była szczególnie widoczna w wariantach B3–B6, gdzie ograniczenie roli elektrowni wodnej wymuszało przewymiarowanie pozostałych komponentów OZE oraz magazynów bateryjnych. Prowadziło to do wzrostu nakładów inwestycyjnych, większych strat energii oraz pogorszenia efektywności finansowej, uniemożliwiając osiągnięcie zwrotu inwestycji w akceptowalnym horyzoncie czasowym.

W tabeli 9.3 przedstawiono szczegółowe dane dotyczące przepływów pieniężnych w okresie  $T$  dla wariantu A1.

W pierwszej kolumnie zamieszczono analizowany okres w latach ( $t$ ), natomiast druga kolumna ( $i$ ) zawiera rzeczywistą stopę dyskontową, służącą do przeliczenia przyszłych wartości pieniężnych na ich ekwiwalent w roku podjęcia realizacji inwestycji. W kolejnych kolumnach uwzględniono nominalne wartości poszczególnych strumieni finansowych, obejmujących nakłady inwestycyjne ( $CAPEX$ ), łączne koszty operacyjne obejmujące koszty eksploatacji i konserwacji wszystkich komponentów systemu oraz opłaty za niedostarczenie wodoru ( $OPEX_{all,t}$ ), koszty wymiany komponentów ( $RC_t$ ), przychody ( $R,t$ ) oraz łączne saldo przepływów finansowych ( $\Sigma$ ).

W kontekście oceny opłacalności finansowej systemu szczególne znaczenie miały kolumny przedstawiające zdyskontowane przepływy pieniężne, które odzwierciedlały rzeczywisty wpływ poszczególnych wydatków i przychodów na rentowność inwestycji.

Obliczenia wykazały, że w wariantcie A1 wartość bieżąca netto ( $NPV$ ), oszacowana dla całego analizowanego okresu eksploatacji systemu, osiągnęła poziom 111,17 mln zł. W odniesieniu do początkowych nakładów inwestycyjnych wynik ten potwierdzał, że wariant A1 charakteryzował się relatywnie krótkim czasem zwrotu, co świadczyło o wysokiej rentowności tego rozwiązania w analizowanym horyzoncie czasowym.

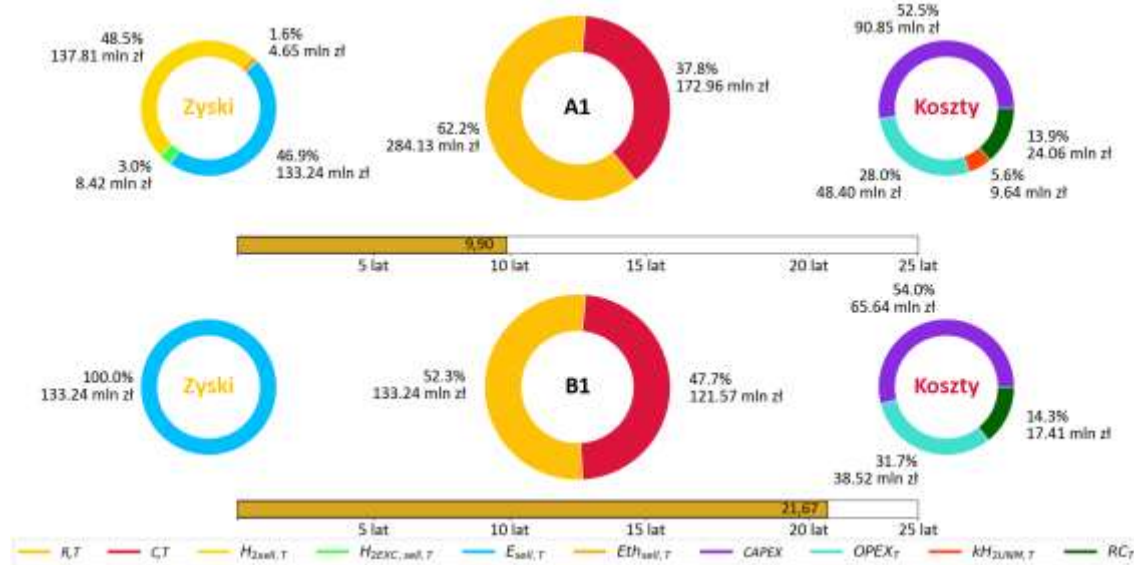
Analogiczne zestawienia danych dotyczące pozostałych wariantów A2–A6 oraz B1–B6 zostały zamieszczone w Załączniku A, który zawiera szczegółowe informacje na temat wyników analiz dla tych wariantów.

Tab 9.3. Wyniki analizy finansowej inwestycji w wariantcie A1.

t	i	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ	CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-90,854	0,000	0,000	0,000	-90,854	-90,854	0,000	0,000	0,000	-90,854
1	0,984	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-2,555	0,000	13,802	11,247
2	0,968	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-3,287	0,000	13,039	9,752
3	0,953	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-2,433	0,000	13,538	11,105
4	0,938	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-2,436	0,000	13,157	10,721
5	0,923	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-3,134	0,000	12,433	9,299
6	0,908	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-2,318	0,000	12,899	10,580
7	0,894	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-2,322	0,000	12,540	10,218
8	0,880	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-2,988	0,000	11,854	8,866
9	0,866	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-2,211	0,000	12,302	10,091
10	0,852	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-2,212	0,000	11,951	9,738
11	0,838	0,000	-3,395	-10,853	13,470	-0,779	0,000	-2,845	-9,095	11,288	-0,653
12	0,825	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-2,107	0,000	11,720	9,613
13	0,812	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-2,109	0,000	11,390	9,281
14	0,799	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-2,713	0,000	10,762	8,049
15	0,786	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-2,007	0,000	11,166	9,159
16	0,774	0,000	-2,597	-9,318	14,026	2,112	0,000	-2,010	-7,212	10,857	1,634
17	0,762	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-2,587	0,000	10,264	7,677
18	0,749	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-1,913	0,000	10,640	8,728
19	0,738	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-1,916	0,000	10,352	8,435
20	0,726	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-2,465	0,000	9,779	7,314
21	0,714	0,000	-2,553	-10,854	14,206	0,798	0,000	-1,823	-7,750	10,143	0,570
22	0,703	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-1,826	0,000	9,861	8,035
23	0,692	0,000	-3,395	0,000	13,470	10,074	0,000	-2,350	0,000	9,321	6,972
24	0,681	0,000	-2,553	0,000	14,206	11,652	0,000	-1,739	0,000	9,674	7,935
25	0,670	0,000	-2,597	0,000	14,026	11,430	0,000	-1,740	0,000	9,398	7,658
Σ		-90,854	-70,962	-31,026	347,644	154,802	-90,854	-58,046	-24,057	284,127	111,170

Na rysunku 9.1 przedstawiono szczegółowe zestawienie kluczowych parametrów finansowych oraz opłacalności inwestycji w wariantach A1 i B1. Wykresy pierścieniowe ukazują strukturę kosztów i przychodów, natomiast osie czasu ilustrują okres zwrotu inwestycji, umożliwiając bezpośrednie porównanie analizowanych konfiguracji.

W wariantcie A1 zyski wyniosły 284,13 mln zł, co stanowiło 62,2% całkowitych przepływów finansowych, podczas gdy koszty osiągnęły poziom 172,96 mln zł (37,8%). Struktura zysków wskazywała, że dominującym źródłem przychodów była sprzedaż wodoru ( $H_{2sell,T}$ ), która odpowiadała za 46,9% całkowitych wpływów (137,81 mln zł), natomiast sprzedaż energii elektrycznej ( $E_{sell,T}$ ) stanowiła 45,3% (133,24 mln zł).



Rys. 9.1. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji w wariantach A1 i B1, dla całego okresu eksploatacji systemu:  $R_T$  – łączne przychody,  $C_T$  – całkowite koszty funkcjonowania systemu,  $H_{2sell,T}$  – zyski ze sprzedaży wodoru:  $H_{2EXC, sell,T}$  – zyski ze sprzedaży nadwyżek wodoru,  $E_{sell,T}$  – zyski ze sprzedaży energii elektrycznej,  $Eth_{sell,T}$  – zyski ze sprzedaży ciepła,  $CAPEX$  – początkowe nakłady inwestycyjne,  $OPEX_T$  – koszty operacyjne wszystkich komponentów systemu,  $kH_{2UNM,T}$  – kara finansowa za niedostarczenie wodoru,  $RC_T$  – całkowite koszty wymiany.

Główne pozycje kosztowe obejmowały przede wszystkim nakłady inwestycyjne ( $CAPEX$ ), które pochłonęły 52,5% wszystkich kosztów (90,85 mln zł), a także koszty operacyjne wszystkich komponentów systemu ( $OPEX_T$ ) wynoszące 28,0% (48,40 mln zł). Z kolei wydatki związane z wymianą komponentów ( $RC_T$ ) stanowiły 13,9% (24,06 mln zł), a stosunkowo niewielki udział w strukturze kosztów miało niepokrycie kontraktu na wodór ( $kH_{2UNM,T}$ ) wynoszące 5,6% łącznych kosztów (9,64 mln zł).

Wartość zysków osiągniętych w wariantcie B1 wyniosła 133,24 mln zł, co stanowiło 52,3% całkowitych przepływów finansowych i pochodziło wyłącznie ze sprzedaży energii elektrycznej. Koszty sięgnęły 121,57 mln zł (47,7%). Dominującą pozycję w strukturze kosztów stanowiły nakłady inwestycyjne ( $CAPEX$ ), które wyniosły 65,64 mln zł (54,0%), natomiast koszty operacyjne odpowiadały za 31,69% (38,52 mln zł). Wydatki związane z wymianą komponentów osiągnęły 17,41 mln zł (14,32%).

Wyniki dla wszystkich wariantów zostały zestawione w tabeli 9.4 oraz szczegółowo zaprezentowane w Załączniku B, w którym przedstawiono graficzne zestawienie parametrów finansowych dla pozostałych par wariantów z grup A i B.

Obniżenie potencjału produkcyjnego elektrowni wodnej prowadziło do wzrostu kosztów eksploatacyjnych systemu, co w rezultacie skutkowało wyższym poziomem nakładów inwestycyjnych w obu grupach wariantów. Zależność ta podkreśla znaczenie

zasobów pełniących funkcję trwałych i efektywnych magazynów energii o wysokiej dyspozycyjności, które istotnie wpływają na ograniczenie nakładów inwestycyjnych i poprawę odporności operacyjnej analizowanych systemów.

Tab. 9.4. Zestawienie nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych, przychodów w wariantach z grup A i B.

wariant	$R_T$	$C_T$	$CAPEX$	$OPEX_T$	$RC_T$	$kH_{2UNM,T}$	$E_{sell,T}$	$H_{2sell,T}$	$H_{2EXC,sell,T}$	$E_{th,sell,T}$
	[mln zł]									
A1	284,13 62,2%	172,96 37,8%	90,85 52,5%	48,40 28,00%	24,06 13,9%	9,64 5,6%	133,24 46,9%	137,81 48,5%	8,42 3,0%	4,65 1,6%
B1	133,24 52,3%	121,57 47,7%	65,64 54,0%	38,52 31,7%	17,41 14,3%	nd.	133,24 100,00%	nd.	nd.	nd.
A2	411,59 59,4%	281,29 40,6%	147,47 52,4%	71,90 25,6%	41,83 14,9%	20,11 7,1%	133,24 32,4%	251,62 61,1%	18,14 4,4%	8,54 2,1%
B2	133,24 43,2%	175,25 56,8%	101,51 57,9%	50,80 29,0%	22,94 13,1%	nd.	133,24 100,0%	nd.	nd.	nd.
A3	621,68 57,6%	458,51 42,4%	246,58 53,8%	112,10 24,4%	68,78 15,0%	31,05 6,8%	133,24 21,4%	441,22 71,0%	31,49 5,1%	15,72 2,5%
B3	133,24 27,1%	358,94 72,9%	224,09 62,4%	94,98 26,5%	39,87 11,1%	nd.	133,24 100,0%	nd.	nd.	nd.
A4	724,67 56,7%	553,67 43,3%	299,24 54,0%	132,78 24,0%	84,67 15,3%	36,98 6,7%	133,24 18,4%	534,08 73,7%	38,69 5,3%	18,66 2,6%
B4	133,24 24,2%	416,50 75,8%	261,10 62,7%	108,20 26,0%	47,19 11,3%	nd.	133,24 100,0%	nd.	nd.	nd.
A5	871,00 55,6%	694,71 44,4%	379,92 54,7%	165,32 23,8%	109,24 15,7%	40,23 5,8%	133,24 15,3%	665,59 76,4%	49,02 5,6%	23,16 2,7%
B5	133,24 21,6%	484,30 78,4%	304,69 62,9%	124,39 25,7%	55,22 11,4%	nd.	133,24 100,0%	nd.	nd.	nd.
A6	939,50 55,2%	762,39 44,8%	426,67 56,0%	170,81 22,4%	123,05 16,1%	41,87 5,5%	133,24 14,2%	721,76 76,8%	58,86 6,3%	25,63 2,7%
B6	133,24 19,3%	557,24 80,7%	358,21 64,3%	133,42 23,9%	65,61 11,8%	nd.	133,24 100,0%	nd.	nd.	nd.

W obu grupach wariantów systemy sprzedawały tę samą ilość energii elektrycznej, ponieważ ich celem było pokrycie tożsamego zapotrzebowania. W grupie A zyski ze sprzedaży wodoru ( $H_{2sell}$ ) mieściły się w przedziale od 48,5% do 76,8% całkowitych przychodów, przy czym w wariantach A3–A6 wartość ta utrzymywała się na zbliżonym poziomie, stanowiącym ponad 70% łącznych zysków. Zyski z tytułu sprzedaży nadwyżek wodoru ( $H_{2EXC,sell}$ ) wynosiły od 3,0% do 6,3%, wykazując analogiczną tendencję wzrostową. Sprzedaż ciepła, prowadzona również wyłącznie w grupie A, miała mniejszy udział w strukturze przychodów, mieszcząc się w zakresie od 1,6% do 2,7%.

W wariantach z grupy A procentowy udział kar za niepokrycie kontraktów na wodór utrzymywał się na zbliżonym poziomie we wszystkich przypadkach, stopniowo rosnąc od 5,5% do 7,1%. Wskazywało to, że pomimo różnic konfiguracyjnych, układy te w podobnym stopniu były narażone na ryzyko niedostatecznej podaży wodoru względem wymagań odbiorców kontraktowych.

Warianty z grupy A wykazały wysoką efektywność finansową. Przy zastosowaniu procesu elektrolizy możliwe było przekształcanie nadmiarowej energii elektrycznej w wodór oraz jego magazynowanie z przeznaczeniem na sprzedaż lub wykorzystanie w ramach własnych potrzeb systemu, co zwiększało elastyczność operacyjną układu i ograniczało konieczność przewymiarowania odnawialnych źródeł energii. Tak skonfigurowany system sprzyjał osiągnięciu autonomii energetycznej w sposób technicznie i finansowo uzasadniony. Z kolei warianty nieuwzględniające infrastruktury wodorowej (grupa B) również umożliwiały osiągnięcie samowystarczalności, jednak wymagały znacznie większych mocy zainstalowanych oraz pojemności magazynów, co skutkowało spadkiem efektywności finansowej i mogłoby generować trudności wdrożeniowe w warunkach rzeczywistych. Z uwagi na fakt, że opłacalność finansowa, obok zdolności do zapewnienia autonomii energetycznej, stanowiła kluczowe kryterium oceny rozpatrywanych rozwiązań, w dalszych analizach skoncentrowano się wyłącznie na systemach należących do grupy A.



## 10. Koszt jednostkowy energii

Zróznicowany udział poszczególnych źródeł odnawialnych oraz rosnące znaczenie technologii magazynowania determinowały jednostkowe koszty energii elektrycznej w analizowanych wariantach. W celu uchwycenia wpływu zmian struktury układu na opłacalność poszczególnych źródeł energii, w tabeli 10.1 przedstawiono wartości wskaźnika  $LCOE$  zarówno dla całego rozpatrywanego systemu, jak i dla każdego źródła z osobna. Takie podejście pozwoliło na kompleksową ocenę opłacalności finansowej rozpatrywanych rozwiązań. Wskaźnik  $LCOE$  uwzględniał rzeczywistą ilość energii użytecznej dostarczonej do odbiorcy, zarówno w postaci energii elektrycznej, jak i wodoru, oraz obejmował nakłady inwestycyjne i całkowite koszty eksploatacyjne z uwzględnieniem rzeczywistej stopy dyskontowej. Obliczenia nie opierały się na nominalnych mocach zainstalowanych, lecz odzwierciedlały faktyczny przebieg generacji energii w czasie, co zapewniało wiarygodną ocenę kosztów jednostkowych przy dynamicznym profilu zapotrzebowania i produkcji.

Tab. 10.1. Porównanie wskaźników  $LCOE$  w wariantach A1–A6.

wariant	$LCOE$	$LCOE_{HYD}$	$LCOE_{PV}$	$LCOE_{WT}$	$LCOE_{FC}$
	[zł/kWh]				
A1	0,28	0,11	0,22	0,46	13,98
A2	0,30	0,12	0,22	0,46	14,05
A3	0,32	0,15	0,21	0,45	11,81
A4	0,34	0,19	0,22	0,46	9,80
A5	0,35	0,41	0,22	0,46	7,36
A6	0,36	nd.	0,22	0,46	5,67

Ograniczanie dostępności elektrowni wodnej w kolejnych wariantach przyczyniało się do wzrostu wartości całkowitego wskaźnika  $LCOE$  z 0,28 zł/kWh w A1 do 0,36 zł/kWh w A6. Tendencja ta wynikała ze zmniejszającego się udziału hydroenergii o korzystnym profilu kosztowym oraz konieczności zwiększenia udziału pozostałych źródeł odnawialnych i technologii magazynowania w strukturze dostarczania energii. Wzrost jednostkowego kosztu energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wodnej ( $LCOE_{HYD}$ ) był skutkiem spadku wolumenu produkcji oraz relatywnie wysokich kosztów stałych, które rozkładano na coraz mniejszą ilość wyprodukowanej energii.

W przypadku elektrowni fotowoltaicznych ( $LCOE_{PV}$ ) oraz elektrowni wiatrowej ( $LCOE_{WT}$ ) wartości wskaźnika  $LCOE$  utrzymywały się na stabilnym poziomie we wszystkich analizowanych wariantach, co odzwierciedlało analogię profilu generacji oraz

stałe założenia finansowe względem tych technologii. Równocześnie wraz z kolejnymi wariantami następował wzrost wykorzystania nadwyżek energii odnawialnej do produkcji wodoru, co pozwalało na utrzymanie porównywalnych jednostkowych kosztów konwersji. Odmienna tendencja została zarejestrowana w odniesieniu do ogniwa paliwowego ( $LCOE_{FC}$ ), dla którego jednostkowy koszt, pomimo istotnie wyższej wartości względem pozostałych technologii, ulegał systematycznemu obniżeniu z 13,98 zł/kWh w A1 do 5,67 zł/kWh w A6. Spadek ten wynikał z intensyfikacji eksploatacji urządzenia, która pozwalała na bardziej efektywne rozłożenie poniesionych nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych.

W tabeli 10.2 przedstawiono rozszerzoną analizę wskaźnika  $LCOE$ , uwzględniającą efektywność bilansowania pracy systemu oraz udział poszczególnych technologii w pokryciu zapotrzebowania. Wskaźnik  $\%FC, E_{Lbase}$  wskazywał, jaki procent całkowitego zapotrzebowania na energię został pokryty przez ogniwo paliwowe. Na podstawie tego udziału obliczono wskaźnik  $LCOE_{OZE}$ , umożliwiający ocenę uśrednionych jednostkowych kosztów energii elektrycznej dostarczanej wyłącznie przez podstawowe źródła energii (elektrownię wodną, fotowoltaiczną i wiatrową) oraz ich skuteczności w kontekście stabilizacji pracy systemu.

Tab. 10.2. Koszty jednostkowe  $LCOE$  i udział OZE oraz ogniwa paliwowego w produkcji energii elektrycznej w wariantach A1–A6.

wariant	$FC, E_{Lbase}, \%$	$LCOE_{OZE}$	$LCOE_{FC}$	$LCOE$
	[%]	[zł/kWh]		
A1	0,29	0,26	13,98	0,28
A2	0,34	0,28	14,05	0,30
A3	0,61	0,31	11,81	0,32
A4	0,97	0,32	9,80	0,34
A5	1,53	0,33	7,36	0,35
A6	2,66	0,34	5,67	0,36

Wyniki jednoznacznie wskazały, że w autonomicznych systemach energetycznych najwyższe jednostkowe koszty konwersji energii przypadały na okresy pokrywania rzadko występujących (od 0,29% w A1 do 2,66% w A6), lecz krytycznych deficytów. Było to konsekwencją konieczności utrzymywania rezerw mocy oraz ponoszenia nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę umożliwiającą ich aktywację. Pokrycie zapotrzebowania w takich warunkach wymagało zastosowania ogniwa paliwowego o wysokiej elastyczności operacyjnej.

Zastosowanie FC w analizowanych wariantach, mimo relatywnie wysokiego jednostkowego kosztu konwersji energii, okazało się rozwiązaniem korzystniejszym

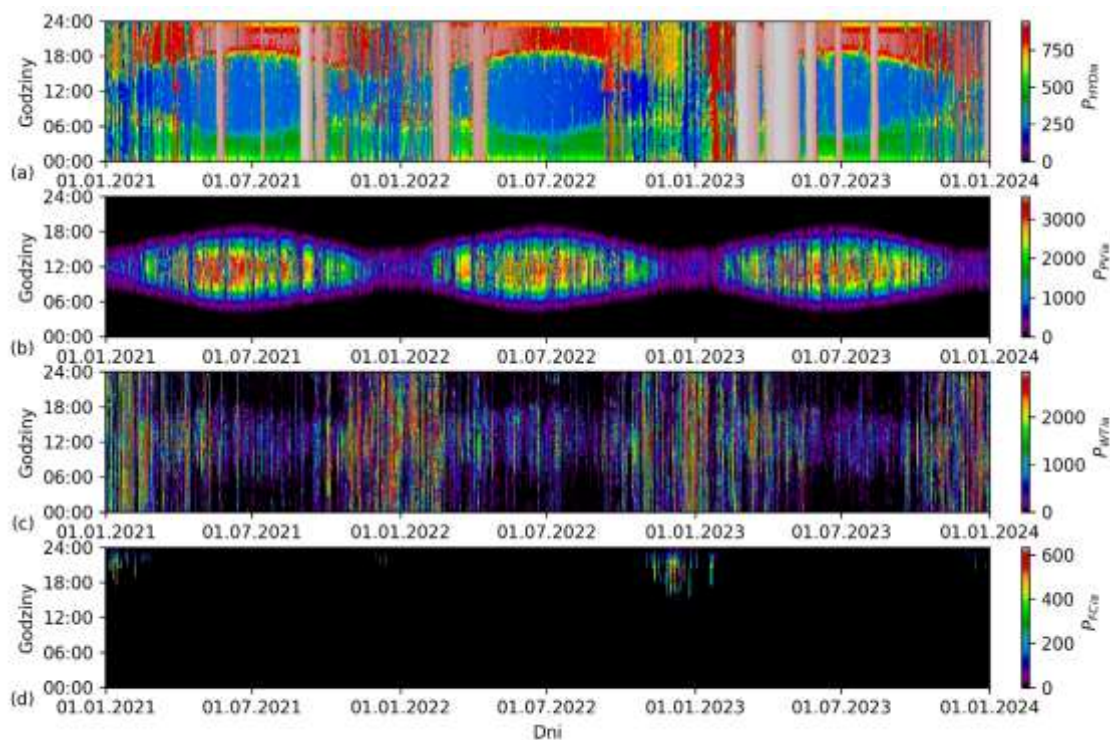
finansowo niż dalsza rozbudowa zasobów magazynu bateryjnego lub zwiększanie mocy znamionowych OZE. W warunkach autonomii obserwowano wzrost kosztu krańcowego dla każdej dodatkowej jednostki energii magazynowanej długoterminowo, co skutkowało spadkiem ogólnej opłacalności inwestycji. Wodór, jako nośnik energii wykorzystywany w ogniwie paliwowym, umożliwił elastyczne zarządzanie bilansem energetycznym, pełniąc funkcję strategicznej rezerwy operacyjnej.



## 11. Wektory przepływu energii

### 11.1 Zmienność mocy źródeł energii elektrycznej w czasie

W autonomicznym systemie energetycznym zasilanym OZE istotne znaczenie ma współdziałanie różnych technologii wytwarzania energii. Dla zobrazowania współwystępowania generacji z poszczególnych źródeł energii oraz oceny ich wpływu na ciągłość zasilania w warunkach zmiennego profilu produkcji, przedstawiono przebieg mocy w czasie dla każdego ze źródeł. Na rysunku 10.1, zaprezentowano rozkład mocy generowanej przez elektrownię wodną (rys. 11.1a), elektrownię fotowoltaiczną (rys. 11.1b), elektrownię wiatrową (rys. 11.1c) oraz ogniwo paliwowe (rys. 11.1d) w wariantcie A1, w ujęciu w ujęciu 5-minutowym, w okresie trzech lat referencyjnych. Wizualizacje wyników uzyskanych w pozostałych rozważanych wariantach umieszczono w Załączniku C.



Rys. 10.1. Rozkład mocy generowanej w wariantcie A1 w pierwszych trzech latach analizy, przedstawiony dla iteracji *ia*: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia:  $P_{HYDia}$  – moc wyjściowa elektrowni wodnej,  $P_{PVta}$  – moc wyjściowa elektrowni fotowoltaicznej,  $P_{WTta}$  – moc wyjściowa elektrowni wiatrowej,  $P_{FCta}$  – moc wyjściowa ogniwa paliwowego.

W konfiguracji A1 elektrownia wodna stanowiła najwydajniejsze źródło energii w systemie, dostarczając 121,896 GWh energii elektrycznej w 25-letnim okresie eksploatacji systemu, co odpowiadało 71,79% bazowego zapotrzebowania. Jej produkcja

była uzależniona od stopnia napełnienia zbiornika, wpływającego zarówno na dostępność wody, jak i efektywną wysokość spadu.

Analiza czasowa wykazała wyraźny związek pomiędzy pracą elektrowni wodnej a generacją energii elektrycznej w elektrowni fotowoltaicznej. W okresach zwiększonego natężenia promieniowania słonecznego, gdy produkcja PV osiągała wysokie wartości, praca elektrowni wodnej była ograniczana w celu zachowania zasobów wodnych. Natomiast w okresach ograniczonego nasłonecznienia, gdy produkcja PV była niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania, zwiększano generację HYD w celu uzupełnienia deficytu energetycznego. Elektrownia fotowoltaiczna była trzecim co do wielkości źródłem energii w systemie, generując 104,238 GWh energii elektrycznej w analizowanym okresie.

Elektrownia wiatrowa dostarczyła 117,758 GWh energii elektrycznej i stanowiła drugie pod względem wolumenu produkcji źródło w systemie. Jej praca charakteryzowała się dużą zmiennością chwilową oraz nieregularnością generacji. Zaobserwowano, że w okresach ograniczonego nasłonecznienia, szczególnie w porach chłodniejszych, występowała zwiększona częstotliwość i intensywność pracy turbin wiatrowych.

Ogniwo paliwowe odpowiadało za najmniejszy wolumen produkcji energii (0,493 GWh) i wykazywało aktywność wyłącznie w momentach niedoboru energii z pozostałych źródeł. Czas jego pracy był ograniczony do krótkich okresów deficytu, zwłaszcza zimą, gdy jednocześnie notowano niską generację z PV i WT.

W tabeli 11.1 przedstawiono rozkład energii generowanej przez poszczególne jednostki wytwórcze w sześciu analizowanych wariantach (A1–A6). Uwzględniono w niej procentowy udział energii wyprodukowanej przez elektrownię wodną w pokryciu bazowego zapotrzebowania systemu ( $\%E_{Lbase, HYD}$ ) oraz całkowite wartości produkcji z następujących źródeł: elektrowni wodnej ( $E_{HYD}$ ), elektrowni fotowoltaicznej ( $E_{PV}$ ), elektrowni wiatrowej ( $E_{WT}$ ) oraz ogniwa paliwowego ( $E_{FC}$ ). Ostatnia kolumna ( $N_{FC, T}$ ) zawiera liczbę uruchomień ogniwa paliwowego w całym okresie eksploatacji systemu.

Stopniowe zmniejszanie produkcji energii z elektrowni wodnej w bilansie energetycznym analizowanych systemów od 121,896 GWh w wariantcie A1 do całkowitego wykluczenia w A6 skutkowało wyraźnym wzrostem generacji z elektrowni fotowoltaicznej (z 104,238 GWh do 547,246 GWh) oraz elektrowni wiatrowej (z 117,758 GWh do 538,186 GWh).

W wariancie A2 suma energii uzyskanej z HYD, PV i WT wynosiła 139% poziomu z A1, a w A3 osiągnęła 207%, co stanowiło ponad dwukrotny wzrost względem konfiguracji wyjściowej.

Tab. 11.1. Generacja z OZE i praca ogniwa paliwowego wariantach A1–A6.

wariant	$\%E_{Lbase,HYD}$	$E_{HYD}$	$E_{PV}$	$E_{WT}$	$E_{FC}$	$N_{FC,T}$
	[%]	[GWh]				[-]
A1	71,79	121,896	104,238	117,758	0,493	1329
A2	65,80	111,717	177,220	189,621	0,569	1597
A3	56,02	95,111	276,760	339,675	1,040	2078
A4	42,10	71,490	367,670	389,206	1,646	4168
A5	19,70	33,442	486,374	475,747	2,591	4559
A6	0,00	0,000	547,246	538,186	4,516	6516

W wariantach A4 i A5 trend wzrostowy był nadal zauważalny, a suma energii uzyskanej z tych trzech źródeł osiągnęła odpowiednio 241% i 289%. Z kolei w wariancie A6, zakładającym brak udziału elektrowni wodnej, łączna produkcja z PV i WT wyniosła 313% wartości z wariantu A1.

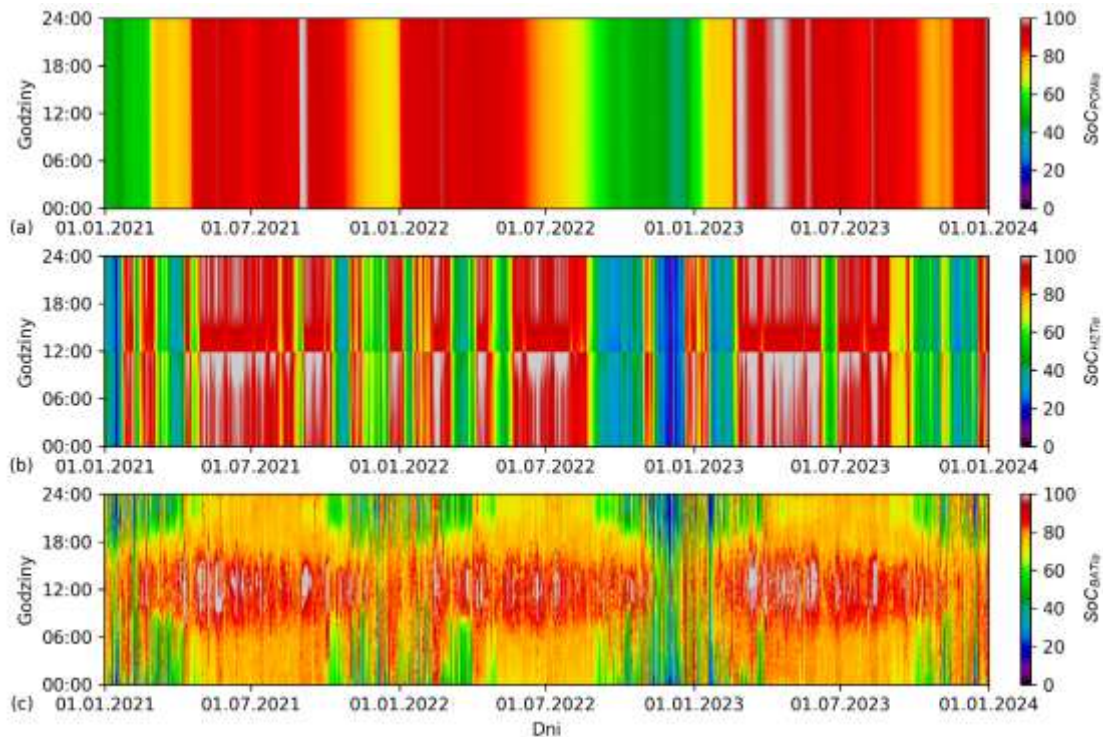
Zmiana struktury generacji wymusiła również modyfikację strategii bilansowania energii. Większe znaczenie zyskiwały technologie wspomagające stabilność pracy systemu. Produkcja energii z ogniwa paliwowego była marginalna w wariantach A1 i A2, podczas gdy w kolejnych wariantach wzrastała nieliniowo od 1,040 GWh w wariancie A3 do 4,516 GWh w wariancie A6. Równolegle rosła liczba jego uruchomień z 1329 w A1 do 6516 w A6, co wskazywało na rosnące zapotrzebowanie na pokrycie deficytów energetycznych wynikających z narastającej niestabilności produkcji ze źródeł OZE.

## 11.2 Magazynowanie energii w warunkach zmiennej generacji OZE

W autonomicznych systemach energetycznych, oprócz konwersji energii, kluczowe znaczenie ma też jej magazynowanie, które warunkuje stabilność dostaw oraz efektywne wykorzystanie nadwyżek generowanych przez OZE. Jednym z podstawowych wskaźników służących do monitorowania pracy magazynów energii jest stopień naładowania ( $SoC$ ), wyrażający bieżący poziom dostępnych zasobów energetycznych.

Rysunek 11.2 ilustruje czasowy przebieg parametru  $SoC$  w odniesieniu do trzech typów magazynów energii zastosowanych w analizowanej konfiguracji: zbiornika wodnego ( $SoC_{PON}$ ) (rys. 11.2a), zbiornika wodoru ( $SoC_{H2T}$ ) (rys. 11.2b) oraz magazynu bateryjnego ( $SoC_{BAT}$ ) (rys. 11.2c). Dane zostały zaprezentowane w rozdzielczości 5-minutowej, na przestrzeni trzech kolejnych lat referencyjnych. Wyniki wariantów A2–A6 przedstawiono w Załączniku D. Przeprowadzona analiza umożliwiła ocenę

dynamiki pracy poszczególnych technologii magazynowania energii oraz ich zdolności do kompensowania zmienności generacji energii odnawialnej i stabilizowania bilansu energetycznego systemu w zróżnicowanych warunkach sezonowych i dobowych.



Rys. 11.2. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariancie A1 w pierwszych trzech latach analizy, przedstawiona dla iteracji  $ia$ : (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru, (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia:  $SoC_{PONia}$  – stopień napełnienia zbiornika wodnego,  $SoC_{H2Ta}$  – stopień napełnienia zbiornika wodoru,  $SoC_{BATa}$  – stopień naładowania magazynu bateryjnego.

Zbiornik wodny pełnił funkcję długoterminowego magazynu energii, zmieniając poziom wypełnienia głównie w skali sezonowej. W okresach nadwyżek produkcji energii odnawialnej, zwłaszcza latem, jego napełnienie utrzymywało się na wysokim poziomie ze względu na ograniczone zapotrzebowanie na energię z elektrowni wodnej. W sezonie zimowym, kiedy konieczne było większe wykorzystanie tej technologii do bilansowania deficytów energii, obserwowano systematyczne obniżanie stopnia napełnienia zbiornika. W drugim roku referencyjnym (2022) dodatkowo odnotowano wyraźne obniżenie stanu wypełnienia zbiornika, związane z ograniczonymi opadami atmosferycznymi i wynikającym z tego zmniejszonym dopływem wody. Pomimo tych niekorzystnych warunków, wartość parametru  $SoC_{HYD}$  w wariancie A1 nie spadła poniżej 40%.

Stan napełnienia zbiornika wodoru w całym okresie  $T$  wykazywał zmienność zarówno sezonową, jak i dobową. W ujęciu rocznym stopień jego napełnienia ( $SoC_{H2T}$ ) wzrastał głównie w miesiącach letnich, kiedy występowały nadwyżki energii z OZE, natomiast w sezonie zimowym ulegał systematycznemu obniżaniu w związku

z ograniczoną produkcją energii odnawialnej oraz koniecznością okresowego zasilania ogniwa paliwowego. W skali dobowej magazyn był napełniany w godzinach nadwyżek energetycznych, natomiast jego opróżnianie zwykle następowało raz dziennie, o godzinie 12:00, kiedy realizowano sprzedaż zakontraktowanego wodoru. Taki profil pracy odzwierciedlał strategię zarządzania zasobami wodoru, dostosowaną do rytmu dobowego zapotrzebowania oraz sezonowych wahań dostępności energii.

Stopień naładowania magazynu baterijnego w całym analizowanym okresie wykazywał wyraźnie dobowy charakter pracy. Wartości parametru  $SoC_{BAT}$  zmieniały się dynamicznie, odpowiadając na chwilowe deficyty energii i wspierając stabilizację pracy układu. Wysoka częstotliwość cykli ładowania i rozładowania potwierdzała jego funkcję jako magazynu bilansującego w krótkim okresie, reagującego na bieżące zmiany podaży i popytu. W ciągu doby najwyższe poziomy naładowania występowały w godzinach południowych, natomiast rozładowanie dominowało wieczorem, nocą oraz we wczesnych godzinach porannych.. W skali rocznej najwyższe wartości wskaźnika  $SoC_{BAT}$  obserwowano latem, przy wysokiej generacji PV, a najniższe zimą, w warunkach ograniczonej produkcji energii odnawialnej.

Najniższe wartości parametru  $SoC$  dla każdego z magazynów występowały niemal równocześnie i wynikały z niedostatecznej dostępności energii z OZE. Pomimo tego, we wszystkich analizowanych scenariuszach, po zakończeniu 25-letniego okresu symulacji, zmagazynowane zasoby energii były zawsze równe lub wyższe od początkowych, co potwierdzało utrzymanie dodatniego bilansu energetycznego systemu.

W tabeli 11.2 zestawiono skumulowaną liczbę cykli pracy trzech zastosowanych technologii magazynowania energii w analizowanych wariantach, w okresie  $T$ . Oznaczenia  $N_{C,PON}$ ,  $N_{C,H2T}$  i  $N_{C,BAT}$  odnoszą się odpowiednio do cykli pracy zbiornika wodnego, zbiornika wodoru i magazynu baterijnego.

Tab. 11.2. Liczba cykli pracy magazynów energii w wariantach A1–A6.

wariant	$N_{C,HYD}$	$N_{C,H2T}$	$N_{C,BAT}$
	[-]		
A1	84,12	877,61	6355,80
A2	111,82	1076,35	9695,38
A3	161,78	1062,37	10873,78
A4	301,10	1144,82	10747,87
A5	nd.	1105,79	9902,81
A6	nd.	1101,22	10093,89

Liczbę cykli określono jako iloraz całkowitej przepustowości magazynu w trakcie eksploatacji oraz iloczynu jego nominalnej pojemności i przyjętej głębokości rozładowania. Przepustowość została zdefiniowana jako suma zmian poziomu energii w magazynie, uwzględniająca straty podczas ładowania, lecz pomijająca straty rozładowania (HOMER Energy, 2025). Zgromadzone dane pozwoliły na ocenę intensywności wykorzystania poszczególnych technologii magazynowania energii.

Analiza danych dla zbiornika wodnego wykazała istotny wzrost liczby cykli między wariantami A1 i A4 z 84,12 do 301,10. Tendencja ta wynikała przede wszystkim z redukcji pojemności retencyjnej, co skutkowało częstszym przechodzeniem systemu pomiędzy stanami napełniania i opróżniania. Zbiornik wodny charakteryzował się najwyższą dynamiką wzrostu liczby cykli spośród wszystkich technologii, co stanowiło bezpośrednią konsekwencję ograniczania jego objętości roboczej.

W przypadku H<sub>2</sub>T zmiany liczby cykli między wariantami były mniej wyraźne. Najniższą wartość, na poziomie 877,61, odnotowano w wariacie A1, natomiast najwyższą, wynoszącą 1144,82, w A4. Warianty A5 i A6 charakteryzowały się stabilnym poziomem użytkowania na poziomie około 1100 cykli, co wskazywało na względnie stałą rolę magazynu wodorowego w bilansowaniu bazowego zapotrzebowania energetycznego systemu niezależnie od zastosowanego scenariusza operacyjnego.

Dla magazynu baterijnego najniższą liczbę cykli odnotowano w wariacie A1 (6355,80), natomiast w A2 wartość ta znacząco wzrosła do 9695,38. W wariantach A3–A6 intensywność użytkowania utrzymywała się na zbliżonym, nieco wyższym poziomie, co było efektem rosnącej zmienności produkcji energii odnawialnej. Wysoka liczba cykli odzwierciedlała dobowy tryb pracy magazynu.

Autonomia magazynu energii charakteryzuje jego zdolność do samodzielnego zaspokojenia określonego zapotrzebowania energetycznego. W układach hybrydowych zasilanych OZE stopień tej autonomii uzależniony jest od pojemności poszczególnych komponentów, ich parametrów operacyjnych oraz przyjętej strategii zarządzania energią, obejmującej priorytetyzację zasobów. Tylko właściwa koordynacja tych elementów umożliwi utrzymanie ciągłości dostaw w obliczu zmienności produkcji odnawialnej. Na potrzeby analizy przyjęto definicję autonomii jako czasu, w którym dany magazyn wykorzystując swoją pojemność użyteczną byłby w stanie samodzielnie pokrywać średnie zapotrzebowanie energetyczne (około 773 kWh) w warunkach braku zasilania ze źródeł odnawialnych. Zmienne wartości tego wskaźnika w analizowanych wariantach odzwierciedlały dostosowanie układów do zróżnicowanej dostępności energii.

Tab. 11.3 zawiera zestawienie autonomii trzech technologii magazynowania: zbiornika wodnego ( $A_{PON}$ ), zbiornika wodoru ( $A_{H2T}$ ) oraz magazynu bateryjnego ( $A_{BAT}$ ) w wariantach A1–A6.

Tab. 11.3. Autonomia technologii magazynowania energii w wariantach A1–A6.

wariant	$A_{PON}$	$A_{BAT}$	$A_{H2T}$
	[h]		
A1	1869,0	5,0	128,2
A2	1288,7	5,5	200,3
A3	758,3	8,4	356,0
A4	306,2	10,6	400,3
A5	0,0	15,4	517,5
A6	0,0	17,4	567,8

Wariant A1 cechował się przeważającym udziałem zbiornika wodnego, który zapewniał 1869 godzin autonomii. W kolejnych konfiguracjach jego pojemność ulegała stopniowemu zmniejszaniu, osiągając wartość parametru  $A_{PON}$  wynoszącą około 306 godzin w wariacie A4. W wariantach A5 i A6 całkowicie zrezygnowano z tej technologii na rzecz magazynowania wodoru oraz energii elektrycznej.

Zmniejszająca się rola zbiornika wodnego wymuszała stopniowe przejmowanie jego funkcji na rzecz bilansowania przepływów energii przez inne technologie magazynowania. W analizowanych wariantach systemu obserwowano systematyczny wzrost autonomii magazynu bateryjnego, z 5 godzin w wariacie A1 do około 17 godzin w wariacie A6. Wynikało to z konieczności częstszego kompensowania krótkoterminowych niedoborów energii w sytuacjach ograniczonej dostępności zasobów wodnych. Równocześnie, w miarę wzrostu zapotrzebowania kontraktowego na wodór, w kolejnych wariantach znacząco zwiększała się autonomia magazynu wodorowego, z około 128 godzin w wariacie A1 do niemal 568 godzin w wariacie A6. Dzięki zwiększeniu autonomii zbiornika wodoru system zyskiwał dodatkowe możliwości długoterminowego bilansowania przepływów energii po wyłączeniu zbiornika wodnego.

Pomimo stopniowego ograniczania udziału  $PON$ , wzrost autonomii magazynów wodorowego i bateryjnego pozwolił na utrzymanie pełnej niezależności energetycznej. Analiza wykazała, że przejście od magazynowania wody do zwiększonej akumulacji wodoru umożliwiło niezakłóconą stabilizację funkcjonowania systemu oraz efektywne wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej.

Magazyny bateryjne pracowały głównie w cyklu dobowym, co oznaczało, że ich autonomia była bezpośrednio uzależniona od zmienności dziennego profilu zużycia

energii. Istotne było określenie ich zdolności do zapewnienia zasilania w okresach szczytowego zapotrzebowania, kiedy stabilizacja układu stawała się krytyczna. W tabeli 11.4 przedstawiono sezonową autonomię magazynów bateryjnych, określoną jako czas, w którym magazyn był w stanie we własnym zakresie pokryć średnie zapotrzebowanie energetyczne w danej kalendarzowej porze roku bez zasilania z OZE. Analizie poddano: wiosnę ( $A_{BAT,wiosna}$ ), lato ( $A_{BAT,lato}$ ), jesień ( $A_{BAT,jesień}$ ) oraz zimę ( $A_{BAT,zima}$ ) w wariantach A1–A6.

Tab. 11.4 Sezonowa autonomia magazynu bateryjnego w wariantach A1–A6.

wariant	$A_{BAT,wiosna}$	$A_{BAT,lato}$	$A_{BAT,jesień}$	$A_{BAT,zima}$
	[h]			
A1	5,0	5,8	4,6	4,2
A2	5,5	6,6	5,2	4,8
A3	8,4	9,9	7,9	7,3
A4	10,6	12,5	9,9	9,2
A5	15,4	18,2	14,5	13,4
A6	17,4	20,5	16,2	15,0

Wraz ze wzrostem pojemności magazynów bateryjnych w kolejnych wariantach obserwowano wydłużenie czasu autonomii we wszystkich porach roku, jednak różnice pomiędzy latem a zimą pozostawały wyraźne. Najniższe wartości parametru  $A_{BAT}$  odnotowano zimą, co wynikało z najwyższego bazowego zapotrzebowania na energię w tym okresie. Z kolei latem zanotowano najwyższe zdolności do autonomicznego funkcjonowania systemu, co było związane z niższym zużyciem energii.

### 11.3 Zarządzanie energią w warunkach nadwyżek lub deficytu

Nieregularne profile generacji OZE prowadzą do występowania okresowych nadwyżek i deficytów energii, co wymusza wdrażanie zaawansowanych strategii zarządzania zasobami energetycznymi. W analizowanych wariantach A1–A6 chwilowe nadmiary energii były rozdzielane pomiędzy magazyny bateryjne a elektrolizery w zależności od aktualnych warunków operacyjnych systemu. W ramach przyjętej strategii zarządzania energią, jej nadmiar w pierwszej kolejności kierowano do magazynów bateryjnych, jednak w sytuacjach, gdy stopień ich naładowania zbliżał się do ustalonych wartości granicznych, energia była przekierowywana do zasilania elektrolizerów. W niektórych przypadkach, przy znacznym poziomie nadmiarów energii, obie technologie, tj. magazyny bateryjne oraz elektrolizery pracowały równolegle, aby zagospodarować możliwie największą ilość dostępnej energii. Chwilowe deficyty energii

elektrycznej pokrywano w pierwszej kolejności z magazynów bateryjnych, a po wyczerpaniu ich pojemności użytkowej uruchamiano ogniwo paliwowe, aż do momentu wznowienia produkcji ze źródeł podstawowych.

W celu precyzyjnego scharakteryzowania wielkości nadmiarów energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania, wprowadzono trzy współczynniki opisujące poziom nadmiarowej energii w systemie. Pierwszy z nich  $\%E_{EXC}$  określał całkowitą nadwyżkę energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania. Drugi współczynnik  $\%E_{EXC,BAT}$  uwzględniał energię pozostałą po dodatkowym uwzględnieniu pracy magazynów bateryjnych, natomiast trzeci  $\%E_{EXC,BAT,EZ}$ , dodatkowo pomniejszał tę wartość o energię zużytą przez elektrolizery. Parametr  $\%E_{EXC,BAT}$  jest równoważny wskaźnikowi  $\%E_{EXClost}$ , który wyraża procentowy udział niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, stanowiącej straty systemu. Wartości tych współczynników zostały określone zgodnie z równaniami (5.46–5.48).

Analogicznie, w odniesieniu do deficytów energetycznych zastosowano zestaw wskaźników ilustrujących stopień niepokrytego zapotrzebowania na energię. Wartość  $E_{UNM}$  wskazywała na całkowity niedobór energii w systemie. Współczynnik  $E_{UNM,BAT}$  odzwierciedlał deficyt po częściowym zbilansowaniu energią odzyskaną z magazynu bateryjnego, natomiast współczynnik  $E_{UNM,BAT,FC}$  dodatkowo uwzględniał energię dostarczoną przez ogniwo paliwowe. Obliczenia wartości tych współczynników przeprowadzono na podstawie równań (5.49–5.51).

Należy zaznaczyć, że zbiornik wodny, będący integralnym elementem elektrowni wodnej pełniącej w systemie funkcję źródła podstawowego, nie został uwzględniony w analizie mechanizmów chwilowego zarządzania nadwyżkami i deficytami energii. Wynika to z faktu, że jego działanie było ściśle sprzężone z charakterystyką pracy samej elektrowni wodnej, obejmującą zarówno redukcję mocy wytwórczej i retencję wody w okresach nadpodaży, jak i intensyfikację generacji przy deficycie energii. W efekcie zbiornik ten realizował funkcję regulacyjną na poziomie źródła wytwórczego, co oznacza, że jego zadaniem było dostosowanie produkcji energii do zmieniającego się zapotrzebowania, a nie pełnienie roli magazynu energii w sensie klasycznym, jak ma to miejsce w przypadku magazynów bateryjnych czy systemów wodorowych.

Wyniki przedstawione w tabeli 11.5 odzwierciedlają stopniową zmianę struktury bilansu energetycznego w konfiguracjach A1–A6, będącą konsekwencją zarówno rosnącej dostępności energii z odnawialnych źródeł ponad bazowe zapotrzebowanie, jak i konieczności kompensacji okresowych deficytów.

Pomimo wyposażenia analizowanego systemu energetycznego w magazyny bateryjne i elektrolizery, całkowite zagospodarowanie okresowo występujących nadwyżek energii okazało się niemożliwe.

Tab. 11.5. Bilans energii elektrycznej wobec zapotrzebowania bazowego w wariantach A1–A6.

wariant	$%E_{EXC}$	$%E_{EXC,BAT}$	$%E_{EXC,BAT,EZ}$	$%E_{UNM}$	$%E_{UNM,BAT}$	$%E_{UNM,BAT,FC}$
	[%]					
A1	106,80	86,02	6,65	-4,27	-0,28	0,00
A2	187,07	151,69	8,09	-5,22	-0,32	0,00
A3	326,82	266,15	14,71	-7,75	-0,58	0,00
A4	400,41	325,78	18,82	-12,54	-0,91	0,00
A5	511,56	412,01	24,38	-25,22	-1,44	0,00
A6	570,77	457,09	27,02	-31,51	-2,51	0,00

Analiza otrzymanych wyników badań wykazała, że wartości przyjętych współczynników systematycznie wzrastały wraz z kolejnymi wariantami konfiguracji systemu. Zaobserwowano istotny wzrost udziału energii utraconej ( $%E_{UNM,BAT,FC}$ ) z poziomu 6,65% w wariantcie A1 do 27,02% w wariantcie A6. Wartość współczynnika  $%E_{EXC,BAT}$  kształtowała się od 86,02% w konfiguracji A1 do 457,09% w wariantcie A6. Podobną tendencję wykazywał współczynnik  $%E_{EXC}$ , który wzrósł z 106,80% w konfiguracji A1 do 570,77% w A6.

Analiza zagospodarowania energii nadmiarowej wykazała, że we wszystkich badanych konfiguracjach systemu to elektrolizery odpowiadały za największy średni udział w jej wykorzystaniu (79,80%), podczas gdy magazyny bateryjne pochłaniały średnio 20,20%. Oznacza to, że w systemach zoptymalizowanych przy uwzględnieniu przyjętych kryteriów techniczno-finansowych większość nadmiarowej energii była wykorzystywana przez elektrolizery. Należy jednak zaznaczyć, że zaobserwowany sposób zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej pozostaje wrażliwy na zmienność założeń finansowych. Potencjalne zmiany kosztów inwestycyjnych i operacyjnych poszczególnych technologii, w tym zarówno magazynów bateryjnych, jak i elementów infrastruktury wodorowej, a także wahania cen rynkowych wodoru, mogłyby istotnie wpłynąć na strukturę wykorzystania nadmiarowej energii w systemie.

W wariantcie A1 całkowity deficyt energii elektrycznej w stosunku do bazowego zapotrzebowania wynosił 4,27%, z czego 3,99% zostało pokryte przez magazyn baterijny. W kolejnych wariantach niedobory narastały, osiągając 31,51% w A6, przy udziale magazynu baterijnego na poziomie 29,00%. Energia z ogniwa paliwowego

uzupełniała pozostałą różnicę, zapewniając zbilansowanie systemu i utrzymanie jego autonomii ( $\%E_{UNM,BAT,FC} = 0$ ).

Pomimo relatywnie wysokich nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją ogniwa paliwowego, wyniki przeprowadzonej analizy wykazały, że jego integracja z magazynem bateryjnym, w kontekście dążenia do osiągnięcia autonomii energetycznej, okazuje się rozwiązaniem bardziej opłacalnym finansowo niż konfiguracje oparte wyłącznie na magazynach bateryjnych. Zastosowanie hybrydowego systemu magazynowania energii umożliwiło elastyczne bilansowanie deficytów, ograniczając konieczność przewymiarowania magazynów bateryjnych, co w analizowanych wariantach bezpośrednio przekładało się na obniżenie całkowitych kosztów systemu.

Konfiguracje z grupy A zostały dostosowane do równoczesnego pokrywania bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wodór, przy zachowaniu optymalnej pod względem finansowym struktury systemu. W tabeli 11.6 przedstawiono bilans wodoru, obejmujący zakładaną dzienną sprzedaż ( $H_{2,Lbase}$ ), udział nadwyżek ( $\%H_{2EXC}$ ) oraz poziom niedoborów ( $\%H_{2UNM}$ ), wyrażony jako procent wartości docelowych. Wartości tych współczynników zostały określone zgodnie z równaniami (5.52) i (5.53).

Tab. 11.6. Bilans zapotrzebowania kontraktowego i dostępności wodoru w wariantach A1–A6.

wariant	$H_{2,Lbase}$	$\%H_{2EXC}$	$\%H_{2UNM}$
	[t]	[%]	
A1	0,274	19,30	3,36
A2	0,500	19,00	3,16
A3	0,872	18,90	2,80
A4	1,056	19,18	2,75
A5	1,311	19,56	2,41
A6	1,421	21,69	2,31

Zwiększenie niedyspozycyjnych mocy OZE w kolejnych wariantach konfiguracji systemu skutkowało wzrostem optymalnej wartości dziennego zapotrzebowania na wodór ( $H_{2,Lbase}$ ), która w wariancie A6 osiągnęła 1,421 t. Pomimo intensyfikacji produkcji z OZE, procentowy udział nadwyżek ( $\%H_{2EXC}$ ) oraz niedoborów ( $\%H_{2UNM}$ ) wodoru pozostawał względnie stabilny. Nadwyżki kształtowały się w przedziale 18,90–21,69%, natomiast niedobory mieściły się w zakresie 2,31–3,36%.

Relatywnie stały wolumen nadwyżek i niedoborów, pomimo wzrostu mocy zainstalowanej OZE, wskazywał na właściwe dopasowanie skali produkcji wodoru do

zapotrzebowania energetycznego układu. System skutecznie wykorzystywał dostępny potencjał źródeł odnawialnych do produkcji wodoru, ograniczając zarówno ryzyko deficytów, jak i nadprodukcji, które mogłyby prowadzić do strat finansowych.

W procesie elektrolizy wodór był wytwarzany jako podstawowy produkt, natomiast ciepło powstawało jako efekt uboczny strat energii w układzie. W tabeli 11.7 zestawiono ilość odzyskanego ciepła w sezonie grzewczym ( $E_{th,g}$ ) oraz poza nim ( $E_{th,ng}$ ) w wariantach A1–A6. Sezon grzewczy zgodnie z przyjętymi założeniami obejmował miesiące od października do kwietnia włącznie. Wyznaczenie wartości współczynników ( $E_{th,ia}$ ), ( $E_{th,g}$ ) oraz ( $E_{th,ng}$ ) oparto na zależnościach (5.54–5.56). Zdefiniowano również współczynnik wskaźnikowy  $\vartheta_g(i)$ , który określał czy dana iteracja należy do sezonu grzewczego zgodnie z formułą (5.57).

Tab. 11.7. Odzysk ciepła odpadowego z elektrolizera (A1–A6).

wariant	$E_{th,g}$	$E_{th,ng}$
	[GWh]	
A1	12,379	9,231
A2	22,859	16,337
A3	41,818	26,822
A4	49,633	33,778
A5	61,593	42,838
A6	68,172	47,712

Zróznicowanie odzysku ciepła odpadowego wynikało przede wszystkim z różnic w skali systemu. W wariantcie A6, charakteryzującym się najwyższą produkcją wodoru, odnotowano również największy odzysk ciepła równy 68,172 GWh w sezonie grzewczym oraz 47,712 GWh poza sezonem grzewczym.

Uzupełnieniem analizy odzysku ciepła była ocena stopnia wykorzystania mocy elektrolizerów w poszczególnych wariantach oraz sezonach roku. Współczynnik obciążenia elektrolizera ( $CF_{EZ}$ ) zdefiniowano jako stosunek rzeczywistego zużycia energii elektrycznej przez elektrolizer do teoretycznego zużycia energii, jakie wystąpiłoby w przypadku pracy urządzenia z pełną mocą przez cały analizowany okres, zgodnie z równaniem (5.58).

W tabeli 11.8 zestawiono wartości współczynnika wykorzystania mocy dla całkowitego okresu analizy  $T$  ( $CF_{EZ,T}$ ), sezonu grzewczego ( $CF_{EZ,g}$ ) oraz okresu poza sezonem grzewczym ( $CF_{EZ,ng}$ ) w wariantach A1–A6. Wskaźniki te utrzymywały się na zbliżonym poziomie, zarówno w ujęciu całorocznym, jak i sezonowym, co potwierdziło stabilną intensywność pracy urządzeń. W konsekwencji ilość generowanego ciepła

odpadowego pozostawała względnie stała przez cały rok, niezależnie od zmian sezonowych w systemie energetycznym. Zwiększone wartości odzysku ciepła wynikały z rozbudowy instalacji w kolejnych wariantach, a nie z intensyfikacji eksploatacji elektrolizerów.

Tab. 11.8. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy elektrolizerów w wariantach A1–A6 z uwzględnieniem sezonu grzewczego i okresu poza sezonem grzewczym.

wariant	$CF_{EZ,T}$	$CF_{EZ,g}$	$CF_{EZ,ng}$
	[%]		
A1	28,10	27,72	28,64
A2	26,39	26,50	26,24
A3	27,98	29,35	26,08
A4	27,29	27,96	26,37
A5	26,69	27,10	26,12
A6	26,28	26,61	25,81

#### 11.4 Bilans energetyczny w różnych skalach czasowych

W autonomicznych systemach energetycznych krytycznym kryterium oceny ich odporności operacyjnej jest zdolność do bilansowania dostaw energii w warunkach zmiennej generacji oraz dynamicznego zapotrzebowania. Wahania produkcji z OZE wpływają na stabilność pracy systemu, a ich analiza umożliwia identyfikację charakterystycznych wzorców działania poszczególnych technologii. Szczególne znaczenie ma uwzględnienie zmienności w różnych skalach czasowych, ponieważ krótkoterminowe fluktuacje mogą wymagać natychmiastowej reakcji magazynów energii i źródeł dyspozycyjnych, podczas gdy trendy długookresowe determinują strategiczne zarządzanie zasobami.

W celu ilościowego scharakteryzowania zmienności produkcji energii z elektrowni wodnej, fotowoltaicznej i wiatrowej, skorygowanej o bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wprowadzono współczynnik  $\Delta E_{SYSTbase,ia}$ , a jego wartość określano wykorzystując równanie (5.59).

Następnie przeprowadzono analizę rozkładu wartości parametru  $\Delta E_{SYSTbase,ia}$  w różnych skalach czasowych  $t$ . Uwzględniono zarówno krótkoterminowe przedziały godzinowe ( $1h, 3h, 6h, 12h$ ), jak i dłuższe interwały dobowe ( $1d, 2d, 3d, 4d, 5d, 6d, 7d, 10d, 14d$ ), co pozwoliło uchwycić dynamiczne fluktuacje w ujęciu krótkookresowym oraz długoterminowe trendy w generacji energii. Zbiór wartości charakteryzujący bilans uwzględniający energię ze źródeł OZE oraz bazowe zapotrzebowanie w analizowanych okresach  $t$  wyznaczano na podstawie zależności (5.60).

Tabela 11.9 zawiera parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A1, obejmujące wartości skrajne ( $min$  – minimum,  $max$  – maksimum) oraz kwartyle ( $Q1$  – dolny kwartył,  $Q2$  – mediana,  $Q3$  – górny kwartył). Uwzględniono także rozpiętość międzykwartylową ( $IQR$ ), dolną granicę przedziału ( $LW = Q1 - 1,5 IQR$ ) oraz górną granicę przedziału ( $UW = Q3 + 1,5 IQR$ ), co umożliwiło identyfikację odchyłeń od typowych wartości oraz ocenę rozrzutu danych w obrębie poszczególnych przedziałów czasowych. Ponadto, w tabeli uwzględniono procentowy udział przypadków, w których bilans energetyczny przyjmował wartości ujemne ( $N < 0$ ), obrazując udział czasowy występowania deficytów energetycznych w poszczególnych przedziałach  $t$ . Tabela zestawienia dla pozostałych wariantów zamieszczono w Załączniku E.

Tab. 11.9. Statystyki rozkładu bilansu energetycznego analizowanych interwałów czasowych w wariancie A1.

parametr	1h	3h	6h	12h	1d	2d	3d	4d	5d	6d	7d	10d	14d
	[MWh]												
$min$	-0,733	-1,754	-3,267	-4,240	-3,535	-5,943	-7,950	-9,447	-7,052	-3,125	1,647	5,995	47,313
$Q1$	0,052	0,168	0,399	2,165	9,733	23,561	37,463	52,316	66,927	82,173	97,969	142,790	207,507
$Q2$	0,317	1,119	2,718	7,264	17,273	35,357	53,649	71,599	89,804	108,514	126,975	180,990	253,913
$Q3$	1,378	4,050	7,933	14,886	26,123	49,565	72,873	95,906	119,748	141,491	164,707	234,997	323,216
$max$	6,258	16,900	31,972	53,427	82,362	134,311	190,938	235,917	271,587	314,998	354,084	448,824	547,586
$IQR$	1,326	3,882	7,534	12,720	16,390	26,004	35,410	43,590	52,821	59,318	66,737	92,207	115,709
$LW$	-1,937	-5,655	-10,902	-16,915	-14,852	-15,445	-15,652	-13,070	-12,304	-6,804	-2,137	4,479	33,944
$UW$	3,367	9,872	19,234	33,966	50,708	88,571	125,988	161,291	198,979	230,468	264,813	373,307	496,779
$N < 0$	[%]												
	15,38	13,45	11,33	7,18	3,12	1,58	0,76	0,42	0,26	0,06	0,00	0,00	0,00

Wartości parametru  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  w przedziale od  $Q1$  do maksimum (75% obserwacji) zawsze wskazywały na nadwyżkę energii w rozpatrywanym okresie  $t$  niezależnie od długości jego trwania.

Wartości maksymalne ( $max$ ) w każdym analizowanym przedziale czasowym przekraczały górną granicę przedziału ( $UW$ ), co wskazywało na obecność wartości odstających. W kontekście produkcji energii z OZE świadczyło to o występowaniu epizodów skokowej generacji, wynikających z chwilowo sprzyjających warunków meteorologicznych, takich jak intensywne nasłonecznienie i/lub silne porywy wiatru.

Stosunek rozpiętości międzykwartylowej ( $IQR$ ) do średniego godzinowego zapotrzebowania na energię oraz liczby godzin w danym przedziale czasowym wykazywał trend malejący wraz z wydłużaniem horyzontu czasowego, co wskazywało na spadek względnej zmienności w analizowanych skalach czasowych. W krótszych

przedziałach produkcja energii charakteryzowała się większą niestabilnością i wyraźniejszymi odchyleniami od wartości centralnych, natomiast w dłuższych okresach zmienność ulegała wygładzeniu, co odzwierciedlało efekt sumowania i kompensacji fluktuacji w czasie.

Największy deficyt energetyczny spośród wszystkich analizowanych okresów, równy 9,447 MWh, odnotowano dla przedziału czasowego wynoszącego ( $t = 4d$ ). Procentowy udział przypadków, w których bilans energetyczny przyjmował wartości ujemne ( $N < 0$ ), systematycznie malał wraz z wydłużaniem horyzontu czasowego, co wskazywało na zmniejszającą się częstotliwość występowania deficytów. W przedziale  $1h$  niedobory pojawiały się w 15,38% iteracji, co oznaczało, że w krótkich okresach system stosunkowo często nie był w stanie zapewnić pokrycia bazowego zapotrzebowania wyłącznie z aktualnej produkcji OZE. Dla przedziałów czasowych równych lub dłuższych niż  $1d$  udział ten spadał do 3,12%, co sugerowało, że krótkoterminowe deficyty były w dużej mierze kompensowane w szerszych ramach czasowych. W okresach obejmujących  $7d$  i więcej wartości ujemne bilansu energetycznego całkowicie zanikały, co potwierdzało, że w dłuższym horyzoncie czasowym system zawsze generował wystarczającą ilość energii do pokrycia zapotrzebowania.

Dla wariantów od A2 do A6 przeprowadzono analogiczną analizę (Załącznik E). Pomimo zróżnicowanego poziomu dostępnych zasobów oraz udziału poszczególnych technologii w strukturze systemu, we wszystkich przypadkach nadwyżki energii stanowiły dominującą część rozpatrywanych iteracji. Zakres od  $Q1$  do wartości maksymalnej odpowiadał sytuacjom, w których bilans energetyczny systemu pozostawał dodatni przez co najmniej 75% czasu. Pełna stabilizacja, rozumiana jako występowanie nadwyżek w 100% analizowanych przedziałów czasowych, była osiągnięta od różnych momentów w zależności od wariantu: w A1 i A5 od  $7d$ , w A2, A3 i A4 od  $6d$ , natomiast w A6 dopiero od  $14d$ . Wyniki te wskazują, że eliminacja zasobów hydroenergetycznych prowadziła do wydłużenia czasu potrzebnego do osiągnięcia pełnej równowagi bilansu energetycznego.

We wszystkich analizowanych wariantach wartości maksymalne ( $max$ ) w każdym przedziale czasowym przekraczały górną granicę przedziału ( $UW$ ), co wskazywało na obecność wartości odstających. Poziom tych wartości pozostawał zbliżony niezależnie od konfiguracji, potwierdzając, że skokowe wzrosty generacji energii, będące efektem

chwilowo sprzyjających warunków meteorologicznych, są cechą charakterystyczną analizowanego systemu niezależnie od przyjętego wariantu.

Stosunek rozpiętości międzykwartylowej (*IQR*) do średniego godzinowego zapotrzebowania na energię oraz liczby godzin w danym przedziale czasowym malał wraz z wydłużaniem horyzontu czasowego we wszystkich analizowanych wariantach, potwierdzając postępujące wygładzanie zmienności bilansu energetycznego. Najniższe wartości tego wskaźnika odnotowano w wariantcie A1, co świadczyło o największej stabilności analizowanego układu. Warianty A2–A4, obejmujące stopniowe zmniejszanie pojemności zbiornika wodnego, odznaczały się narastającą zmiennością bilansu. W wariantcie A5, zakładającym pracę elektrowni wodnej w trybie przepływowym, poziom niestabilności uległ dalszemu zwiększeniu, natomiast w wariantcie A6, całkowicie pozbawionym hydroenergii, wskaźnik ten osiągnął najwyższe wartości, wskazując na największą niestabilność systemu.

Najwyższe deficyty energetyczne w wariantach A1–A6 odnotowano w przedziałach czasowych od  $3d$  do  $4d$ , przy czym ich wartości wynosiły odpowiednio: 9,45 MWh w A1 ( $4d$ ), 9,76 MWh w A2 ( $4d$ ), 25,10 MWh w A3 ( $4d$ ), 22,56 MWh w A4 ( $3d$ ), 27,82 MWh w A5 ( $3d$ ) oraz 33,80 MWh w A6 ( $3d$ ). Skracający się czas występowania deficytów oraz ich narastająca skala wraz z ograniczaniem dostępności zasobów wodnych wskazują na istotny wpływ hydroenergii na stabilność bilansu energetycznego systemu.

Odsetek przypadków z ujemnym bilansem energetycznym ( $N < 0$ ) systematycznie malał we wszystkich wariantach wraz z wydłużaniem horyzontu czasowego, co potwierdzało skuteczność bilansowania krótkoterminowych deficytów energii w dłuższych okresach. W przedziale  $1h$  niedobory energii występowały w 15,38% przypadków w A1 i 35,22% w A6. Dla przedziału  $1d$  wartości te spadały poniżej 3%, osiągając najniższy poziom w A3–A4 (1,19–1,29%) oraz najwyższy w A6 (2,41%).

W dłuższych przedziałach czasowych kluczowe różnice między wariantami ujawniały się w zakresie trwałego zaniku deficytów energetycznych. Warianty od A2 do A4 osiągały wartość parametru ( $N = 0$ ) już od  $6d$ , wariant A1 od  $7d$ , natomiast w A5 zaobserwowano stopniową poprawę. Deficyty zanikały w  $5d$ , pojawiały się ponownie w przedziale  $6d$  i całkowicie ustępowały od  $7d$ . Wariant A6 pozostawał najbardziej niestabilny, ponieważ wartości ujemne występowały jeszcze w przedziałach  $7d$  i  $10d$  (odpowiednio 0,32% i 0,07%), co wskazywało, że system pozbawiony elektrowni

wodnej wymagał najdłuższego okresu stabilizacji i osiągnął równowagę dopiero w maksymalnym analizowanym przedziale czasowym 14d.

Niedobory energii w krótkich okresach nie stanowiły istotnego wyzwania dla systemu, ponieważ były zazwyczaj skutecznie kompensowane przez magazyny bateryjne. Umożliwiały one absorpcję nadwyżek energii, stabilizując bilans energetyczny w horyzoncie godzinowym i dobowym. W przypadku dłuższych cykli o zwiększonej zmienności konieczne było zastosowanie ogniwa paliwowego.

## 11.5 Funkcjonowanie systemu w okresach deficytu energetycznego

Zapewnienie ciągłości zasilania wymaga zdolności do dynamicznej regulacji produkcji oraz skutecznego zarządzania zgromadzonymi zasobami energetycznymi. Ocena zdolności systemu do pracy w warunkach deficytu energetycznego obejmowała analizę jego zdolności do bilansowania pokrycia zapotrzebowania na energię w okresach ograniczonej generacji ze źródeł odnawialnych. Kluczowymi zagadnieniami było określenie maksymalnego czasu autonomicznej pracy systemu, skuteczności technologii magazynowania energii w kompensowaniu deficytów oraz roli poszczególnych komponentów (w tym magazynów bateryjnych i ogniw paliwowych) w zapewnieniu ciągłości zasilania. Analiza była niezbędna z perspektywy oceny elastyczności operacyjnej systemu autonomicznego, który nie posiada dostępu do zewnętrznych źródeł energii i jest zmuszony do samodzielnego pokrywania zapotrzebowania odbiorców.

W ramach badania dla każdego z sześciu wariantów autonomicznego systemu energetycznego z grupy A, wyznaczono precyzyjnie okresy, w których występowała największa różnica pomiędzy produkcją energii ze źródeł OZE a zapotrzebowaniem bazowym na energię elektryczną. W analizie uwzględniono bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną ( $E_{Lbase}$ ), obciążenie elektrolizera ( $E_{EZ}$ ), przepływy energii w magazynie bateryjnym ( $E_{BATin}$ ,  $E_{BATout}$ ), nadwyżki względem zapotrzebowania ( $E_{EXC}$ ) oraz produkcję energii z elektrowni wodnej ( $E_{HYD}$ ), fotowoltaicznej ( $E_{PV}$ ), wiatrowej ( $E_{WT}$ ) i ogniwa paliwowego ( $E_{FC}$ ). Dodatkowo oceniono dostępne zasoby zgromadzone w magazynie bateryjnym oraz zbiorniku wodnym i wodorowym ( $SoC_{BAT}$ ,  $SoC_{PON}$ ,  $SoC_{H2T}$ ).

Dokładna identyfikacja tych krytycznych epizodów została przeprowadzona z 5 minutową rozdzielczością czasową, co pozwoliło na określenie rzeczywistego czasu trwania deficytów oraz ocenę dynamiki ich przebiegu. Wyniki przeprowadzonej analizy zaprezentowano na rysunkach 11.3–11.8, które ilustrują momenty, w których niedobory

energii osiągały wartości graniczne oraz sposób ich kompensowania przez magazyny energii i ogniwo paliwowe.

Dodatkowo, w celu porównania wariantów w ujednolicony sposób, przyjęto dziewięć przedziałów czasowych: *1d*, *2d*, *3d*, *4d*, *5d*, *6d*, *7d*, *10d* oraz *14d*, odpowiadających okresom najniższej produkcji OZE względem zapotrzebowania. Szczegółowe dane dla wszystkich rozpatrywanych wariantów w ujęciu dobowym zostały przedstawione w Załączniku F w postaci wykresów z rozdzielczością godzinową.

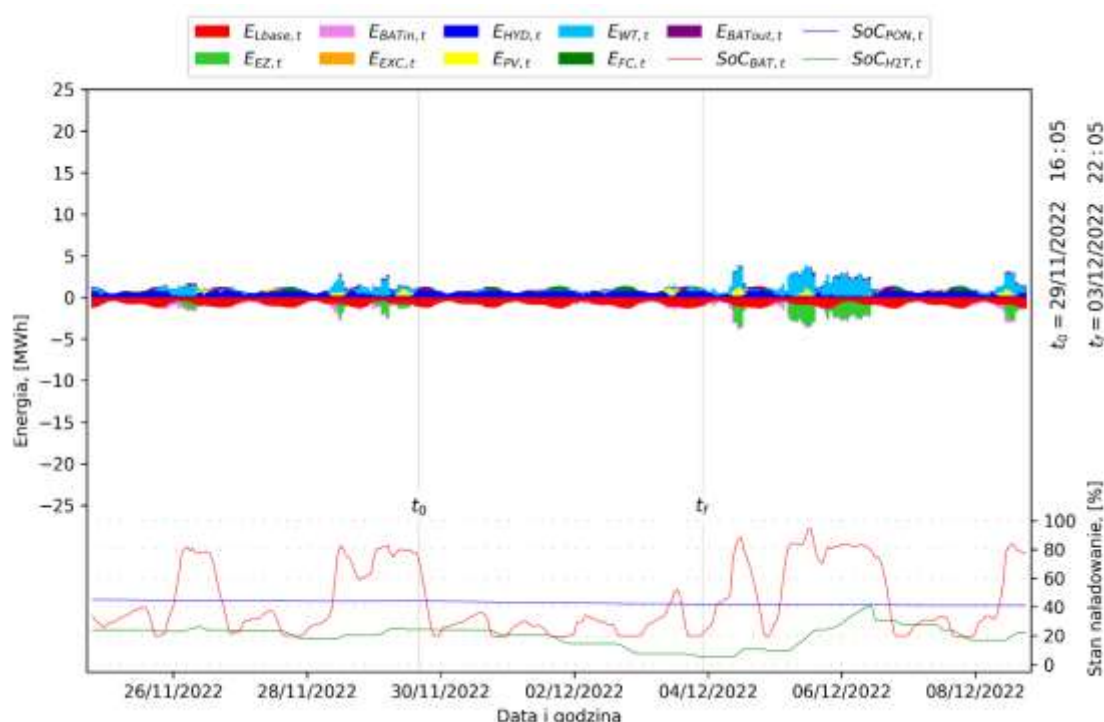
Niezależnie od wskazanych przedziałów czasowych, wyodrębniono również charakterystyczne epizody krytyczne specyficzne dla każdego z wariantów. Choć ich długość nie odpowiadała bezpośrednio analizowanym interwałom, mieściła się w ich zakresie, odzwierciedlając realne warunki operacyjne systemu. Analiza tych epizodów pozwoliła na szczegółową ocenę dynamiki deficytów energetycznych oraz skuteczności zarządzania zasobami w najbardziej wymagających okresach funkcjonowania instalacji.

Rysunek 11.3 przedstawia bilans energetyczny systemu w analizowanym wariantcie A1 w okresie 121 h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 22:05. Całkowite zapotrzebowanie energetyczne w tym okresie wyniosło 93,435 MWh. Generacja ze źródeł odnawialnych nie pokryła zapotrzebowania bazowego, co skutkowało koniecznością wykorzystania dostępnych zasobów magazynowych.

W analizowanym okresie elektrownia wodna wygenerowała 69,569 MWh energii elektrycznej, co odpowiadało za pokrycie 74,46% całkowitego zapotrzebowania. Jej funkcjonowanie zostało jednak ograniczone przez maksymalną moc HYD oraz wysokość spadku, które bezpośrednio wpływały na osiągalną moc wyjściową. Pomimo że pojemność wyrównawcza zbiornika wypełniona była w około 41%, ograniczona przepustowość turbiny wodnej zmniejszyła jej zdolność do elastycznego reagowania na niedobory energetyczne.

Produkcja z PV dostarczyła 5,280 MWh energii elektrycznej (5,65% zapotrzebowania), natomiast energia wiatru zapewniła 7,585 MWh (8,12%).

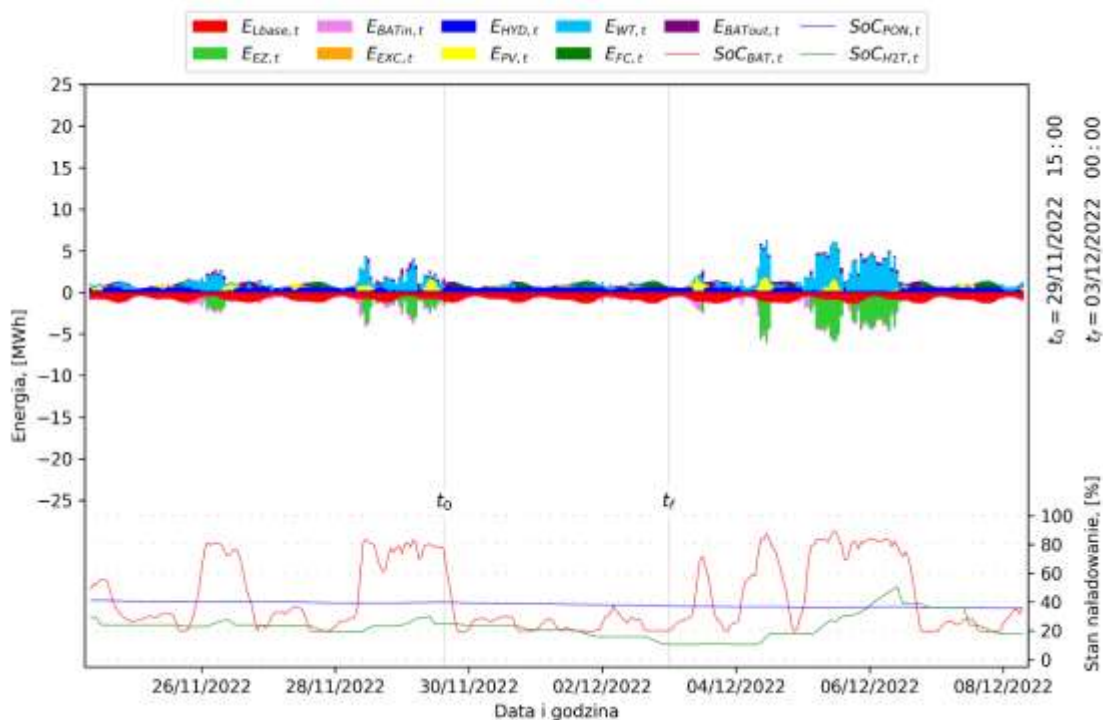
Magazyny bateryjne odegrały istotną rolę w stabilizacji bilansu energetycznego systemu, dostarczając 7,518 MWh (8,05%) energii w momentach krytycznych oraz absorbując 5,349 MWh w okresach nadwyżek produkcji. Ograniczona pojemność tych zasobów sprawiała jednak, że stopień ich naładowania szybko spadał podczas przedłużających się deficytów, co zmniejszało zdolność do dalszego bilansowania i wymuszało większe zaangażowanie pozostałych zasobów magazynujących energię.



Rys. 11.3. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 22:05:  $E_{Lbase,t}$  – bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną,  $E_{EZ,t}$  – energia elektryczna pobrana przez elektrolizer,  $E_{BATin,t}$  – energia elektryczna dostarczona do magazynu bateryjnego,  $E_{EXC,t}$  – nadwyżka energii elektrycznej względem bazowego zapotrzebowania,  $E_{HYD,t}$  – wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownię wodną,  $E_{PV,t}$  – wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownię fotowoltaiczną,  $E_{WT,t}$  – wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownię wiatrową,  $E_{FC,t}$  – wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej przez ogniwo paliwowe,  $E_{BATout,t}$  – energia elektryczna pobrana z magazynu bateryjnego,  $SoCBAT,t$  – stopień naładowania magazynu bateryjnego,  $SoCPON,t$  – stopień napelnienia zbiornika wodnego,  $SoCH2T,t$  – stopień napelnienia zbiornika wodoru.

Ogniwo paliwowe zasilane wodorem zgromadzonym w zbiorniku stanowiło niezbędny element umożliwiający osiągnięcie autonomii systemu w najbardziej krytycznym okresie. Dostarczyło ono 10,090 MWh energii elektrycznej, co odpowiadało 10,80% całkowitego zapotrzebowania. Ze względu na niezależność od bieżących warunków meteorologicznych i hydrologicznych pozwalało na skuteczne bilansowanie energii w okresach niedoborów, gdy podstawowe źródła (HYD, PV, WT) nie pokrywały zapotrzebowania.

Na rysunku 11.4 zaprezentowano bilans energetyczny zanotowany w wariancie A2. W 81-godzinnym okresie deficytu (29 listopada 2022 roku, godz. 15:00 – 3 grudnia 2022 roku, godz. 00:00). Wariant ten zakładał zmniejszenie pojemności zbiornika wodnego do 75%, co skutkowało ograniczeniem produkcji hydroelektrowni do 49,708 MWh, będących równoważnością 67,81% całkowitego zapotrzebowania.

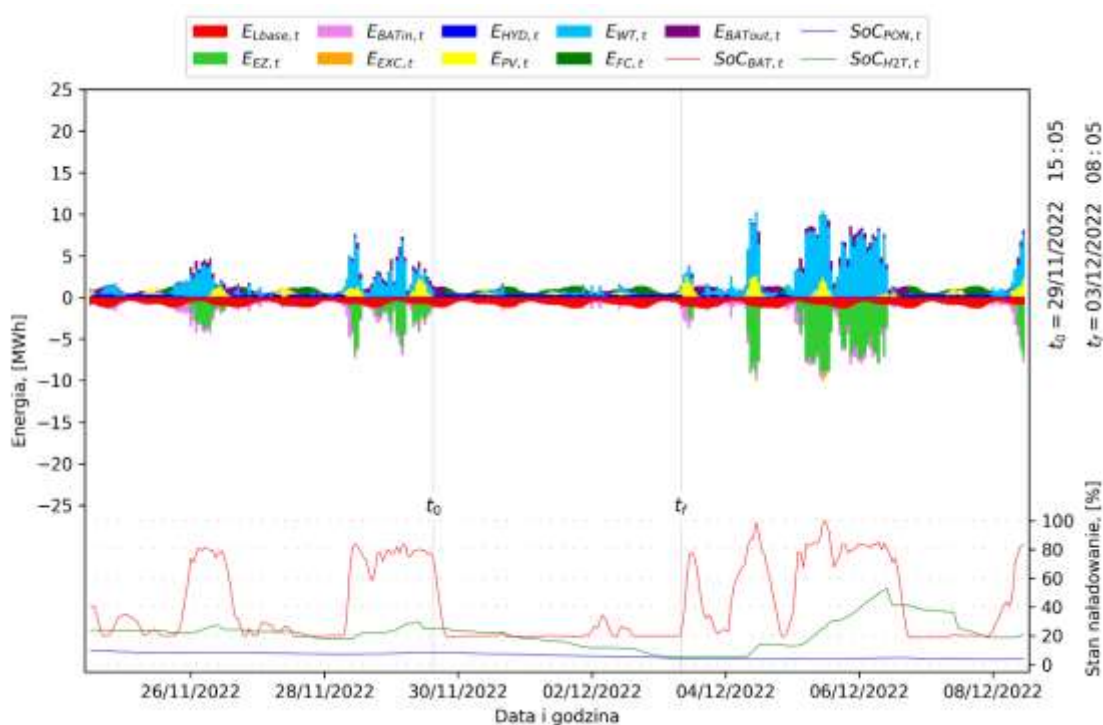


Rys. 11.4. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 15:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05. Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

W porównaniu do wariantu A1, spadek generacji hydroenergii wymusił większe zaangażowanie ogniwa paliwowego, którego udział wzrósł do 11,808 MWh (16,11%). Elektrownia wiatrowa (7,749 MWh, 10,57%) oraz fotowoltaiczna (3,248 MWh, 4,43%) częściowo łagodziły niedobory, nie zapewniając jednak pełnego pokrycia zapotrzebowania. Magazyny bateryjne przekazały 7,126 MWh (9,72%), a ich szybkie rozładowanie ograniczyło możliwość dalszego wspierania bilansu energetycznego.

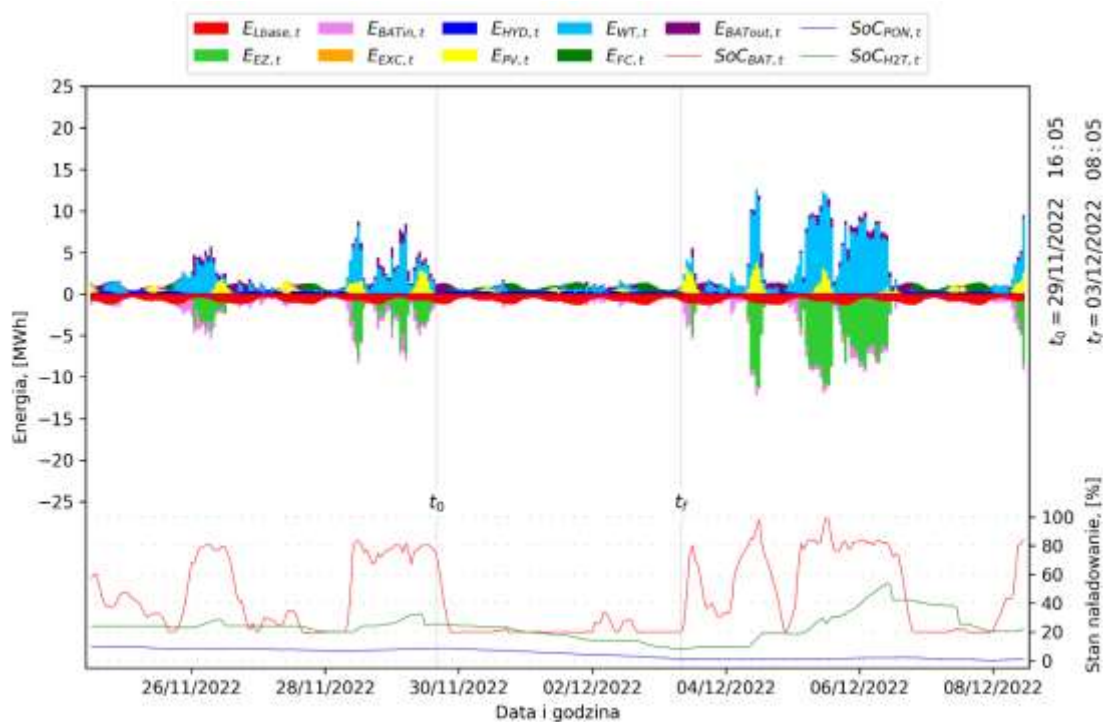
Bilans energetyczny dla wariantu A3, zilustrowany na rysunku 11.5, odzwierciedlał konsekwencje dalszego ograniczenia pojemności zbiornika wodnego.

Produkcja hydroelektrowni spadła do 28,173 MWh (36,18%), co stanowiło 48% wartości uzyskanej w wariantcie A1. W rezultacie system w większym stopniu opierał się na ogniwie paliwowym, które dostarczyło 29,283 MWh (37,60%), przejmując rolę głównego źródła bilansującego w warunkach niedoboru energii odnawialnej. Okres najwyższego deficytu energii generowanej bezpośrednio ze źródeł OZE trwał 89 h. Zwiększona generacja wiatrowa (13,863 MWh, 17,80%) i fotowoltaiczna (5,332 MWh, 6,85%) częściowo poprawiały bilans w momentach ich dostępności, natomiast magazyny bateryjne (8,885 MWh, 11,41%) uzupełniały niedobory w okresach braku produkcji z OZE, tymczasowo odciążając ogniwo paliwowe.



Rys. 11.5. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 09:05. Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

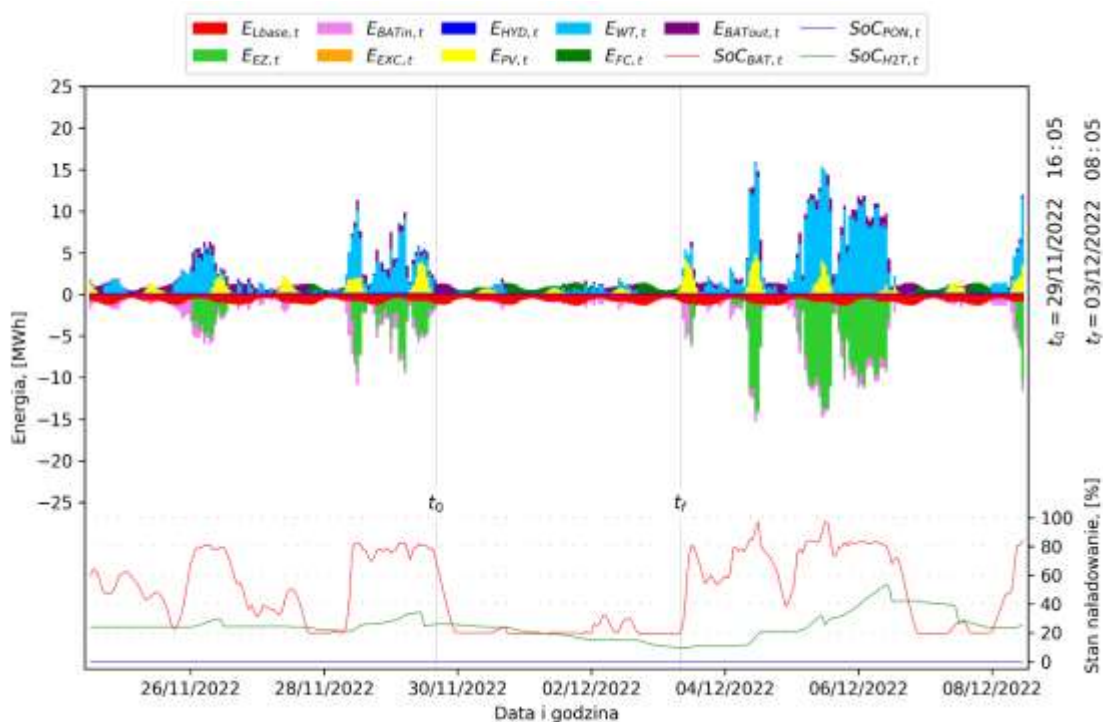
Na rysunku 11.6 zobrazowano bilans energetyczny wariantu A4 w okresie najwyższego deficytu energii generowanej bezpośrednio ze źródeł OZE.



Rys. 11.6. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05. Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

Produkcja hydroelektrowni wyniosła 24,381 MWh (31,69%) i odzwierciedlała dalszy spadek w porównaniu do poprzednich wariantów. Udział ogniwa paliwowego wzrósł do 28,098 MWh (36,52%), przewyższając produkcję hydroenergetyczną i umacniając jego rolę jako głównego źródła bilansującego system. Okres deficytu trwał 88 h. Pomimo wzrostu generacji ze źródeł odnawialnych, do 6,877 MWh (8,94%) z elektrowni fotowoltaicznej oraz 14,948 MWh (19,43%) z elektrowni wiatrowej, system wykazywał zwiększoną niestabilność. Magazyny bateryjne dostarczyły 11,511 MWh (14,96%) i odegrały istotną rolę w krótkookresowym bilansowaniu przepływów energii.

Bilans energetyczny wariantu A5 w okresie maksymalnego deficytu energii został przedstawiony na rysunku 11.7. W wariacie A5 elektrownia wodna pracowała w trybie przepływowym, bez możliwości retencji wody ani regulacji mocy. W rezultacie jej produkcja wyniosła 11,678 MWh (15,18%).



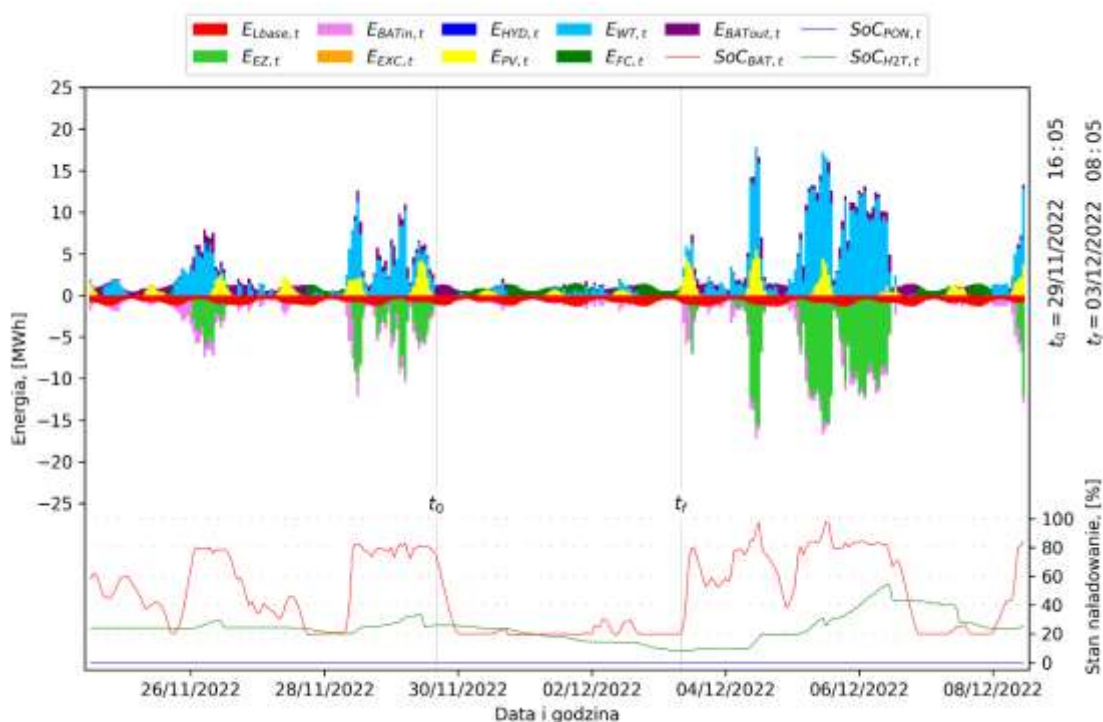
Rys. 11.7. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariacie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05. Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

W tej konfiguracji funkcję głównego źródła bilansującego nadal pełniło ogniwo paliwowe, które wygenerowało 34,112 MWh (44,33%), kontynuując trend wzrostu udziału względem hydroelektrowni. Deficyt energii utrzymywał się przez 88 h. Generacja ze źródeł odnawialnych wyniosła 9,097 MWh z PV (11,82%) oraz 18,272 MWh z WT (23,75%) i była wyższa niż w poprzednich wariantach, co wynikało ze zwiększonej mocy zainstalowanej. Pomimo tego łączna produkcja energii odnawialnej nie pozwoliła na

pełne pokrycie zapotrzebowania. Magazyny bateryjne uwolniły 16,070 MWh (20,89%), wykazując większy udział niż w poprzednich wariantach, co potwierdzało ich rosnącą rolę w krótkoterminowym bilansowaniu systemu.

Bilans energetyczny dla okresu gdzie odnotowano najniższą produkcję energii ze źródeł OZE względem bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony na rysunku 11.8 zobrazował konsekwencje całkowitego wyłączenia hydroelektrowni. W tej konfiguracji ogniwo paliwowe osiągnęło łącznie najwyższy udział w pokryciu zapotrzebowania, dostarczając 41,281 MWh (54,21%), wskazując na fundamentalną rolę FC w utrzymaniu pracy systemu. Deficyt energetyczny utrzymywał się przez okres 88 h.

Pomimo największej mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii, produkcja z elektrowni fotowoltaicznej wyniosła 10,236 MWh (13,44%), a z elektrowni wiatrowej 20,670 MWh (27,16%). Magazyny bateryjne dostarczyły 17,646 MWh (23,04%), co stanowiło najwyższy stopień ich wykorzystania w analizowanym zestawie wariantów. Wyłączenie hydroelektrowni istotnie zwiększyło zmienność funkcjonowania systemu, a rolę stabilizującą bilans energetyczny przejęły ogniwo paliwowe oraz magazyny bateryjne.



Rys. 11.8. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05. Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

Należy podkreślić, że dla wszystkich analizowanych wariantów największe deficyty energii generowanej ze źródeł odnawialnych koncentrowały się w okresie

od 29 listopada do 3 grudnia 2022 roku. Zbieżność ta wskazuje, że niezależnie od konfiguracji systemu, to warunki pogodowe i sezonowe ograniczenia dostępności OZE stanowią kluczowe ryzyko dla zachowania bilansu energetycznego. Fakt, że każdy z analizowanych systemów oparty na OZE doświadczył w tym okresie porównywalnych ograniczeń operacyjnych, stanowi silny argument na rzecz wdrażania zaawansowanych strategii elastycznego zarządzania zasobami oraz wzmocnienia odporności na skumulowane niedobory generacji energii odnawialnej.

## 12. Środowiskowe aspekty eksploatacji systemu

Analiza środowiskowa funkcjonowania autonomicznego systemu energetycznego zintegrowanego z technologiami wodorowymi została ukierunkowana na ocenę wpływu tego rozwiązania w zakresie bilansu emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń atmosferycznych w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym opartym na konwencjonalnych źródłach energii. Uwzględniono ilość sprzedanej energii elektrycznej, ciepła odpadowego oraz wodoru przeznaczonego, zgodnie z założeniami, na potrzeby sektora transportowego.

W pierwszej kolejności przeanalizowano wpływ zastąpienia energii elektrycznej pochodzącej z krajowej sieci elektroenergetycznej energią wytwarzaną lokalnie ze źródeł odnawialnych. Ocena ta pozwoliła określić skalę redukcji emisji możliwej do osiągnięcia w obszarze zasilania odbiorców końcowych.

Bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną zgodnie z profilem zużycia przyjętym dla gminy Ropa, opisanym w podrozdziale 7.1.1, wynosiło 6791,752 MWh rocznie. W scenariuszu referencyjnym 5100 MWh pokrywane jest średniorocznie przez elektrownię wodną Klimkówka (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie – Zbiornik Wodny Klimkówka), natomiast pozostała część tj. 1691,752 MWh, może pochodzić z zewnętrznych dostaw sieciowych, w tym również z konwencjonalnych źródeł o wysokiej emisyjności. Do oszacowania skali redukcji emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO oraz pyłu całkowitego wykorzystano jednostkowe wskaźniki emisji opublikowane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) za 2023 rok. W tabeli 12.1 zestawiono wielkości potencjalnej redukcji emisji w założonym 25-letnim okresie eksploatacji systemu.

Tab. 12.1. Zestawienie emisji unikniętych w pokrywaniu bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną.

CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	pył całkowity
[t]				
25249,393	15,353	16,579	9,389	0,592

Zestawienie wskazuje na znaczący potencjał środowiskowy systemu, który dzięki lokalnej generacji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł umożliwia uniknięcie emisji ponad 25000 ton CO<sub>2</sub> w przyjętym 25-letnim horyzoncie czasowym. Kluczowa jest także redukcja emisji tlenków siarki (SO<sub>x</sub>), tlenków azotu (NO<sub>x</sub>), tlenku węgla (CO) oraz cząstek stałych, które mają istotny wpływ na jakość powietrza i zdrowie publiczne. Przyjęte, tożsame bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną we wszystkich

rozpatrywanych wariantach sprawiło, że uzyskane wartości redukcji emisji niezależnie od konfiguracji systemu pozostawały stałe.

Kolejnym elementem analizy środowiskowej przeprowadzonym w całym okresie eksploatacji systemu (*T*) była analiza wpływu odzysku ciepła odpadowego generowanego podczas pracy elektrolizerów. Zmniejszenie udziału hydroelektrowni na rzecz źródeł o zmiennej generacji, takich jak elektrownia fotowoltaiczna i elektrownia wiatrowa, prowadziło do wzrostu nadwyżek energii elektrycznej, które wymagały efektywnego zagospodarowania. W rezultacie intensyfikowano pracę elektrolizerów, co skutkowało zwiększoną produkcją ciepła odpadowego możliwego do wykorzystania w celach grzewczych. W tabeli 12.2 przedstawiono skumulowany bilans emisji unikniętych w wyniku zastąpienia konwencjonalnych źródeł ciepła energią odpadową pochodzącą z pracy elektrolizerów w konfiguracjach A1–A6. Obliczenia oparto na wskaźnikach emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, oraz pyłu całkowitego, zgodnie z danymi referencyjnymi pozyskanymi z bazy danych Elektrociepłowni Gorlice. Efekt środowiskowy uwzględniał fakt, że odzyskane ciepło było zagospodarowywane wyłącznie w sezonie grzewczym.

Tab. 12.2. Redukcje emisji związane z odzyskiem ciepła w wariantach A1–A6.

wariant	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	pył całkowity
	[t]			
A1	5446,668	11,933	5,806	0,668
A2	10057,907	22,036	10,721	1,234
A3	18399,999	40,313	19,613	2,258
A4	21838,322	47,846	23,278	2,680
A5	27100,951	59,376	28,887	3,326
A6	29995,632	65,718	31,973	3,681

We wszystkich analizowanych wariantach odnotowano istotną redukcję emisji związaną z wykorzystaniem ciepła odpadowego. Największe korzyści środowiskowe zaobserwowano w wariantach o dominującym udziale produkcji wodoru, co bezpośrednio przełożyło się na najwyższy poziom odzysku ciepła i największe ograniczenie emisji w ujęciu całkowitego bilansu środowiskowego.

Uzupełnieniem analizy środowiskowej była ocena potencjału redukcji emisji wynikającego z wykorzystania wodoru wytwarzanego w systemie jako paliwa alternatywnego w sektorze transportu publicznego. Analizę skoncentrowano na porównaniu emisyjności miejskich autobusów z napędem wodorowym (FCEV) względem pojazdów elektrycznych (BEV) zasilanych energią z sieci – tabela 12.3, oraz konwencjonalnych autobusów z silnikiem Diesla (ICE-D) – tabela 12.4. Porównanie

przeprowadzono dla sześciu wariantów produkcji wodoru (A1–A6) oraz odniesiono do całego okresu eksploatacji systemu ( $T$ ).

Tab. 12.3. Redukcje emisji gazów cieplarnianych i innych substancji poprzez wykorzystanie wodoru w sektorze transportu publicznego względem energii elektrycznej z sieci wykorzystywanej w pojazdach (BEV), w wariantach A1–A6.

wariant	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	pył całkowity
	[t]				
A1	18918,638	11,503	12,422	7,035	0,444
A2	34429,424	20,934	22,607	12,803	0,807
A3	60014,732	36,491	39,407	22,317	1,407
A4	73132,389	44,467	48,020	27,195	1,715
A5	91398,163	55,574	60,014	33,987	2,143
A6	100883,841	61,341	66,242	37,515	2,366

Tab. 12.4. Redukcje emisji gazów cieplarnianych i innych substancji poprzez wykorzystanie wodoru w sektorze transportu publicznego względem paliwa konwencjonalnego stosowanego w pojazdach (ICE-D), w wariantach A1–A6.

wariant	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	pył całkowity
	[t]			
A1	38780,038	21,766	11,707	0,341
A2	70574,551	39,612	21,305	0,621
A3	123020,149	69,048	37,136	1,083
A4	149909,148	84,14	45,253	1,319
A5	187350,924	105,155	56,556	1,649
A6	206794,976	116,069	62,426	1,82

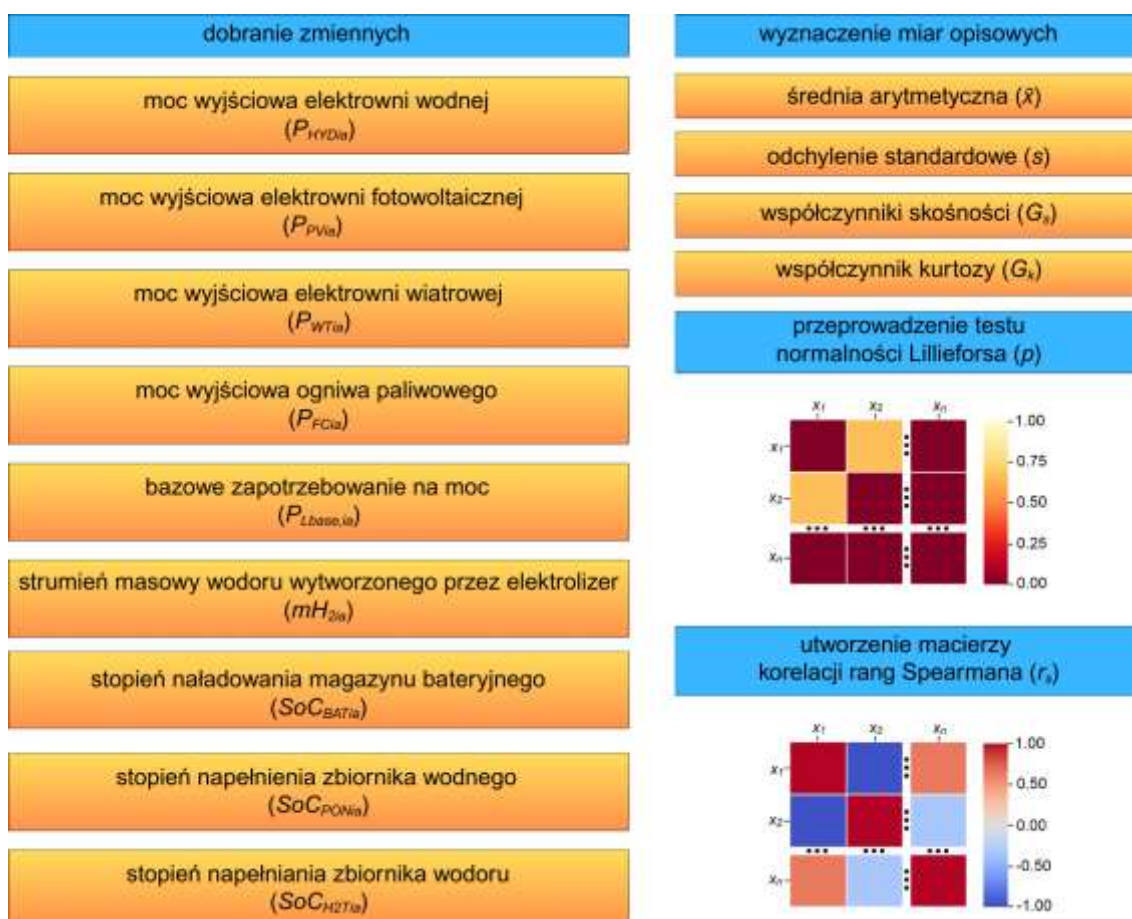
Zastosowanie wodoru wytwarzanego w ramach rozpatrywanych wariantów w miejskich autobusach napędzanych ogniwem wodorowym może istotnie przyczynić się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu zarówno z pojazdami elektrycznymi, jak i spalinowymi. Skala możliwych redukcji emisji wzrastała proporcjonalnie do ilości wodoru kierowanego do sektora transportu, co potwierdza zasadność wdrażania rozpatrywanych rozwiązań w kontekście realizacji celów dekarbonizacji miejskiego transportu publicznego.

Przeprowadzona analiza środowiskowa jednoznacznie potwierdza, że wdrożenie autonomicznego systemu energetycznego prowadzi do istotnych redukcji emisji GHG oraz innych zanieczyszczeń atmosferycznych w trzech kluczowych obszarach: lokalnej produkcji energii elektrycznej, pokrycia zapotrzebowania na ciepło oraz zastosowania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie publicznym. Warianty o wyższym wolumenie produkcji energii elektrycznej wykazują największy potencjał środowiskowy, co bezpośrednio przekłada się na redukcję całkowitego bilansu emisji.

W kontekście rozszerzania unijnego systemu handlu emisjami (EU ETS), zwłaszcza wdrażanego EU ETS 2, który od 2027 roku obejmie sektory budownictwa i transportu drogowego, a także planowanego dalszego rozszerzenia systemu EU ETS na kolejne obszary gospodarki, popularyzacja niskoemisyjnych, autonomicznych rozwiązań energetycznych nabiera dodatkowego znaczenia. Autonomiczne systemy energetyczne połączone z technologiami wodorowymi mogą nie tylko przyczynić się do realizacji celów dekarbonizacyjnych, lecz także ograniczyć przyszłe koszty związane z zakupem uprawnień do emisji w sektorach objętych handlem emisjami. W dłuższej perspektywie ich rozwój i popularyzacja może więc pełnić ważną rolę w zmniejszaniu obciążeń finansowych związanych z realizacją polityki klimatycznej Unii Europejskiej oraz zwiększać odporność jednostek samorządu terytorialnego na rosnące koszty zewnętrzne emisji.

### 13. Korelacja generacji, magazynowania i poboru energii

Pełne zrozumienie mechanizmów funkcjonowania autonomicznego systemu energetycznego wymagało przeprowadzenia badań zależności pomiędzy generacją, magazynowaniem a poborem energii. Przyjęte etapy analizy statystycznej przedstawiono na rysunku 13.1, uwzględniając: dobranie zmiennych, obliczenie miar opisowych, wykonanie testu *Lillieforsa* oraz wyznaczanie korelacji rang *Spearmana*.



Rys. 13.1. Etapy analizy statystycznej dobranych zmiennych w autonomicznym systemie energetycznym.

W tabeli 13.1 przedstawiono podstawowe miary statystyczne wybranych zmiennych uwzględnionych w analizie. Obliczono średnią arytmetyczną ( $\bar{x}$ ), odchylenie standardowe ( $s$ ), a także współczynniki skośności ( $G_s$ ) i kurtozy ( $G_k$ ). Parametry te umożliwiają analizę zmienności oraz ocenę zgodności z rozkładem normalnym, co ma istotne znaczenie przy dalszej interpretacji wyników.

Wartości podstawowych miar statystycznych dla pozostałych wariantów analizy (A2–A6) zamieszczono w Załączniku G.

Tab. 13.1. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	558,36	305,51	0,07	-1,73
$P_{PVia}$	475,58	852,07	2,07	3,35
$P_{WTia}$	535,38	854,97	1,66	1,42
$P_{FCia}$	2,28	31,40	15,18	241,95
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	1,12	1,49	0,97	-0,65
$SoC_{BATia}$	74,95	14,93	-1,46	2,83
$SoC_{PONia}$	79,89	15,99	-1,01	-0,21
$SoC_{H2Tia}$	72,79	24,88	-0,62	-1,01

Analiza podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych wykazała istotne różnice w wartościach średnich i odchyłach standardowych. Na szczególną uwagę zasługuje zmienna  $P_{FCia}$ , która charakteryzowała się bardzo niską średnią (2,28) oraz jednocześnie wysokim odchyleniem standardowym (31,40). Wskazywało to na sporadyczne, lecz intensywne epizody pracy ogniwa paliwowego. W praktyce było ono uruchamiane rzadko, ale z dużą mocą.

Interpretacja współczynnika skośności dowiodła, że większość rozpatrywanych zmiennych nie miała symetrycznego rozkładu. Zmienną charakteryzującą się najwyższą prawoskośnością była  $P_{FCia}$  ( $G_s = 15,18$ ), co oznaczało obecność rzadkich, ekstremalnie wysokich wartości. Umiarkowaną prawoskośność wykazywały również  $P_{PVia}$  (2,07) i  $P_{WTia}$  (1,66), natomiast zmienne takie jak  $SoC_{BATia}$  (-1,46),  $SoC_{PONia}$  (-1,01) czy  $SoC_{H2Tia}$  (-0,62) miały rozkład lewoskośny co oznaczało, że wartości wyższe od średniej pojawiały się częściej. Pozostałe zmienne, jak  $P_{HYDia}$ ,  $P_{Lbase,ia}$  i  $mH_{2ia}$ , miały wartości skośności bliskie zeru, co świadczyło o ich względnej symetrii.

Kurtoza większości zmiennych również odbiegała od wartości charakterystycznej dla rozkładu normalnego ( $G_k = 0$ ). Ponownie najbardziej wyróżniała się zmienna  $P_{FCia}$ , której bardzo wysoka kurtoza (241,95) wskazywała na rozkład leptokurtyczny silnie szpiczasty z długim ogonem. Zmienne  $P_{PVia}$  i  $SoC_{BATia}$  miały dodatnie kurtozy (odpowiednio 3,35 i 2,83) co oznaczało, że ich rozkłady były bardziej strome niż normalny. W przypadku zmiennych takich jak  $P_{HYDia}$ ,  $P_{Lbase,ia}$ ,  $mH_{2ia}$ ,  $SoC_{PONia}$  czy  $SoC_{H2Tia}$  odnotowano wartości kurtozy ujemne, co oznaczało bardziej spłaszczony (platokurtyczny) rozkład, z większym udziałem wartości średnich.

W tabeli 13.2 zestawiono wartości  $p$  uzyskane w teście *Lillieforsa* dla poszczególnych zbiorów analizowanych zmiennych.

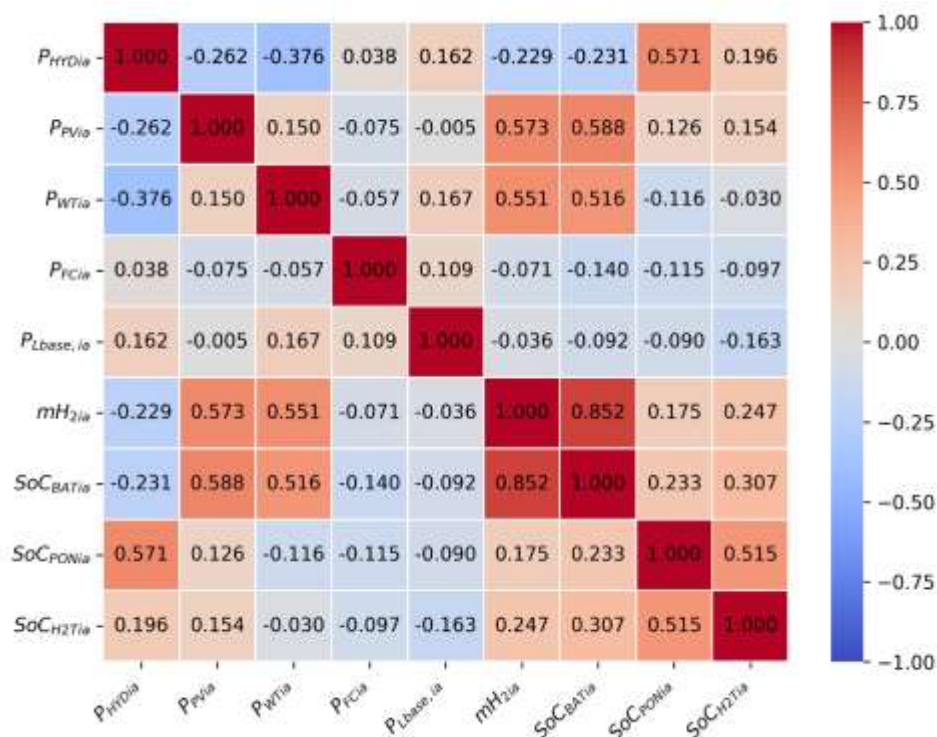
Tab. 13.2. Wyniki testu *Lillieforsa*.

zmienna	<i>p</i>
$P_{HYDia}$	<0,01
$P_{PVia}$	<0,01
$P_{WTia}$	<0,01
$P_{FCia}$	<0,01
$P_{Lbase,ia}$	<0,01
$mH_{2ia}$	<0,01
$SoC_{BATia}$	<0,01
$SoC_{PONia}$	<0,01
$SoC_{H2Tia}$	<0,01

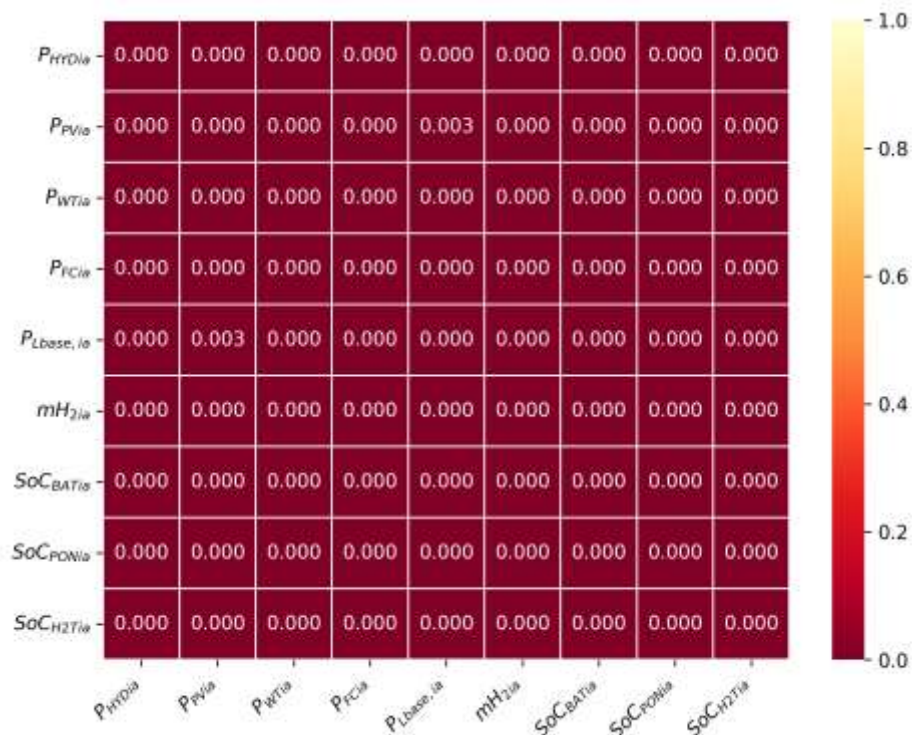
Wszystkie analizowane zmienne ( $P_{HYDia}$ ,  $P_{PVia}$ ,  $P_{WTia}$ ,  $P_{FCia}$ ,  $P_{Lbase,ia}$ ,  $mH_{2ia}$ ,  $SoC_{BATia}$ ,  $SoC_{PONia}$ ,  $SoC_{H2Tia}$ ) zgodnie z wynikami testu *Lillieforsa* nie miały rozkładu normalnego.

Ze względu na niesymetryczne rozkłady wielu zmiennych oraz obecność wartości odstających, co potwierdzały wysokie wartości skośności i kurtozy (szczególnie dla zmiennej  $P_{FCia}$ ) oraz wyniki testu *Lillieforsa*, do analizy zależności między zmiennymi zastosowano współczynnik korelacji rang *Spearmana*. Metoda ta nie wymaga spełnienia założeń o normalności rozkładu danych i jest odporna na wpływ obserwacji odstających, dzięki czemu lepiej odzwierciedla rzeczywiste, nieliniowe zależności występujące w złożonym autonomicznym systemie energetycznym obejmującym OZE, magazyny energii oraz produkcję i konwersję wodoru.

Macierz korelacji rang *Spearmana* ( $r_s$ ) pomiędzy kluczowymi parametrami pracy dla wariantu A1 została przedstawiona na rysunku 13.2. Współczynnik korelacji  $r_s$  bliski zeru wskazywał na brak zależności między analizowanymi zmiennymi. Dodatnie wartości parametru  $r_s$  oznaczały, że wzrost jednej zmiennej był powiązany ze wzrostem drugiej, natomiast ujemne wartości świadczyły o zależności odwrotnej, czyli wzrost jednej zmiennej towarzyszył spadkowi drugiej. Siła zależności wzrastała wraz z wartością bezwzględną współczynnika  $r_s$ . Przyjęto następującą interpretację:  $0,0 < |r_s| \leq 0,1$  – korelacja nikła;  $0,1 < |r_s| \leq 0,3$  – słaba;  $0,3 < |r_s| \leq 0,5$  – przeciętna;  $0,5 < |r_s| \leq 0,7$  – wysoka;  $0,7 < |r_s| \leq 0,9$  – bardzo wysoka;  $0,9 < |r_s| < 1,0$  – niemal pełna;  $|r_s| = 1$  – pełna (Stanisz, 2006). Dodatkowo dla każdej analizowanej pary zmiennych obliczono wartość  $p$ , która pozwalała określić istotność statystyczną uzyskanych wyników (rys. 13.3). Przyjęto poziom istotności równy 0,05, co oznaczało, że tylko korelacje z  $p < 0,05$  były uznawane za statystycznie istotne. Graficzne przedstawienie wyników zmiennych  $r_s$  i  $p$  dla wariantów A2–A6 zostało zamieszczone w Załączniku H.



Rys. 13.2. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A1. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



Rys. 13.3. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A1. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.

W wariancie A1 zaobserwowano bardzo wysoką korelację pomiędzy produkcją wodoru ( $mH_{2la}$ ) a stanem naładowania magazynu bateryjnego ( $SoC_{BATla}$ ,  $r_s = 0,852$ ) co potwierdziło, że wodór był wytwarzany głównie w warunkach nadwyżki energii

odnawialnej oraz przy wysokim stopniu naładowania magazynu bateryjnego. Wyniki stanowiły dowód na istnienie hierarchicznej struktury działania systemu, w której ładowanie magazynu bateryjnego miało zazwyczaj pierwszeństwo względem rozpoczęcia produkcji wodoru.

Wysokie wartości współczynnika korelacji pomiędzy produkcją wodoru ( $mH_{2ia}$ ) a mocą wyjściową generowaną przez elektrownię fotowoltaiczną ( $P_{PVia}$ ,  $r_s = 0,573$ ) oraz elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ,  $r_s = 0,551$ ), wskazywały, że zwiększona dostępność energii z tych źródeł sprzyjała intensyfikacji procesu elektrolizy.

Przeprowadzona analiza wykazała wysoką korelację także względem stanu naładowania magazynu bateryjnego ( $SoC_{BATia}$ ) a mocą generowaną przez elektrownię fotowoltaiczną ( $P_{PVia}$ ,  $r_s = 0,588$ ) i elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ,  $r_s = 0,516$ ). Wartości te wskazywały, że poziom naładowania BAT nie był ściśle powiązany z bieżącą produkcją z OZE, co mogło świadczyć o częściowym wykorzystywaniu tej energii w innych obszarach systemu, szczególnie na pokrycie bazowego zapotrzebowania. Wyższa korelacja stanu naładowania magazynu bateryjnego z generowaną mocą elektrowni fotowoltaicznej sugerowała, że produkcja z PV była często na tyle duża, iż pozwalała jednocześnie na pokrycie bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na ładowanie magazynu bateryjnego do wysokiego stopnia  $SoC$ . Ponadto, w okresie letnim, kiedy produkcja energii z PV była najwyższa, bazowe zapotrzebowanie na energię elektryczną było najniższe, co sprzyjało gromadzeniu nadwyżek energii w magazynie baterijnym.

Stwierdzono wysoką, dodatnią korelację pomiędzy stopniem napełnienia zbiornika wodnego ( $SoC_{PONia}$ ) a mocą elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ),  $r_s$  równy 0,571, co oznaczało, że wyższy stan wody w zbiorniku sprzyjał większej generacji mocy. Większa ilość zgromadzonej wody przekładała się na wyższy spadek wody, co umożliwiało zwiększoną produkcję energii elektrycznej przez turbiny wodne. Uzyskana wartość współczynnika korelacji wynikała zapewne z faktu, że elektrownia wodna pracowała w trybie ciągłym, jednak jej moc wyjściowa była dynamicznie dostosowywana do aktualnego bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie ( $E_{Lbase,ia}$ ).

Zidentyfikowano wysoką korelację pomiędzy napełnieniem zbiornika wodnego ( $SoC_{PONia}$ ) a stanem zgromadzonego wodoru w zbiorniku ( $SoC_{H2ia}$ ),  $r_s$  równy 0,515, co świadczyło o równoległym uzupełnianiu obu zasobów w okresach zwiększonej generacji energii odnawialnej.

Parametr  $SoC_{BATia}$  wykazywał dodatnią korelację zarówno z ( $SoC_{H2Tia}$ ,  $r_s = 0,307$ ), jak i z  $SoC_{PONia}$ , ( $r_s = 0,233$ ). Współzależność poziomów ich naładowania była więc widoczna, przy czym miała przeciętną siłę w przypadku  $SoC_{H2Tia}$  i słabą w odniesieniu do  $SoC_{PONia}$ . Uzyskane wyniki przeprowadzonych badań potwierdziły, że magazyn baterijny pełnił funkcję komponentu bilansującego o krótkim czasie reakcji, natomiast pozostałe technologie magazynowania odpowiadały za stabilizację przepływu energii w dłuższych horyzontach czasowych.

W analizowanym wariancie A1 zaobserwowano również słabą korelację pomiędzy chwilową produkcją wodoru ( $mH_{2ia}$ ) a stopniem napełnienia zbiornika wodoru ( $SoC_{H2Tia}$ ), dla której wartość współczynnika  $r_s$  wyniosła 0,247. Wskazywało to, że intensywność procesu elektrolizy nie przekładała się bezpośrednio na bieżący poziom napełnienia zbiornika, co mogło wynikać z jego dużej pojemności i ograniczonej dynamiki zmian parametru  $SoC_{H2Tia}$ . Stan zmagazynowanego wodoru był determinowany przede wszystkim przez dzienny bilans produkcji i zużycia, a nie chwilowe wartości generacji, które korelowały w wyższym stopniu z mocą wyjściową PV i WT.

W zakresie korelacji ujemnych zaobserwowano słabą zależność pomiędzy mocą wyjściową generowaną przez elektrownie wodną ( $P_{HYDia}$ ) a wyjściową mocą wytwarzaną w elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PVia}$ ),  $r_s$  równy  $-0,262$ , oraz przeciętną korelację ujemną z mocą generowaną przez turbiny wiatrowe ( $P_{WTia}$ ,  $r_s = -0,376$ ). Potwierdzało to wniosek, że zwiększona generacja energii elektrycznej z PV i WT częściowo prowadziła do ograniczania pracy hydroelektrowni, natomiast w okresach niskiej produkcji z tych źródeł jednostka wodna przejmowała funkcję bilansującą, uzupełniając niedobory w systemie. W przypadku elektrowni fotowoltaicznej, pomimo jej znacznego udziału w pokrywaniu bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie letnim, korelacja ujemna z mocą generowaną przez hydroelektrownię okazała się relatywnie słaba. Wynikało to z faktu, że w miesiącach letnich poziom wody w zbiorniku hydroelektrowni utrzymywał się na stosunkowo wysokim poziomie, a w niektórych okresach osiągał wartości bliskie maksymalnym. W takich warunkach, zgodnie z przyjętymi założeniami sterowania systemem, hydroelektrownia pracowała przy maksymalnym dozwolonym przepływie wody ( $4 \text{ m}^3/\text{s}$ ), co prowadziło do wytwarzania maksymalnej mocy, niezależnie od wysokiej generacji energii z PV. Tym samym wpływ wzrostu mocy elektrowni fotowoltaicznej na zmniejszanie produkcji z HYD był ograniczony, co tłumaczy odnotowanie słabej ujemnej korelacji pomiędzy analizowanymi parametrami  $P_{HYDia}$  i  $P_{PVia}$ . W przypadku elektrowni wiatrowej zależność ta była nieco silniejsza, ponieważ

większa dobowa zmienność produkcji WT oraz bardziej regularne nakładanie się okresów intensywnej generacji oraz średnich i niskich poziomów wypełnienia zbiornika wodnego skutkowało częstszym ograniczaniem pracy HYD oraz jej zaangażowaniem w pokrywanie niedoborów energii w okresach niskiej generacji z wiatru.

Podobnie, ujemna wartość współczynnika korelacji pomiędzy  $mH_{2ia}$  a wyjściową mocą hydroelektrowni ( $P_{HYDia}$ ,  $r_s = -0,229$ ) wskazywała, że w okresach intensywnej pracy elektrolizera turbiny wodne nie pracowały z pełną mocą. Świadczyło to o tym, że energia elektryczna generowana przez hydroelektrownię była w pierwszej kolejności wykorzystywana do pokrycia bazowego zapotrzebowania w systemie. Wzrost mocy generowanej przez elektrownię wodną odzwierciedlał zmniejszoną dostępność energii z PV i WT, co bezpośrednio wpływało na ograniczenie zasilania elektrolizera. Należy jednak zaznaczyć, że niska wartość  $P_{HYDia}$  nie zawsze prowadziła do wzrostu produkcji wodoru, ponieważ mogła wynikać z obniżonego zapotrzebowania bazowego na energię elektryczną przy jednoczesnym niedoborze dostępnej energii odnawialnej lub wyczerpaniu się pojemności wyrównawczej zbiornika.

Ujemna wartość współczynnika korelacji pomiędzy  $SoC_{BATia}$  a chwilową mocą elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ,  $r_s = -0,231$ ) wskazywała, że w okresach wysokiego stopnia naładowania magazynu bateryjnego zmniejszono wykorzystanie HYD. Sugerowało to możliwość oszczędzania zasobów wodnych w okresach wysokich wartości parametru  $SoC_{BAT}$ , co mogło przyczynić się do zapewnienia odporności operacyjnej systemu w dłuższym horyzoncie czasowym.

Stan naładowania magazynu bateryjnego ( $SoC_{BATia}$ ) wykazywał słabą ujemną korelację z mocą wyjściową wytwarzaną przez ogniwo paliwowe ( $P_{FCia}$ ),  $r_s = -0,140$ . Wyższy poziom zgromadzonej energii w BAT był zazwyczaj związany z brakiem potrzeby wykorzystywania ogniwa paliwowego do produkcji energii elektrycznej. Osiągnięcie dolnej granicy naładowania magazynu bateryjnego mogło natomiast skutkować aktywacją ogniwa, które stanowiło element zabezpieczający ciągłość zasilania w okresach niedoboru energii. Wydaje się, że stosunkowo niska wartość współczynnika korelacji wynikała z faktu, że nie każde obniżenie parametru  $BAT_{SoCia}$  prowadziło do uruchomienia FC. W wielu przypadkach system korzystał z innych dostępnych źródeł lub chwilowe zapotrzebowanie bazowe nie wymagało jego wsparcia.

Dla wszystkich analizowanych par zmiennych wartość  $p$  była mniejsza lub równa 0,003, co oznaczało, że uzyskane zależności były istotne statystycznie na poziomie istotności (0,05). Tym samym można wnioskować, że obserwowane korelacje nie były

wynikiem przypadkowych fluktuacji, lecz odzwierciedlały rzeczywiste mechanizmy zachodzące w badanym autonomicznym systemie energetycznym.

W tabeli 13.3 zestawiono współczynniki korelacji dla wariantów A1–A6, co umożliwiło ocenę kierunku i siły zależności pomiędzy wybranymi zmiennymi w kontekście poszczególnych konfiguracji systemu.

Tab. 13.3. Współczynniki korelacji rang *Spearmana* dla analizowanych par zmiennych w wariantach A1–A6.

kombinacja zmiennych	A1	A2	A3	A4	A5	A6
$mH_{2ia} - SoC_{BATia}$	0,852	0,813	0,810	0,823	0,845	0,842
$mH_{2ia} - P_{PVia}$	0,573	0,592	0,572	0,588	0,581	0,576
$mH_{2ia} - P_{WTia}$	0,551	0,577	0,618	0,604	0,605	0,601
$SoC_{BATia} - P_{PVia}$	0,588	0,603	0,598	0,608	0,578	0,569
$SoC_{BATia} - P_{WTia}$	0,516	0,547	0,601	0,609	0,628	0,624
$SoC_{PONia} - P_{HYDia}$	0,571	0,664	0,736	0,796	nd.	nd.
$SoC_{PONia} - SoC_{H2Tia}$	0,515	0,387	0,282	0,259	nd.	nd.
$SoC_{BATia} - SoC_{H2Tia}$	0,307	0,281	0,257	0,230	0,176	0,180
$SoC_{BATia} - SoC_{PONia}$	0,233	0,187	0,159	0,151	nd.	nd.
$P_{HYDia} - P_{PVia}$	-0,262	-0,248	-0,239	-0,249	-0,125	nd.
$P_{HYDia} - P_{WTia}$	-0,376	-0,340	-0,301	-0,220	0,197	nd.
$mH_{2ia} - P_{HYDia}$	-0,229	-0,249	-0,250	-0,230	0,020	nd.
$SoC_{BATia} - P_{FCia}$	-0,140	-0,144	-0,184	-0,240	-0,266	-0,316

Kolejne modyfikacje konfiguracji (A1–A6) nie wpływały istotnie na wartość korelacji pomiędzy chwilową produkcją wodoru ( $mH_{2ia}$ ) a stopniem naładowania magazynu baterijnego ( $SoC_{BATia}$ ), która we wszystkich wariantach była bardzo wysoka i mieściła się w przedziale  $r_s$  równym 0,810–0,852.

Utrzymywanie się silnej korelacji pomiędzy produkcją wodoru ( $mH_{2ia}$ ) a mocą generowaną przez elektrownię fotowoltaiczną ( $P_{PVia}$ ) oraz elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ) zostało potwierdzone we wszystkich analizowanych wariantach. Wartości współczynników korelacji wynosiły od  $r_s$  równego 0,572 do 0,592 dla relacji  $P_{PVia}-mH_{2ia}$  oraz od  $r_s$  wynoszącego 0,551 do 0,618 dla  $P_{WTia}-mH_{2ia}$ . Zależność pomiędzy stopniem naładowania magazynu baterijnego ( $SoC_{BATia}$ ) a chwilową mocą elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PVia}$ ) również była wysoka ( $r_s = 0,572-0,592$ ). W przypadku zależności między stopniem naładowania a wyjściową mocą generowaną przez elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ), zauważono wzrost wartości współczynnika korelacji, z  $r_s$  osiągającym 0,516 w wariantcie A1 do  $r_s$  równego 0,624 w A6. Obie grupy relacji potwierdzają, że większa dostępność energii odnawialnej w kolejnych konfiguracjach sprzyjała ładowaniu magazynu baterijnego i produkcji wodoru, przy czym w końcowych wariantach wpływ

źródła wiatrowego przewyższył już wpływ fotowoltaiki. Taka zmiana mogła wynikać z większego udziału energii wiatrowej w całkowitej generacji systemu oraz z jej bardziej równomiernego rozkładu w ciągu doby, co umożliwiała ładowanie magazynu i potencjalną produkcję wodoru także poza godzinami dostatecznego nasłonecznienia.

Zaobserwowano również wzrost korelacji pomiędzy  $SoC_{PONia}$  a wyjściową mocą elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ), od wysokiej w wariancie A1 ( $r_s = 0,571$ ) i A2 ( $r_s = 0,664$ ) do bardzo wysokiej w konfiguracjach A3 ( $r_s = 0,736$ ) oraz A4 ( $r_s = 0,796$ ). Wzrost ten wskazywał, że wraz ze zmniejszaniem pojemności zbiornika wodnego jego napełnienie w coraz większym stopniu determinowało wielkość generowanej mocy.

W analizowanych wariantach A1–A4 zaobserwowano systematyczny spadek współczynnika korelacji między stopniem napełnienia zbiornika wodnego ( $SoC_{PONia}$ ) a stanem zmagazynowanego wodoru ( $SoC_{H2Tia}$ ), z wysokiej i  $r_s$  równego 0,515 do słabej dla  $r_s$  wynoszącego 0,259. Tendencja ta wskazywała, że proces uzupełniania obu zasobów następował coraz rzadziej równolegle, co było konsekwencją ograniczania objętości zbiornika wyrównawczego oraz wzrostu udziału nadwyżek energii odnawialnej kierowanych bezpośrednio do produkcji wodoru.

Zauważalny spadek korelacji pomiędzy  $SoC_{BATia}$  a  $SoC_{H2Tia}$  z wartości przeciętnej ( $r_s = 0,307$ ) w A1 do słabej ( $r_s = 0,180$ ) w A6 wynikał z narastającej nieregularności generacji energii z OZE w kolejnych wariantach, co zwiększało znaczenie magazynu bateryjnego jako komponentu stabilizującego pracę systemu. W rezultacie zasób ten był coraz częściej wykorzystywany do bilansowania krótkoterminowych wahań mocy, co prowadziło do większej zmienności jego stanu naładowania w porównaniu do zbiornika wodoru pełniącego funkcję zasobu o charakterze długookresowym. Pomimo wzrostu pojemności, intensywne wykorzystanie BAT do bieżącej regulacji przepływu energii powodowało zmniejszenie korelacji pomiędzy jego stanem a poziomem zgromadzonego wodoru.

Stopniowe ograniczanie pojemności zbiornika wodnego skutkowało obniżeniem korelacji pomiędzy parametrem  $SoC_{BATia}$  a stopniem napełnienia zbiornika wodnego ( $SoC_{PONia}$ ) z  $r_s$  równego 0,233 w wariancie A1 do  $r_s$  osiągającego 0,151 w A4. Zmiana ta wskazywała na stopniową utratę znaczenia PON w bilansowaniu dostaw energii i jednoczesne przejmowanie tej funkcji przez magazyn bateryjny. W kolejnych wariantach to BAT odpowiadał za stabilizację pracy układu, a zależność jego działania od zasobu wodnego ulegała dalszemu osłabieniu.

Zmieniająca się rola hydroenergii została odzwierciedlona w zależnościach pomiędzy wyjściową mocą elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ) a mocą generowaną przez elektrownię fotowoltaiczną ( $P_{PVia}$ ) oraz elektrownię wiatrową ( $P_{WTia}$ ). W obu przypadkach początkowo występowała korelacja ujemna, jednak jej przebieg w kolejnych wariantach był odmienny. Korelacja  $P_{HYDia}-P_{PVia}$  systematycznie słabła, co wskazywało na malejące znaczenie hydroenergii jako elementu kompensującego zmienność generacji PV w warunkach rosnącego udziału tego źródła w bilansie systemu. W przypadku relacji  $P_{HYDia}-P_{WTia}$  zaobserwowano stopniowe osłabienie korelacji, od przeciętej ujemnej w wariancie A1 ( $r_s = -0,376$ ) do słabej dodatniej w wariancie A5 ( $r_s = 0,197$ ). W konfiguracji A5 hydroelektrownia funkcjonowała w trybie przepływowym, bez możliwości retencji, przez co jej moc zależała bezpośrednio od chwilowego przepływu rzeki. Przepływ ten wykazywał słabą dodatnią korelację z warunkami wietrznymi, a tym samym z wartością chwilowej mocy generowanej przez elektrownię wiatrową.

Korelacja pomiędzy produkcją wodoru ( $mH_{2ia}$ ) a wyjściową mocą elektrowni wodnej ( $P_{HYDia}$ ) osłabiała się, przechodząc ze słabej ujemnej w wariantach A1–A4 do pomijalnej statystycznie, dodatniej ( $r_s = 0,020$ ) w A5, co potwierdzało stopniowy zanik tej zależności. Na początkowym etapie większe wykorzystanie elektrowni wodnej wiązało się z istotnym ograniczeniem produkcji wodoru. W miarę spadku udziału wyjściowej mocy HYD oraz wzrostu ilości nadwyżek energii z pozostałych źródeł odnawialnych siła tej zależności stopniowo malała. Zmiana ta odzwierciedlała stopniowe osłabianie statystycznej zależności pomiędzy stopniem wykorzystania elektrowni wodnej a intensywnością pracy elektrolizerów.

Współczynnik korelacji  $SoC_{BATia}$  i wyjściowej mocy ogniwa paliwowego ( $P_{FCia}$ ) zmieniał się z  $r_s = -0,140$  w A1 do  $r_s = -0,316$  w A6, co oznaczało przejście od słabej do przeciętnej korelacji ujemnej. W miarę zwiększania pojemności magazynu baterijnego czas jego aktywnej pracy wydłużał się, jednak po wyczerpaniu zasobu zmagazynowanej energii elektrycznej system częściej aktywował ogniwo paliwowe w celu zapewnienia ciągłości zasilania. Przekładało się to na silniejsze powiązanie między spadkiem  $SoC_{BATia}$  a wzrostem mocy generowanej przez ogniwo paliwowe, co znalazło odzwierciedlenie we wzroście wartości ujemnej korelacji.

Analiza korelacji rang *Spearmana*, obejmująca warianty A1–A6, wykazała istotne zmiany w hierarchii wykorzystania poszczególnych źródeł i magazynów energii. Zmniejszenie objętości zbiornika wodnego, wzrost udziału OZE oraz rozbudowa

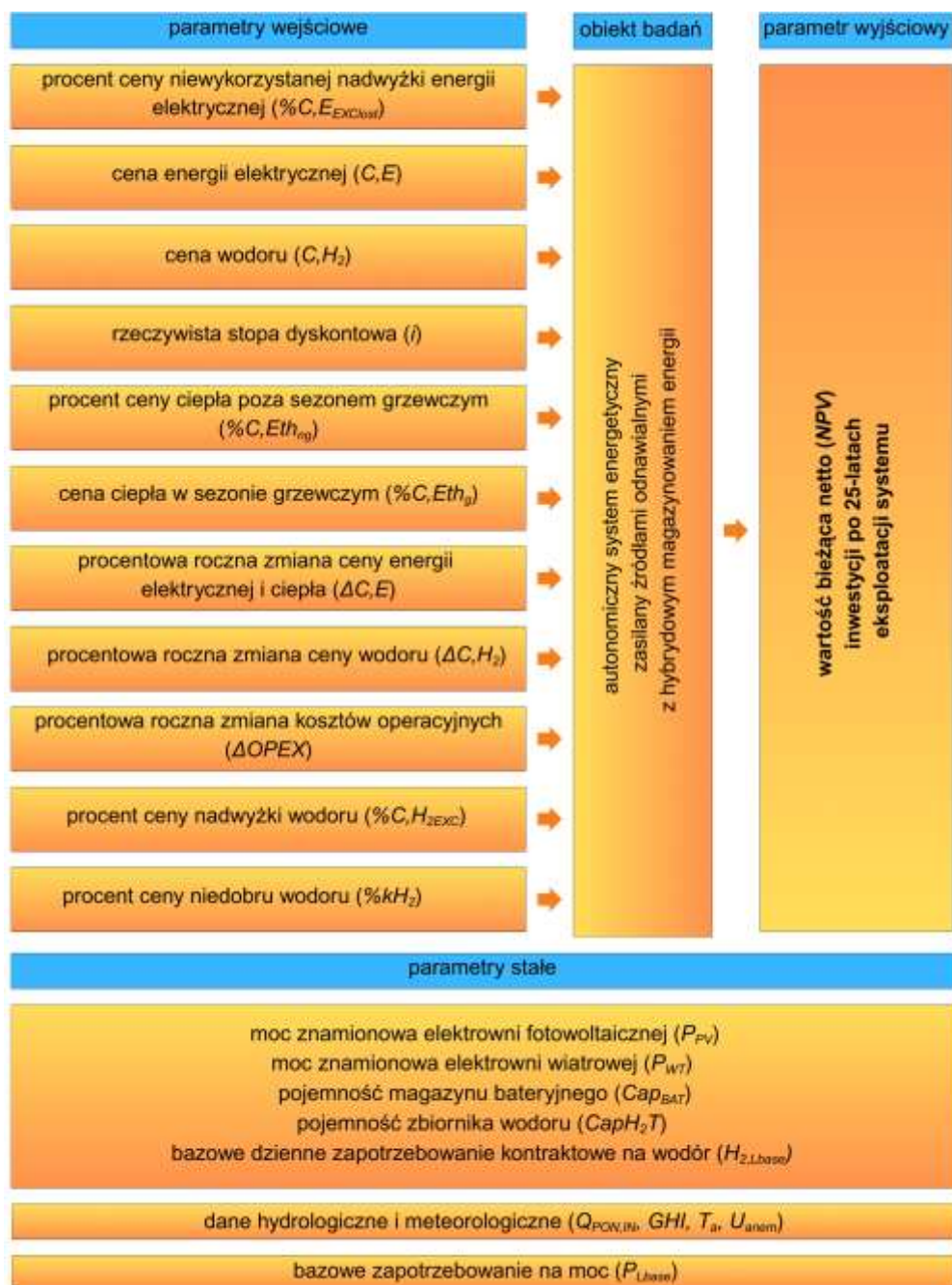
zasobów bateryjnych prowadziły do stopniowej redefinicji roli hydroenergii. Stwierdzono malejącą zależność od elektrowni wodnej, przy jednoczesnym wzroście znaczenia magazynów bateryjnych oraz coraz istotniejszej roli technologii wodorowych w utrzymywaniu równowagi energetycznej systemu.



## 14. Analiza wrażliwości finansowej

Opłacalność inwestycji w autonomiczne systemy energetyczne jest kształtowana przez szereg czynników operacyjnych i rynkowych, które w trakcie eksploatacji mogą ulegać istotnym fluktuacjom. Zmiany te oddziałują na strukturę kosztów i przychodów, a w konsekwencji bezpośrednio determinują końcową wartość wskaźnika *NPV*, przesądzając o zasadności realizacji przedsięwzięcia.

Rysunek 14.1 przedstawia zestawienie parametrów wejściowych, stałych oraz wyjściowych uwzględnionych w analizie, wraz z obiektem badań.



Rys. 14.1. Podział parametrów uwzględnionych w analizie wrażliwości.

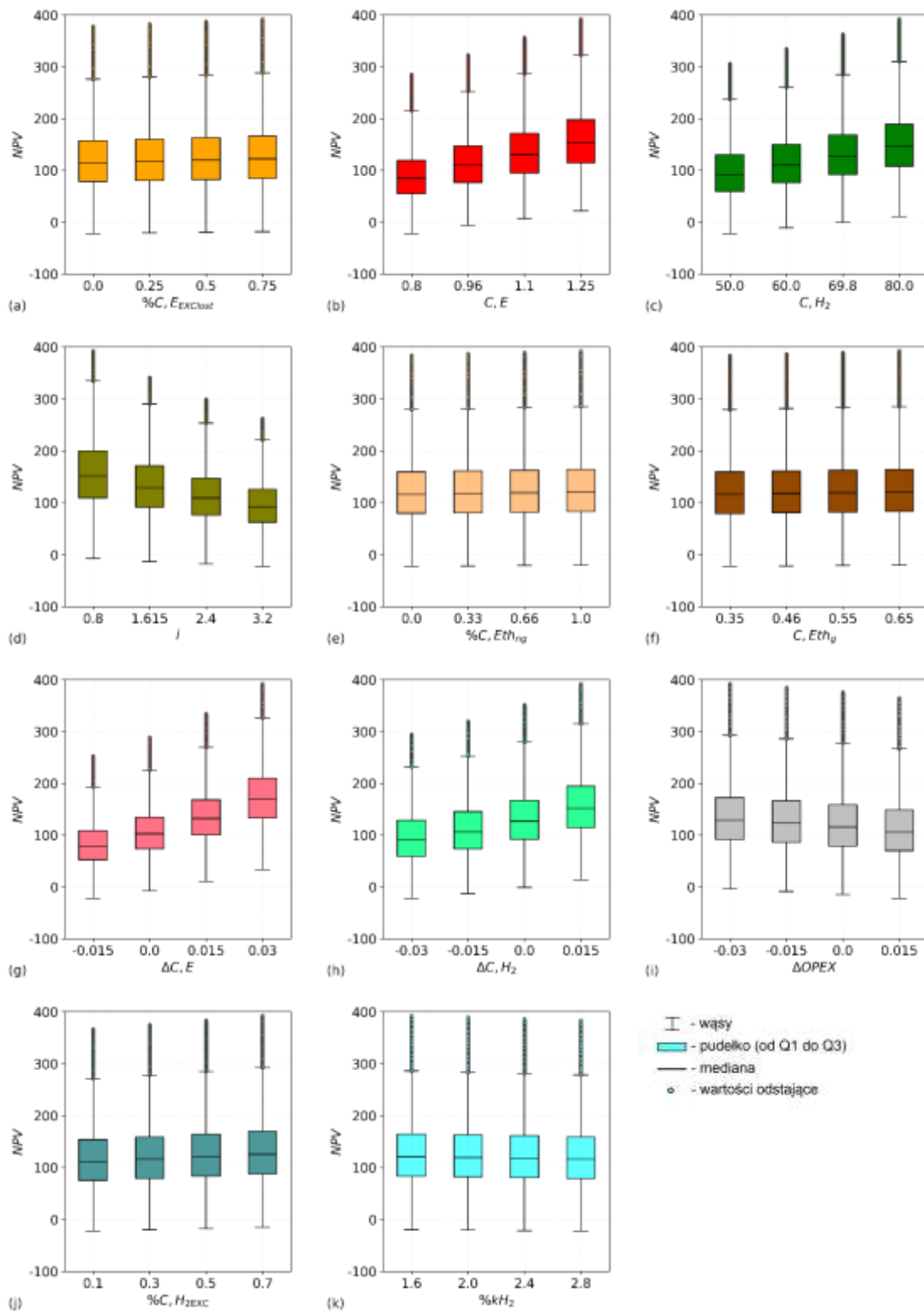
Analizę przeprowadzono przy założeniu, że wartości wybranych parametrów technicznych systemu, takich jak: dzienny kontrakt na wodór ( $H_{2,Lbase}$ ), maksymalna pojemność zbiornika wodoru ( $Cap_{H_2T}$ ), pojemność magazynu bateryjnego ( $Cap_{BAT}$ ) oraz znamionowa moc elektrowni fotowoltaicznej ( $P_{PV}$ ) i elektrowni wiatrowej ( $P_{WT}$ ), przyjęto na podstawie konfiguracji uznanych za optymalne w grupie A (tab. 8.1). Uwzględniono natomiast zmienność parametrów inwestycyjnych wpływających na funkcjonowanie systemu w poszczególnych wariantach z grupy A. Analizie poddano procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej ( $\%C, E_{EXClost}$ ), cenę energii elektrycznej ( $C, E$ ), cenę wodoru ( $C, H_2$ ), rzeczywistą stopę dyskontową ( $i$ ), procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym ( $\%C, Eth_{ng}$ ), cenę ciepła w sezonie grzewczym ( $C, Eth_g$ ), procentową roczną zmianę ceny energii elektrycznej i ciepła ( $\Delta C, E$ ), procentową roczną zmianę ceny wodoru ( $\Delta C, H_2$ ), procentową roczną zmianę kosztów operacyjnych ( $\Delta OPEX$ ), procent ceny nadwyżki wodoru ( $\%C, H_2, EXC$ ) oraz procent ceny niedoboru wodoru ( $\%C, H_2, UNM$ ). Uwzględnionym zmiennym przypisano cztery wartości, a następnie przeprowadzono pełną analizę wariantową, obliczając wartość wskaźnika  $NPV$  dla wszystkich możliwych kombinacji parametrów. W tabeli 14.1 przedstawiono przyjęte wartości dla każdej zmiennej.

Tab. 14.1. Założone wartości parametrów do analizy wrażliwości wskaźnika  $NPV$ .

parametr	lp.	1	2	3	4	jednostka
$\%C, E_{EXClost}$	1	0,00	25,00	50,00	75,00	[%]
$C, E$	2	0,80	0,96	1,10	1,25	[zł/kWh]
$C, H_2$	3	50,00	60,00	69,80	80,00	[zł/kg]
$i$	4	0,80	1,62	2,40	3,20	[-]
$\%C, Eth_{ng}$	5	0,00	33,00	66,00	100,00	[%]
$C, Eth_g$	6	0,35	0,46	0,55	0,65	[zł/kWh]
$\Delta C, E$	7	-1,50	0,00	1,50	3,00	[%]
$\Delta C, H_2$	8	-3,00	-1,50	0,00	1,50	[%]
$\Delta OPEX$	9	-3,00	-1,50	0,00	1,50	[%]
$\%C, H_2, EXC$	10	10,00	30,00	50,00	70,00	[%]
$\%kH_2$	11	160,00	200,00	240,00	280,00	[%]

W każdym z analizowanych wariantów autonomicznego systemu energetycznego z grupy A liczba możliwych kombinacji parametrów inwestycyjnych wyniosła 4<sup>11</sup>. Łącznie w sześciu wariantach (A1–A6) przeanalizowano 25165824 przypadków. Analizę wartości bieżącej netto ( $NPV$ ) przeprowadzono w horyzoncie 25-letnim.

Rezultaty obliczeń w wariantcie A1 przedstawiono na rysunku 14.2. Analogiczne wykresy dla pozostałych wariantów A2–A6 zamieszczono w Załączniku I.



Rys. 14.2. Wartości bieżące netto (*NPV*) dla analizowanego zakresu danych w wariancie A1: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.

Rozkład wartości parametru  $NPV$  pozwolił na identyfikację zakresu zmienności wyników w zależności od przyjętych założeń oraz na wyznaczenie przedziałów, w których najczęściej lokowały się uzyskane wartości. Zobrazowano również, w jaki sposób zmiana poszczególnych parametrów wpływała na kształt rozkładu oraz ewentualne przesunięcia wartości oczekiwanej. Szerokość rozkładu ilustrowała stopień wrażliwości wariantu A1 na analizowane zmienne, natomiast jego asymetria sugerowała większą podatność systemu na określone czynniki kosztowe lub przychodowe.

Wyniki przeprowadzonych badań wykazały, że wartość bieżąca netto inwestycji w wariantcie A1 mieściła się w przedziale od  $-22,429$  mln zł do  $392,396$  mln zł, przy medianie równej  $118,398$  mln zł. Dla konfiguracji bazowej, wartość  $NPV$  wyniosła  $111,170$  mln zł. Tak szeroki zakres wyników wskazywał na istotne ryzyko finansowe oraz wysoką wrażliwość systemu na zmienność parametrów wejściowych. Występowanie skrajnych wartości ujemnych sugerowało możliwość poniesienia strat, a tym samym istnienie scenariuszy, w których inwestycja okazała się nieopłacalna w przyjętym horyzoncie czasowym.

W tabeli 14.2 przedstawiono zakres zmienności wartości bieżącej netto ( $NPV$ ) w sześciu wariantach autonomicznego systemu energetycznego (A1–A6), uwzględniając wartości skrajne ( $min$  i  $max$ ) oraz udział przypadków zakończonych wynikiem dodatnim ( $N_{NPV} > 0$ ). Ponadto wskazano odsetek przypadków, w których wartość  $NPV$  przewyższała wynik uzyskany w wariantcie bazowym ( $N_{NPV} > NPV_{base}$ ).

Tab. 14.2. Zakres zmienności wskaźnika  $NPV$  w wariantach A1–A6.

wariant	$min\ NPV$	$max\ NPV$	$N_{NPV} > 0$	$N_{NPV} > NPV_{base}$
	[mln zł]	[mln zł]	[%]	[%]
A1	-22,429	392,396	99,82	54,88
A2	-68,507	506,378	97,69	47,38
A3	-149,270	703,900	90,54	41,47
A4	-193,619	799,033	86,20	40,19
A5	-267,226	925,114	78,76	39,01
A6	-318,124	977,158	72,80	39,00

Analiza otrzymanych wyników badań wykazała, że stopień stabilności finansowej systemu jest silnie uzależniony od przyjętej konfiguracji technicznej, w szczególności od udziału poszczególnych źródeł energii odnawialnej. Wariant A1, oparty na przeważającym udziale elektrowni wodnej ze zbiornikiem retencyjnym, charakteryzował się największym zakresem zmienności wartości  $NPV$  oraz najwyższym udziałem scenariuszy zakończonych wynikiem dodatnim (99,82% wyników). Wraz

z ograniczaniem roli hydroenergetyki na rzecz elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej oraz magazynów bateryjnych (warianty A2–A6), odnotowywano systematyczny wzrost niepewności inwestycyjnej, wyrażający się w szerszym rozrzucie wartości *NPV* oraz spadku odsetka scenariuszy generujących dodatnią wartość bieżącą netto.

W wariancie A6, przy sprzyjających kombinacjach parametrów wejściowych, zostały osiągnięte najwyższe wartości *NPV*, osiągające nawet 977,158 mln zł. Jednocześnie odnotowano najwyższe ryzyko wystąpienia skrajnie niekorzystnych wyników, w których inwestycja została uznana za nieopłacalną (21,24% wyników). W najmniej sprzyjającym przypadku wariantu A6 wartość bieżąca netto osiągnęła wartość *NPV* równą –318,124 mln zł. Z kolei, dodatnia wartość *NPV* została uzyskana w 78,76% przypadków, co wskazuje, że autonomiczne systemy energetyczne, oparte na źródłach fotowoltaicznych i wiatrowych oraz wspomagane technologiami wodorowymi, także mogą cechować się wysoką opłacalnością finansową.

Porównanie otrzymanych wartości współczynnika *NPV* z wartością tego wskaźnika w wariancie bazowym  $NPV_{base}$  potwierdziło, że wyższy udział elektrowni wodnej w strukturze systemu autonomicznego sprzyjał większej przewidywalności wyników finansowych. Wariant A1 cechował się najwyższym odsetkiem przypadków, w których ustalone wartości *NPV* przekraczały rezultat uzyskany w scenariuszu bazowym (54,88%), co świadczyło o wyższej stabilności finansowej rozwiązania. Wraz ze zwiększaniem udziału technologii opartych na źródłach o zmiennej charakterystyce produkcji (PV i WT), wskaźnik ten ulegał obniżeniu, osiągając w wariancie A6 wartość 39,00%. Oznaczało to, że systemy oparte na mniej przewidywalnych źródłach energii charakteryzowały się niższym prawdopodobieństwem uzyskania wyników finansowych korzystniejszych od scenariusza bazowego, co podkreśla konieczność wdrażania strategii ograniczających ryzyko operacyjne i inwestycyjne. W tym kontekście szczególne znaczenie zyskiwał wodór, który pełnił rolę uniwersalnego nośnika energii, umożliwiającego zagospodarowanie nadwyżek produkcyjnych oraz zapewnienie stabilności pracy systemu. Jego właściwe wykorzystanie, zintegrowane z odpowiednio dobraną konfiguracją technologii, poprawiało bilans finansowy inwestycji, neutralizowało skutki sezonowej zmienności produkcji z OZE oraz kompensowało ograniczenia innych form magazynowania energii.

Dążąc do kompleksowego zrozumienia wpływu poszczególnych zmiennych wejściowych na końcową wartość wskaźnika *NPV*, wykorzystano sztuczne sieci neuronowe w środowisku *Statistica*. Zbiory danych w zakresie wartości współczynnika

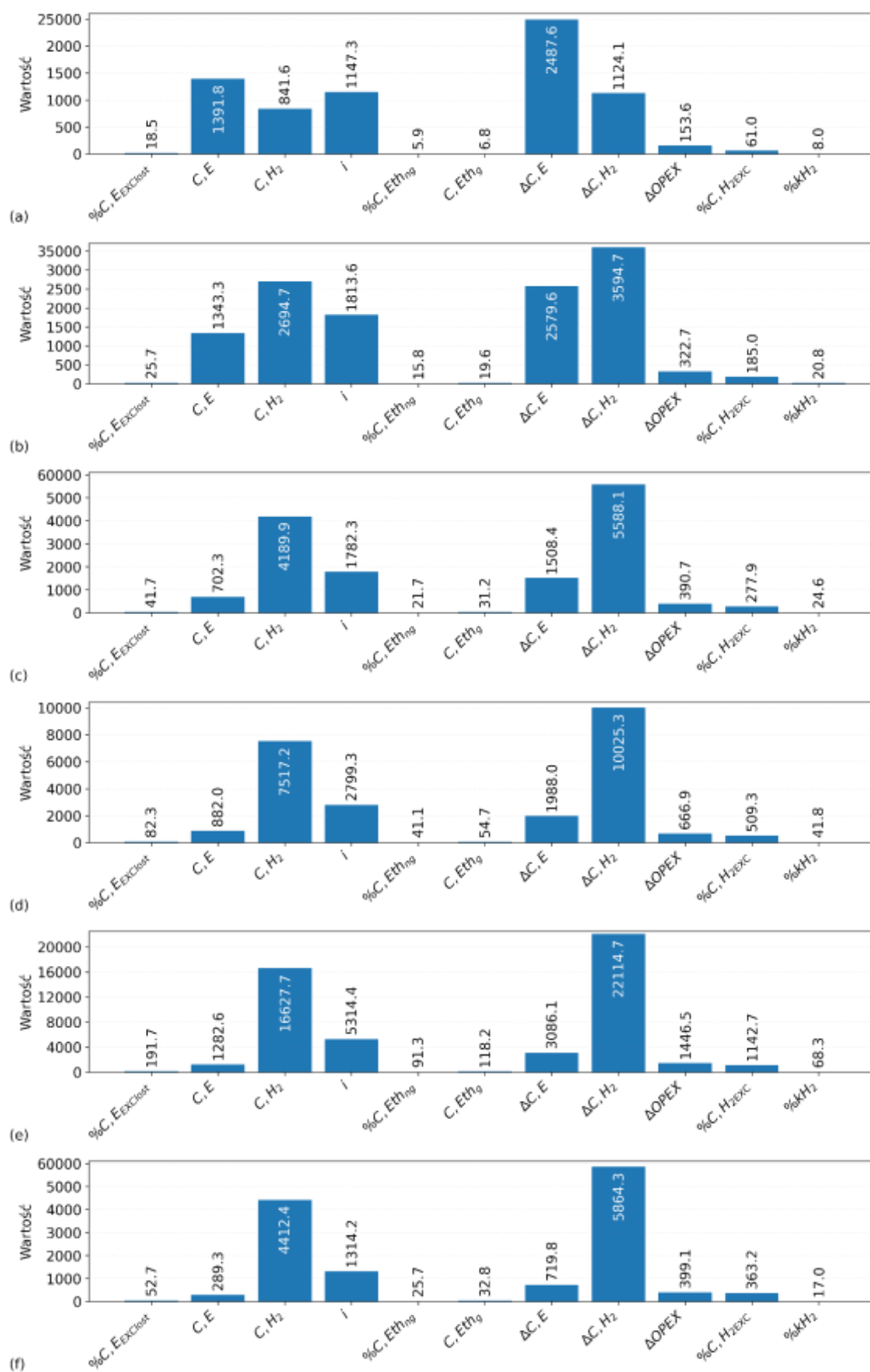
*NPV* dla każdego z sześciu wariantów podzielono w sposób losowy na trzy zbiory: treningowy (70% danych), walidacyjny (15% danych) i testowy (15% danych) (Odufuwa i in., 2024). Modele wytrenowane na podstawie danych uzyskanych z przeprowadzonej analizy wariantowej pozwoliły na identyfikację wzorców zależności oraz przeprowadzenie globalnej analizy wrażliwości, służącej ocenie względnego wpływu poszczególnych parametrów wejściowych na wartość wskaźnika *NPV*.

Do oceny opracowanych modeli wykorzystano wskaźniki determinacji  $R^2$  oraz funkcję kosztów *Error*, których wartości oprogramowanie *Statistica* oblicza zgodnie z równaniami (5.81) i (5.83) i przedstawiono je w tabeli 14.3. Wskaźniki te wyznaczono osobno dla zbiorów treningowego, walidacyjnego oraz testowego, co umożliwiło ocenę zarówno jakości dopasowania modeli do danych, jak i ich zdolności do generalizacji. Wysokie wartości  $R^2$  przy jednocześnie niskich wartościach *Error* świadczyły o skuteczności predykcyjnej modeli. Zbliżone wartości obu wskaźników we wszystkich trzech zbiorach sugerowały prawidłowe dopasowanie oraz brak przeuczenia, co potwierdziło zdolność modeli do trafnego prognozowania wartości *NPV* dla nowych konfiguracji parametrów wejściowych.

Tab. 14.3. Wyniki oceny opracowanych modeli sztucznych sieci neuronowych w wariantach A1–A6.

wariant	A1	A2	A3	A4	A5	A6
nazwa sieci	MLP 11-9-1	MLP 11-8-1	MLP 11-14-1	MLP 11-13-1	MLP 11-13-1	MLP 11-11-1
$R^2$ (uczenie)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$R^2$ (testowanie)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$R^2$ (walidacja)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
<i>Error</i> (uczenie)	0,250	0,262	0,526	0,431	0,308	0,396
<i>Error</i> (testowanie)	0,250	0,263	0,532	0,432	0,313	0,410
<i>Error</i> (walidacja)	0,250	0,263	0,531	0,434	0,313	0,407
algorytm uczenia	BFGS 530	BFGS 639	BFGS 316	BFGS 453	BFGS 436	BFGS 456
funkcja błędu	SOS	SOS	SOS	SOS	SOS	SOS
aktywacja (ukryte)	logistyczna	logistyczna	logistyczna	logistyczna	logistyczna	logistyczna
aktywacja (wyjściowe)	liniowa	liniowa	liniowa	liniowa	liniowa	liniowa

Wykorzystując modele sztucznych sieci neuronowych, przeprowadzono globalną analizę wrażliwości parametrów wejściowych na wartość *NPV* dla wariantów A1–A6 (rys. 14.3.). Wyniki ujawniły istotne zróżnicowanie wpływu poszczególnych zmiennych w zależności od konfiguracji systemu. Największe różnice odnotowano w odniesieniu do ceny wodoru ( $C, H_2$ ) oraz jej rocznej dynamiki ( $\Delta C, H_2$ ), a także wrażliwości systemu na wysokość ceny energii elektrycznej ( $C, E$ ), tempo jej zmian ( $\Delta C, E$ ) oraz rzeczywistą stopę dyskontową ( $i$ ).



Rys. 14.3. Wyniki globalnej analizy wrażliwości: a) wariant A1, b) wariant A2, c) wariant A3, d) wariant A4, e) wariant A5, f) wariant A6. Oznaczenia jak na rysunku 14.1.

W wariancie A1, w którym dominującym źródłem energii była elektrownia wodna, największy wpływ na wartość parametru  $NPV$  miała roczna zmienność cen energii elektrycznej ( $\Delta C, E$ ). Wysoka wrażliwość systemu na ten parametr wskazywała, że długoterminowe wahania kosztów energii mają kluczowe znaczenie dla rentowności inwestycji. Drugim istotnym czynnikiem była nominalna cena energii elektrycznej ( $C, E$ ), co podkreślało znaczenie kosztów sprzedaży energii w strukturze finansowej systemu. Wpływ stopy dyskontowej ( $i$ ) był zauważalny, lecz mniejszy niż w przypadku energii elektrycznej. Cena wodoru ( $C, H_2$ ) oraz tempo jej zmienności ( $\Delta C, H_2$ ) miały najmniejszy wpływ spośród kluczowych czynników, co wskazywało, że w tym wariancie wodor odgrywał rolę pomocniczą.

W przypadku wariantu A2, gdzie pojemność zbiornika wodnego wynosiła 75% wartości jego odpowiednika w wariancie A1, system nadal korzystał w dużym stopniu z hydroenergetyki, jednak znaczenie wodoru wzrastało.  $C, H_2$  oraz jej zmienność ( $\Delta C, H_2$ ) stawały się czynnikami dominującymi, potwierdzając wyższą zależność systemu od magazynowania i sprzedaży wodoru. Wpływ stopy dyskontowej ( $i$ ) przewyższał znaczenie  $C, E$ , jednak  $\Delta C, E$  wciąż odgrywała istotniejszą rolę niż  $i$ , co oznaczało, że wahania cen energii elektrycznej nadal miały kluczowe znaczenie dla stabilności finansowej systemu. Hydroenergetyka niezmiennie odgrywała kluczową rolę w stabilizacji pracy systemu, jednak rosnące znaczenie wodoru prowadziło do przesunięcia głównych determinant opłacalności inwestycji w stronę technologii wodorowych.

W wariantach A3–A6, w których udział hydroenergetyki stopniowo malał, a system stawał się coraz bardziej zależny od PV i WT, zaobserwowano istotną zmianę struktury kluczowych czynników wpływających na  $NPV$ . Ceny wodoru ( $C, H_2$ ) oraz ich roczna zmienność ( $\Delta C, H_2$ ) stawały się dominującymi determinantami rentowności, przewyższając wpływ pozostałych parametrów finansowych. Należy też zauważyć, że od wariantu A3 wpływ stopy dyskontowej ( $i$ ) przewyższał wpływ parametrów dotyczących ceny energii elektrycznej ( $C, E, \Delta C, E$ ), co wskazywało na coraz to większy wpływ warunków finansowania na opłacalność inwestycji.

We wszystkich analizowanych wariantach (od A1 do A6) zmienność kosztów operacyjnych ( $\Delta OPEX$ ) oraz udział procentowy ceny nadwyżki wodoru ( $\%C, H_{2EXC}$ ), miały marginalny wpływ na wartość bieżącą netto ( $NPV$ ). Podobnie zmienne związane z cenami ciepła,  $C, Et_g$ , jak i  $\%C, Eth_{ng}$ , wykazały niewielkie znaczenie decyzyjne. Również procentowa zmienność cen niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej

( $\%C, E_{EXClost}$ ) oraz procent ceny niedoboru wodoru ( $\%kH_2$ ) cechowały się niskim poziomem istotności. Taki wynik wynikał zapewne z faktu, że ilość niewykorzystanej energii elektrycznej, nadwyżek wodoru (sprzedawanego lub niedostarczonego) oraz sprzedawanego ciepła odpadowego była niewielka w porównaniu do wolumenu energii elektrycznej i wodoru sprzedawanych w ramach kontraktów na potrzeby bazowego zapotrzebowania. W związku z tym, nawet istotne zmiany cen jednostkowych tych nadwyżek nie przekładały się na znaczące różnice w wartości bieżącej netto (*NPV*). W konsekwencji, bieżące koszty eksploatacyjne oraz mechanizmy handlu nadwyżkami energii i wodoru nie stanowiły głównych determinant rentowności systemu. Można przypuszczać, że w przypadku systemów o większych nadwyżkach lub niedoborach, czynniki te miałyby większe znaczenie w ocenie opłacalności inwestycji.

Wyniki przeprowadzonej globalnej analizy wrażliwości wykazały, że stabilność finansowa systemów autonomicznych w znacznym stopniu zależała od struktury miksu energetycznego oraz przyjętych założeń finansowych. Konfiguracje z dominującym udziałem hydroenergetyki charakteryzowały się większą przewidywalnością i niższą podatnością na zmienność parametrów wejściowych. Wraz ze wzrostem udziału elektrowni fotowoltaicznej i wiatrowej rosło znaczenie wodoru jako strategicznego nośnika energii. Jego cena oraz roczna zmienność okazywały się czynnikami o największym wpływie na wynik finansowy inwestycji, co podkreśliło konieczność ich precyzyjnego uwzględnienia na etapie projektowania systemu.



## 15. Podsumowanie i wnioski końcowe

Badania przeprowadzone w ramach niniejszej rozprawy potwierdziły, że możliwe jest wdrożenie systemu energetycznego opartego wyłącznie na OZE, który dzięki zastosowaniu technologii wodorowych zapewnia autonomię energetyczną, opłacalność finansową w długim horyzoncie czasowym oraz eliminację emisji gazów cieplarnianych i innych substancji powstających w procesach przetwarzania energii. Opracowany autorski model obliczeniowy oraz dedykowany algorytm optymalizacyjny umożliwiły przeprowadzenie szczegółowych analiz wariantowych z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych, finansowych i środowiskowych. Uzyskane wyniki potwierdziły trafność przyjętej koncepcji oraz obranych założeń metodologicznych, a także jednoznacznie wskazały na realizację głównego celu rozprawy. Zgromadzony materiał badawczy stanowi podstawę do sformułowania praktycznych rekomendacji projektowych oraz dalszych prac nad wdrażaniem nowoczesnych systemów energetycznych opartych na odnawialnych źródłach energii.

W odniesieniu do podjętej problematyki, na podstawie kompleksowych badań symulacyjnych oraz wieloaspektowych analiz, uzyskano wyniki o istotnym znaczeniu poznawczym i aplikacyjnym, uzupełniając lukę badawczą w tym obszarze. Na ich podstawie sformułowano wnioski końcowe, które jednoznacznie potwierdzają trafność postawionych w rozprawie tez szczegółowych.

1. Zastosowanie technologii wodorowych stanowi uzasadnione rozwiązanie w zagospodarowaniu nadwyżek energii generowanej w autonomicznych systemach energetycznych. Umożliwia ono ograniczenie strat wytwórczych, zwiększenie wykorzystania lokalnych zasobów odnawialnych oraz poprawę opłacalności finansowej inwestycji.
2. Wykorzystanie ogniwi paliwowych zapewnia konwersję zmagazynowanego wodoru na energię elektryczną w krytycznych momentach niedoboru mocy, eliminując konieczność pozyskiwania energii z zewnętrznych źródeł oraz zwiększając niezależność operacyjną systemu.
3. Większa objętość zbiornika wodnego w autonomicznych systemach energetycznych sprzyja redukcji nadmiarowej mocy wytwórczych i pojemności magazynów energii oraz obniżeniu wolumenu produkcji wodoru niezbędnego do utrzymania efektywności technicznej i finansowej całego przedsięwzięcia.

W odniesieniu do szczegółowych analiz technicznych, przeprowadzonych w ramach studium przypadku dotyczącego funkcjonowania autonomicznego systemu energetycznego zasilanego odnawialnymi źródłami energii, sformułowano następujące wnioski końcowe:

1. Zastosowanie autorskiego modelu obliczeniowego umożliwia precyzyjne wyznaczenie konfiguracji systemu, która zapewnia zadany stopień niezależności energetycznej oraz jest optymalna pod względem relacji pomiędzy zyskami a nakładami inwestycyjnymi i kosztami operacyjnymi.
2. Zwiększenie pojemności zbiornika wodnego prowadzi do ograniczenia produkowanego wolumenu nadwyżek energii, umożliwiając lepsze dopasowanie produkcji do zapotrzebowania w czasie.
3. Pojemność zbiornika wodnego jest odwrotnie proporcjonalna do dziennego wolumenu sprzedaży wodoru.
4. Przy zastosowaniu technologii wodorowych zmiana pojemności zbiornika wodnego nie wpływa istotnie na udział niewykorzystanych nadwyżek energii w całkowitej produkcji z OZE.
5. Modyfikacje w strukturze technicznej systemu nie prowadzą do znaczących przesunięć w okresach największych deficytów energii elektrycznej z bezpośredniej produkcji OZE.

Na podstawie analizy efektywności finansowej, przeprowadzonej dla przypadku studyjnego z wykorzystaniem wyników opracowanego modelu, sformułowano następujące wnioski:

1. Zastosowanie technologii wodorowych w autonomicznych systemach energetycznych przyspiesza osiągnięcie progu opłacalności inwestycji.
2. Osiągnięcie pełnej niezależności energetycznej bez wykorzystania technologii wodorowych jest możliwe, lecz w większości przypadków nie znajduje uzasadnienia finansowego.
3. Obecność technologii wodorowych w systemie energetycznym stwarza możliwość dywersyfikacji przychodów dzięki sprzedaży wodoru i ciepła odpadowego.
4. Uwzględnienie ogniwa paliwowego, pomimo niskiego współczynnika wykorzystania mocy oraz wysokiego jednostkowego kosztu wytwarzania energii okazuje się rozwiązaniem bardziej opłacalnym niż rozbudowa magazynów bateryjnych i/lub zwiększanie mocy ze źródeł OZE.

5. Rentowność systemu jest kształtowana przede wszystkim przez cenę energii elektrycznej, cenę wodoru oraz dynamikę ich zmian w czasie. Ograniczenie pojemności zbiornika wodnego zwiększa rolę czynników wpływających na efektywność funkcjonowania technologii wodorowych.
6. Wahania cen ciepła, cen nadwyżek energii elektrycznej i wodoru, a także zmienność kosztów operacyjnych nie wpływają znacząco na wartość bieżącą netto systemu.

W wyniku analizy środowiskowej wykonanej dla przypadku studyjnego sformułowano następujące wnioski:

1. Autonomiczne systemy energetyczne zasilane OZE, wspierane technologiami wodorowymi, umożliwiają eliminację śladu węglowego w lokalnej produkcji energii elektrycznej nawet w warunkach krytycznego deficytu mocy.
2. Sprzedaż wodoru oraz ciepła odpadowego z procesu elektrolizy przyczynia się do mierzalnej redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń w transporcie publicznym i sektorze ciepłowniczym.

Wyniki niniejszej rozprawy stanowią oryginalny wkład w rozwój wiedzy i wpisują się w aktualne kierunki kształtowania nowoczesnych systemów energetycznych, ukierunkowanych na zapewnienie stabilnego oraz długofalowego zaspokojenia zapotrzebowania odbiorców na energię w sposób technicznie racjonalny, ekonomicznie uzasadniony i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Stanowią one solidną podstawę do dalszych badań w obszarze integracji sektorowej, automatyzacji zarządzania energią oraz optymalizacji kosztów eksploatacji autonomicznych systemów energetycznych. Przedstawione podejście może stanowić punkt wyjścia dla przyszłych wdrożeń, w których elastyczność, niezależność oraz wysoka efektywność będą kluczowymi parametrami nowoczesnej infrastruktury energetycznej.



## 16. Proponowane kierunki dalszych badań

Wyniki badań przedstawione w niniejszej rozprawie otwierają szerokie perspektywy dla kontynuacji analiz w obszarze projektowania, optymalizacji oraz implementacji autonomicznych systemów energetycznych, opartych na odnawialnych źródłach energii i technologiach wodorowych. W kontekście uzyskanych rezultatów zasadne i naukowo uzasadnione wydaje się ukierunkowanie kolejnych etapów badań na następujące obszary analityczno-projektowe:

1. Opracowanie zaawansowanych metod prognozowania i sterowania w czasie rzeczywistym, łączących modele statystyczne, techniki sztucznej inteligencji oraz dane meteorologiczne, co pozwoliłoby zwiększyć dokładność planowania bilansu energetycznego, zoptymalizować działanie magazynów energii oraz ograniczyć straty wynikające z nieprzewidywalnej generacji OZE.
2. Przeprowadzenie analiz w różnych skalach przestrzennych, obejmujących zarówno mikroinstalacje przeznaczone dla budynków mieszkalnych, obiektów użyteczności publicznej oraz infrastruktury krytycznej, jak i systemy o zasięgu lokalnym lub regionalnym, zorganizowane w formie wspólnot energetycznych, co umożliwiłoby określenie granic opłacalności oraz identyfikację konfiguracji optymalnych w kontekście lokalnych uwarunkowań technicznych, takich jak dostępność infrastruktury, profil zapotrzebowania i specyfika geograficzna.
3. Wykonanie szeregu badań symulacyjnych przy założeniu odmiennych poziomów niezależności energetycznej, co umożliwiłoby wskazanie optymalnych rozwiązań technicznych i finansowych, dostosowanych do lokalnych uwarunkowań oraz preferencji inwestora.
4. Uwzględnienie w strukturze systemu komplementarnych źródeł odnawialnych oraz alternatywnych nośników energii, co sprzyjałoby zwiększeniu stabilności pracy układu oraz ograniczeniu wpływu zmienności warunków pogodowych na jego bilans energetyczny.
5. Ujęcie w ramach przedstawionej tematyki badawczej społecznych aspektów wdrażania systemów OZE, ze szczególnym naciskiem na akceptację technologii, percepcję wpływu na otoczenie oraz czynniki sprzyjające partycypacji społecznej, co sprzyjałoby dostosowaniu procesów decyzyjnych i komunikacyjnych do rzeczywistych oczekiwań społecznych.

6. Uwzględnienie zagadnień bezpieczeństwa narodowego w kontekście rozwoju autonomicznych systemów OZE, ze szczególnym uwzględnieniem ograniczenia zależności od importu energii, wzmocnienia odporności infrastruktury krytycznej i społeczności na zakłócenia energetyczne oraz budowania strategicznej stabilności państwa w obliczu wyzwań geopolitycznych i gospodarczych, co pozwoliłoby skuteczniej powiązać transformację energetyczną z celami polityki bezpieczeństwa państwa.

## 17. Bibliografia

- Abdoulaye M.A.A., Waita S., Wekesa C.W., Mwabora J.M.: Optimal sizing of an off-grid and grid-connected hybrid photovoltaic-wind system with battery and fuel cell storage system: A techno-economic, environmental, and social assessment. *Applied Energy*. 365:123201, 2024.
- Adetokun B.B., Oghorada O.O., Abubakar S.J.: Superconducting magnetic energy storage systems: Prospects and challenges for renewable energy applications. *Journal of Energy Storage*. 55:105663, 2022.
- Adewuyi O.B., Aki H.: Optimal planning for high renewable energy integration considering demand response, uncertainties, and operational performance flexibility. *Energy*. 313:134021, 2024.
- Afzal S., Ziapour B.M., Shokri A., Shakibi H., Sobhani B.: Building energy consumption prediction using multilayer perceptron neural network-assisted models; comparison of different optimization algorithms. *Energy*. 282:128446, 2023.
- Agyenim F.B., Dzamboe P.D., Mohammed M., Bawakyillenuo S., Okrofu R., Decker E., Agyemang V.K., Nyarko E.H.: Powering communities using hybrid solar–biogas in Ghana, a feasibility study. *Environmental Technology & Innovation*. 19:100837, 2020.
- Al Saadi K., Ghosh A.: Investigating the integration of floating photovoltaics (FPV) technology with hydrogen (H<sub>2</sub>) energy for electricity production for domestic application in Oman. *International Journal of Hydrogen Energy*. 80:1151–1163, 2024.
- Alhamami A.H., Abba S.I., Musa B., Dodo Y.A., Salami B.A., Dodo U.A., Alyami S.H.: Off-grid multi-region energy system design based on energy load demand estimation using hybrid nature-inspired optimization algorithms. *Energy Conversion and Management*. 315:118766, 2024.
- Ali A.B.M., Nemah A.K., Al Bahadli Y.A., Kianfar E.: Principles and performance and types, advantages and disadvantages of fuel cells: A review. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*. 10:100920, 2024.
- Al-Jawad J.Y., Tanyimboh T.T.: Reservoir operation using a robust evolutionary optimization algorithm. *Journal of Environmental Management*. 197:275-286, 2017.

Allouhi A.: A hybrid PV/wind/battery energy system to assist a run-of-river micro-hydropower for clean electrification and fuelling hydrogen mobility for young population in a rural Moroccan site. *Journal of Cleaner Production*. 442:140852, 2024.

Allwyn R.G., Al-Hinai A., Margaret V.: A comprehensive review on energy management strategy of microgrids. *Energy Reports*. 9:5565–5591, 2023.

Alonso M., Costa D., Messagie M., Coosemans T.: Techno-economic assessment on hybrid energy storage systems comprising hydrogen and batteries: A case study in Belgium. *International Journal of Hydrogen Energy*. 52:1124–1135, 2024.

Al-Sawalha M.M., Yasmin H., Muhammad S., Khan Y., Shah R.: Optimal power management of a stand-alone hybrid energy management system: Hydro-photovoltaic-fuel cell. *Ain Shams Engineering Journal*. 15(12):103089, 2024.

Assunção R., Ajeeb W., Eckl F., Melo Gomes D., Costa Neto R.: Decentralized hydrogen-oxygen co-production via electrolysis for large hospitals with integrated hydrogen refueling station. *International Journal of Hydrogen Energy*. 103:87–98, 2025.

Ayadi O., Shadid R., Bani-Abdullah A., Alrbai M., Abu-Mualla M., Balah N.: Experimental comparison between Monocrystalline, Polycrystalline, and Thin-film solar systems under sunny climatic conditions. *Energy Reports*. 8:218–230, 2022.

Azadnia A.H., McDaid C., Mahmoudzadeh Andwari A., Hosseini S.E.: Green hydrogen supply chain risk analysis: A European hard-to-abate sectors perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 182:113371, 2023.

Babinec S., Baring-Gould I., Bender A.N., Blair N., Li X., Muehleisen R.T., Olis D., Ovatt S.: Techno-economic analysis of renewable energy generation at the South Pole. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 193:114274, 2024.

Bahramara S., Parsa Moghaddam M., Haghifam M.R.: Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 62:609–620, 2016.

Balta M.Ö., Balta M.T.: Development of a sustainable hydrogen city concept and initial hydrogen city projects. *Energy Policy*. 166:113015, 2022.

Baptista M.L., Henriques E.M.P., Goebel K.: A self-organizing map and a normalizing multi-layer perceptron approach to baselining in prognostics under dynamic regimes. *Neurocomputing*. 456:268–287, 2021.

- Barckholtz T.A., Taylor K.M., Narayanan S., Jolly S., Ghezal-Ayagh H.: Molten carbonate fuel cells for simultaneous CO<sub>2</sub> capture, power generation, and H<sub>2</sub> generation. *Applied Energy*. 313:118553, 2022.
- Basnet S., Deschinkel K., Le Moyne L., Péra M.C.: A review on recent standalone and grid integrated hybrid renewable energy systems: System optimization and energy management strategies. *Renewable Energy Focus*. 46:103–125, 2023.
- Bekele E.A., Sgaramella A., Ciancio A., Lo Basso G., de Santoli L., Pastore L.M.: Power-to-gas and power-to-liquid systems in emerging hydrogen valleys: techno-economic assessment of alternative fuels. *Energy Storage and Saving*. 4(2):148–156, 2025.
- Bello I.T., Jolaoso L.A., Ahmed R.A., Bello A.: Electrochemical energy conversion and Storage Systems: A perspective on the challenges and opportunities for sustainable energy in Africa. *Energy Reviews*. 4(1):100109, 2025.
- Bernath C., Deac G., Sensfuß F.: Impact of sector coupling on the market value of renewable energies – A model-based scenario analysis. *Applied Energy*. 281:115985, 2021.
- Błaszczyk A., Matuszak-Flejszman A., Nawrocki K.: Determinants of the development of photovoltaics in Poland. *Renewable Energy*. 233:121161, 2024.
- Blay-Roger R., Bach W., Bobadilla L.F., Ramirez Reina T., Odriozola J.A., Amils R., Blay V.: Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals, promise, and enigmas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 189:113888, 2024.
- Bragatto T., Carere F., Cresta M., Gatta F.M., Geri A., Lanza V., Maccioni M., Paulucci M.: Location and sizing of hydrogen based systems in distribution network for renewable energy integration. *Electric Power Systems Research*. 205:107741, 2022.
- Bram M.V., Liniger J., Majidabad S.S., Shabani H.R., Teles M.P.R., Cui X.: Challenges in Power-to-X: A perspective of the configuration and control process for E-methanol production. *International Journal of Hydrogen Energy*. 76:315–325, 2024.
- Branche E.: The Multipurpose Water Uses of Hydropower Reservoir: The SHARE Concept. *Comptes Rendus Physique*. 18(7–8):469–478, 2017.
- Brester C., Kallio-Myers V., Lindfors A.V., Kolehmainen M., Niska H.: Evaluating neural network models in site-specific solar PV forecasting using numerical weather prediction data and weather observations. *Renewable Energy*. 207:266–274, 2023.

Bukar A.L., Chaitusaney S., Kawabe K.: Optimal design of on-site PV-based battery grid-tied green hydrogen production system. *Energy Conversion and Management*. 307:118378, 2024.

Canales F.A., Beluco A., Mendes C.A.B.: A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? *Journal of Energy Storage*. 4:96–105, 2015.

Canales F.A., Beluco A., Mendes C.A.B.: Modelling a hydropower plant with reservoir with the micropower optimisation model (HOMER). *International Journal of Sustainable Energy*. 34(9):654–667, 2015.

Canizes B., Silveira V., Vale Z.: Demand response and dispatchable generation as ancillary services to support the low voltage distribution network operation. *Energy Reports*. 8:7–15, 2022.

Chade D., Miklis T., Dvorak D.: Feasibility study of wind-to-hydrogen system for Arctic remote locations – Grimsey island case study. *Renewable Energy*. 76:204–211, 2015.

Chen K., Song M.X., Zhang X., Wang S.F.: Wind turbine layout optimization with multiple hub height wind turbines using greedy algorithm. *Renewable Energy*. 96(A):676-686, 2016.

Chen X.M., Li Y., Zhao Z.G., Ma T., Wang R.Z.: General method to obtain recommended tilt and azimuth angles for photovoltaic systems worldwide. *Solar Energy*. 172:46-57, 2018.

Chen Y., Liu J., Feng L.: Transient analysis of a green hydrogen production and storage system using alkaline electrolyzer. *Fuel*. 324:124752, 2022.

Chen Y.-S., Huang C., Liu P.-Y., Yen H.-W., Niu R., Burr P., Moore K.L., Martínez-Pañeda E., Atrens A., Cairney J.M.: Hydrogen trapping and embrittlement in metals – A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 136:789–821, 2025.

Cheng H., Xia Y., Wei W., Yongzhi Z., Zhao B., Zhang L.: Safety and efficiency problems of hydrogen production from alkaline water electrolyzers driven by renewable energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy*. 54:700–712, 2024.

Cheng Q., Zhang R., Shi Z., Lin J.: Review of common hydrogen storage tanks and current manufacturing methods for aluminium alloy tank liners. *International Journal of Lightweight Materials and Manufacture*. 7(2):269–284, 2024.

- Chmielniak T., Chmielniak T.: *Energetyka wodorowa*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2020.
- Chmielniak T.: *Technologie energetyczne*. Wydanie 1, PWN, Warszawa 2021.
- Chuang Y.-S., Cheng C.-C., Cheng H.-P.: The current development of the energy storage industry in Taiwan: A snapshot. *Journal of Energy Storage*. 53:105117, 2022.
- Chwieduk D.A.: Recommendation on modelling of solar energy incident on a building envelope. *Renewable Energy*. 34(3):736-741, 2009.
- Danehkar S., Yousefi H.: A comprehensive overview on water-based energy storage systems for solar applications. *Energy Reports*. 8:8777–8797, 2022.
- de Jong P., Sánchez A.S., Esquerre K., Kalid R.A., Torres E.A.: Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 23:526–535, 2013.
- De Mel I.A., Demis P., Dorneanu B., Klymenko O.V., Mechleri E.D., Arellano-Garcia H.: Global sensitivity analysis for design and operation of distributed energy systems: A two-stage approach. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 56:103064, 2023.
- De Silva T., Jorgenson J., Macknick J., Keohan N., Miara A., Jager H., Pracheil B.: Hydropower operation in future power grid with various renewable power integration. *Renewable Energy Focus*. 43:329–339, 2022.
- Debnath K.B., Jenkins D.P., Patidar S., Peacock A.D.: Remote work might unlock solar PV's potential of cracking the 'Duck Curve'. *Applied Energy*. 367:123378, 2024.
- Deng X., Lv T., Xu J., Hou X., Liu F.: Assessing the integration effect of inter-regional transmission on variable power generation under renewable energy consumption policy in China. *Energy Policy*. 170:113219, 2022.
- Deshmukh M.K., Singh A.B.: Modeling of energy performance of stand-alone SPV system using HOMER Pro. *Energy Procedia*. 156:90–94, 2019.
- Dezhdar A., Assareh E., Agarwal N., Bedakhanian A., Keykhah S., Yeganeh Fard G., Zadsar N., Aghajari M., Lee M.: Transient optimization of a new solar-wind multi-generation system for hydrogen production, desalination, clean electricity, heating, cooling, and energy storage using TRNSYS. *Renewable Energy*. 208:512–537, 2023.
- Dimanchev E.G., Hodge J.L., Parsons J.E.: The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy. *Energy Policy*. 155:112369, 2021.

Dudek M., Adamczyk B., Sitarz M., Śliwa M., Lach R., Skrzypkiewicz M., Raźniak A., Ziąbka M., Zuwała J., Grzywacz P.: The usefulness of walnut shells as waste biomass fuels in direct carbon solid oxide fuel cells. *Biomass and Bioenergy*. 119:144-154, 2018.

Dudek M.: On the utilization of coal samples in direct carbon solid oxide fuel cell technology. *Solid State Ionics*. 271:121-127, 2015.

Duffie J.A., Beckman W.A.: *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4th ed., John Wiley & Sons, Hoboken 2013.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 roku zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Document 32023L2413).

Egeland-Eriksen T., Hajizadeh A., Sartori S.: Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*. 46(63):31963–31983, 2021.

Eladl A.A., El-Afifi M.I., El-Saadawi M.M., Sedhom B.E.: A review on energy hubs: Models, methods, classification, applications, and future trends. *Alexandria Engineering Journal*. 68:315–342, 2023.

Elalfy D.A., Gouda E., Kotb M.F., Bureš V., Sedhom B.E.: Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*. 54:101482, 2024.

Elektrociepłownia Gorlice Sp. z o.o.: Informacje środowiskowe dla odbiorców energii w 2023 roku, <http://www.ec.gorlice.pl>, dostęp 26.06.2024.

El-Emam R.S., Ezzat M.F., Khalid F.: Assessment of hydrogen as a potential energy storage for urban areas' PV-assisted energy systems – Case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 47(62):26209–26222, 2022.

Elomari Y., Mateu C., Marín-Genescà M., Boer D.: A data-driven framework for designing a renewable energy community based on the integration of machine learning model with life cycle assessment and life cycle cost parameters. *Applied Energy*. 358:122619, 2024.

El-Shafie M.: Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering*. 20:101426, 2023.

- Emam A.S., Hamdan M.O., Abu-Nabah B.A., Elnajjar E.: A review on recent trends, challenges, and innovations in alkaline water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*. 64:599–625, 2024.
- Ember: *Global Electricity Review 2024: World passes 30% renewable electricity milestone*. Ember, Londyn 2024.
- Emrani A., Berrada A.: A comprehensive review on techno-economic assessment of hybrid energy storage systems integrated with renewable energy. *Journal of Energy Storage*. 84:111010, 2024.
- Enasel E., Dumitrascu G.: Storage solutions for renewable energy: A review. *Energy Nexus*. 17:100391, 2025.
- Enasel E., Dumitrascu G.: Storage solutions for renewable energy: A review. *Energy Nexus*. 17:100391, 2025.
- Energy Institute: *Statistical Review of World Energy*. Energy Institute, Londyn 2024.
- Engerer N.A.: Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Solar Energy*. 116:215-237, 2015.
- Erbs D.G., Klein S.A., Duffie J.A.: Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*. 28(4):293–302, 1982.
- Espinoza O., Tiwary A.: Assessment of autonomous renewable energy system operability under extreme events and disasters. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 44:100995, 2021.
- Estrada Poggio A., Balest J., Zubaryeva A., Sparber W.: Monitored data and social perceptions analysis of battery electric and hydrogen fuelled buses in urban and suburban areas. *Journal of Energy Storage*. 72:108411, 2023.
- Eurostat: *Renewable energy statistics*, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics), dostęp: 18.11.2024.
- Eurostat: Roczna inflacja w strefie euro, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/w/2-18092024-ap#wtEtransCancelTranslation>, dostęp: 18.09.2024.
- Evro S., Ajumobi A., Mayon D., Tomomewo O.S.: Navigating battery choices: A comparative study of lithium iron phosphate and nickel manganese cobalt battery technologies. *Future Batteries*. 4:100007, 2024.

Farazmand M., Saadat Z., Sameti M.: Above-ground hydrogen storage: A state-of-the-art review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 90:1173–1205, 2024.

Farhat O., Khaled M., Faraj J., Hachem F., Taher R., Castelain C.: A short recent review on hybrid energy systems: Critical analysis and recommendations. *Energy Reports*. 8:792–802, 2022.

Fasihi M., Breyer C.: Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*. 243:118466, 2020.

Figaj R.: Performance assessment of a renewable micro-scale trigeneration system based on biomass steam cycle, wind turbine, photovoltaic field. *Renewable Energy*. 177:193–208, 2021.

Filipiak I., Mielczarski W.: *Energetyka w okresie transformacji*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023.

François B., Borga M., Creutin J.D., Hingray B., Raynaud D., Sauterleute J.F.: Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. *Renewable Energy*. 86:543–553, 2016.

François B., Borga M., Creutin J.D., Hingray B., Raynaud D., Sauterleute J.F.: Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. *Renewable Energy*. 86:543–553, 2016.

Ganjehkaviri A., Mohd Jaafar M.N., Hosseini S.E., Barzegaravval H.: Genetic algorithm for optimization of energy systems: Solution uniqueness, accuracy, Pareto convergence and dimension reduction. *Energy*. 119:167–177, 2017.

Gaudard L., Avanzi F., De Michele C.: Seasonal aspects of the energy-water nexus: The case of a run-of-the-river hydropower plant. *Applied Energy*. 210:604–612, 2018.

Ghenai C., Salameh T., Merabet A.: Technico-economic analysis of off grid solar PV/fuel cell energy system for residential community in desert region. *International Journal of Hydrogen Energy*. 45(20):11460–11470, 2020.

Główny Urząd Statystyczny (GUS): Baza danych terytorialnych, <https://bdl.stat.gov.pl>, dostęp: 15.04.2024.

Główny Urząd Statystyczny (GUS): *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 r.* Urząd Statystyczny w Rzeszowie – GUS, Warszawa/Rzeszów 2023.

- Golroodbari S.Z.M., Vaartjes D.F., Meit J.B.L., van Hoeken A.P., Eberveld M., Jonker H., van Sark W.G.J.H.M.: Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park. *Solar Energy*. 219:65–74, 2021.
- Gómez J., Chicaiza W.D., Escaño J.M., Bordons C.: A renewable energy optimisation approach with production planning for a real industrial process: An application of genetic algorithms. *Renewable Energy*. 215:118933, 2023.
- Guerra K., Haro P., Gutiérrez R.E., Gómez-Barea A.: Facing the high share of variable renewable energy in the power system: Flexibility and stability requirements. *Applied Energy*. 310:118561, 2022.
- Guo Y., Niu Y.: The capacity optimization and techno-economic analysis of stand-alone hybrid renewable energy systems based on a two-stage nested optimization approach. *Journal of Energy Storage*. 85:111143, 2024.
- Gupta A., Suhag S.: Hybrid structure integrating multiple battery and hydrogen charging stations in an autonomous microgrid for customized energy and voltage control. *Sustainable Materials and Technologies*. 41:e01116, 2024.
- h2.live, <https://h2.live>, dostęp: 21.06.2024.
- Hamada A.T., Orhan M.F., Kannan A.M.: Alkaline fuel cells: Status and prospects. *Energy Reports*. 9:6396–6418, 2023.
- Hancke R., Bujlo P., Holm T., Ulleberg Ø.: High-pressure PEM water electrolyser performance up to 180 bar differential pressure. *Journal of Power Sources*. 601:234271, 2024.
- Hancke R., Holm T., Ulleberg Ø.: The case for high-pressure PEM water electrolysis. *Energy Conversion and Management*. 261:115642, 2022.
- Hasan M.M., Haque R., Jahirul M.I., Rasul M.G., Fattah I.M.R., Hassan N.M.S., Mofijur M.: Advancing energy storage: The future trajectory of lithium-ion battery technologies. *Journal of Energy Storage*. 120:116511, 2025.
- Hasan T., Emami K., Shah R., Hassan N.M.S., Belokoskov V., Ly M.: Techno-economic assessment of a hydrogen-based islanded microgrid in North-east. *Energy Reports*. 9:3380–3396, 2023.

Hase B., Seidel C.: Balancing services by run-of-river-hydropower at low reservoir amplitudes: Potentials, revenues and emission impacts. *Applied Energy*. 294:116988, 2021.

Hassan Q., Algburi S., Sameen A.Z., Salman H.M., Jaszczur M.: A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. *Results in Engineering*. 20:101621, 2023.

HOMER Energy: Homer Pro User Manual, <https://support.ul-renewables.com/homer-manuals-pro/index.html>, dostęp 12.05.2025.

Hossain Lipu M.S., Abd Rahman M.S., Ul Islam Z., Rahman T., Siddikur Rahman M., Meraj S.T., Yusuf Hossain M., Mansor M.: Review of energy storage integration in off-grid and grid-connected hybrid renewable energy systems: Structures, optimizations, challenges and opportunities. *Journal of Energy Storage*. 122:116629, 2025.

Hu S., Yang Z., Li J., Duan Y.: Thermo-economic optimization of the hybrid geothermal-solar power system: A data-driven method based on lifetime off-design operation. *Energy Conversion and Management*. 229:113738, 2021.

Huang K., Luo P., Liu P., Kim J.S., Wang Y., Xu W., Li H., Gong Y.: Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability. *Energy*. 248:123535, 2022.

Hussain S., Sharma S.K., Lal S.: Feasible synergy between hybrid solar PV and wind system for energy supply of a green building in Kota (India): A case study using iHOGA. *Energy Conversion and Management*. 315:118783, 2024.

Icaza-Alvarez D., Jurado F., Tostado-Véliz M., Arevalo P.: Design to include a wind turbine and socio-techno-economic analysis of an isolated airplane-type organic building based on a photovoltaic/hydrokinetic/battery. *Energy Conversion and Management: X*. 14:100202, 2022.

Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., Iwański P., Rzymyszkiewicz P.: *Technologie hydroenergetyczne*. Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2017.

Igliński B., Kielkowska U., Pietrzak M.B., Skrzatek M., Kumar G., Piechota G.: The regional energy transformation in the context of renewable energy sources potential. *Renewable Energy*. 218:119246, 2023.

Ilba M.: *Energetyka słoneczna: Nasłonecznienie i praktyczna efektywność mikroinstalacji fotowoltaicznych na terenie Polski*. 2. wyd., CeDeWu, Wrocław 2023.

Incer-Valverde J., Korayem A., Tsatsaronis G., Morosuk T.: “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*. 291:117294, 2023.

International Energy Agency (IEA): *Electricity Grids and Secure Energy Transitions: Enhancing the Foundations of Resilient, Sustainable and Affordable Power Systems*. Revised version, IEA, Paryż 2023.F

International Energy Agency (IEA): *Global Hydrogen Review 2023*. IEA, Paryż 2023.

International Energy Agency (IEA): *World Energy Balances: Overview – World*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>, dostęp: 18.11.2024.

International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2024*. IEA, Paryż 2024.

International Hydropower Association (IHA): *2024 World Hydropower Outlook*. IHA, Londyn 2024.

International Renewable Energy Agency (IRENA): *Planning for the Renewable Future: Long Term Modelling and Tools to Expand Variable Renewable Power in Emerging Economies*. IRENA, Abu Zabi 2017.

International Renewable Energy Agency (IRENA): *Renewable Energy Cost Analysis – Hydropower*. IRENA, Abu Dhabi 2012.

Ishraque M.F., Shezan S.A., Ali M.M., Rashid M.M.: Optimization of load dispatch strategies for an islanded microgrid connected with renewable energy sources. *Applied Energy*. 292:116879, 2021.

Islam A.K.M.K.: Hydropower coupled with hydrogen production from wastewater: Integration of micro-hydropower plant (MHP) and microbial electrolysis cell (MEC). *International Journal of Hydrogen Energy*. 49:1–14, 2024.

Islam M.A., Ali M.M.N., Mollick T., Islam A., Benitez I.B., Habib S.S., Al Mansur A., Lipu M.S.H., Flah A., Kanan M.: Assessing the feasibility and quality performance of a renewable energy-based hybrid microgrid for electrification of remote communities. *Energy Conversion and Management: X*. 23:100674, 2024.

Iweh C.D., Akupan E.R.: Control and optimization of a hybrid solar PV–Hydro power system for off-grid applications using particle swarm optimization (PSO) and differential evolution (DE). *Energy Reports*. 10:4253–4270, 2023.

Jacobson M.Z.: The cost of grid stability with 100 % clean, renewable energy for all purposes when countries are isolated versus interconnected. *Renewable Energy*. 179:1065–1075, 2021.

Jacobson M.Z.: The cost of grid stability with 100 % clean, renewable energy for all purposes when countries are isolated versus interconnected. *Renewable Energy*. 179:1065–1075, 2021.

Jaramillo D.E., Moreno-Blanco J., Aceves S.M.: Evaluation of cryo-compressed hydrogen for heavy-duty trucks. *International Journal of Hydrogen Energy*. 87:928–938, 2024.

Javed M.S., Jurasz J., Ruggles T.H., Khan I., Ma T.: Designing off-grid renewable energy systems for reliable and resilient operation under stochastic power supply outages. *Energy Conversion and Management*. 294:117605, 2023.

Jeje S.O., Marazani T., Obiko J.O., Shongwe M.B.: Advancing the hydrogen production economy: A comprehensive review of technologies, sustainability, and future prospects. *International Journal of Hydrogen Energy*. 78:642–661, 2024.

Jin L., Rossi M., Monforti Ferrario A., Alberizzi J.C., Renzi M., Comodi G.: Integration of battery and hydrogen energy storage systems with small-scale hydropower plants in off-grid local energy communities. *Energy Conversion and Management*. 286:117019, 2023.

Judge M.A., Khan A., Manzoor A., Khattak H.A.: Overview of smart grid implementation: Frameworks, impact, performance and challenges. *Journal of Energy Storage*. 49:104056, 2022.

Jurasz J., Canales F.A., Kies A., Guezgouz M., Beluco A.: A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*. 195:703–724, 2020.

Jurasz J., Ciapała B.: Integrating photovoltaics into energy systems by using a run-off-river power plant with pondage to smooth energy exchange with the power grid. *Applied Energy*. 198:21–35, 2017.

- Jurasz J., Ciapała B.: Solar–hydro hybrid power station as a way to smooth power output and increase water retention. *Solar Energy*. 173:675–690, 2018.
- Jurasz J., Dąbek P.B., Kaźmierczak B., Kies A., Wdowikowski M.: Large scale complementary solar and wind energy sources coupled with pumped-storage hydroelectricity for Lower Silesia (Poland). *Energy*. 161:183–192, 2018.
- Jurasz J., Kies A., Zajac P.: Synergetic operation of photovoltaic and hydro power stations on a day-ahead energy market. *Energy*. 212:118686, 2020.
- Jurasz J., Tomczyk P., Bochenek B., Kuriqi A., Kasiulis E., Chen D., BoMing: Solar-hydro cable pooling – Utilizing the untapped potential of existing grid infrastructure. *Energy Conversion and Management*. 306:118307, 2024.
- Kakoulaki G., Kougias I., Taylor N., Dolci F., Moya J., Jäger-Waldau A.: Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*. 228:113649, 2021.
- Kałuża T., Hämmerling M., Zawadzki P., Czekala W., Kasperek R., Sojka M., Mokwa M., Ptak M., Szkudlarek A., Czechlowski M., Dach J.: The hydropower sector in Poland: Historical development and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 158:112150, 2022.
- Kapica J., Canales F.A., Jurasz J.: Global atlas of solar and wind resources temporal complementarity. *Energy Conversion and Management*. 246:114692, 2021.
- Karayel K., Javani N., Dincer I.: Hydropower for green hydrogen production in Turkey. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(60):22806–22817, 2023.
- Keiner D., Thoma C., Bogdanov D., Breyer C.: Seasonal hydrogen storage for residential on- and off-grid solar photovoltaics prosumer applications: Revolutionary solution or niche market for the energy transition until 2050? *Applied Energy*. 340:121009, 2023.
- Khalid M.: Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges. *Energy Strategy Reviews*. 51:101299, 2024.
- Khalil M., Dincer I.: Development and assessment of integrated hydrogen and renewable energy systems for a sustainable city. *Sustainable Cities and Society*. 98:104794, 2023.
- Khan T., Waseem M., Tahir M., Liu S., Yu M.: Autonomous hydrogen-based solar-powered energy system for rural electrification in Balochistan, Pakistan: An energy-economic feasibility analysis. *Energy Conversion and Management*. 271:116284, 2022.

Khawaja M.K., Al-Mohamad R., Salameh T., Alkhalidi A.: Strategies to promote nuclear energy utilization in hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. 82:36–46, 2024.

Kheiri F.: A review on optimization methods applied in energy-efficient building geometry and envelope design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 92:897–920, 2018.

Khemariya M., Mittal A., Baredar P., Singh A.: Cost and size optimization of solar photovoltaic and fuel cell based integrated energy system for un-electrified village. *Journal of Energy Storage*. 14:62–70, 2017.

Khosravani A., Safaei E., Reynolds M., Kelly K.E., Powell K.M.: Challenges of reaching high renewable fractions in hybrid renewable energy systems. *Energy Reports*. 9:1000–1017, 2023.

Komisja Europejska (KE): *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*. Publications Office of the European Union, Luksemburg 2015.

Komisja Europejska (KE): Stopy referencyjne i dyskontowe (w %) od dnia 1 sierpnia 1997 roku, [https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/reference-discount-rates-and-recovery-interest-rates/reference-and-discount-rates\\_en?prefLang=pl&etrans=pl](https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/reference-discount-rates-and-recovery-interest-rates/reference-and-discount-rates_en?prefLang=pl&etrans=pl), dostęp: 18.09.2024.

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*. COM(2020) 301 final, Bruksela 8.07.2020.

Konak A., Coit D.W., Smith A.E.: Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial. *Reliability Engineering & System Safety*. 91(9):992-1007, 2006.

Konečná E., Teng S.Y., Máša V.: New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 134:110078, 2020.

Kong D., Wang Y., Li M., Liang J.: Experimental investigation of a novel hybrid drying system powered by a solar photovoltaic/thermal air collector and wind turbine. *Renewable Energy*. 194:705–718, 2022.

Kougias I., Szabó S., Monforti-Ferrario F., Huld T., Bódis K.: A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. *Renewable Energy*. 87 (Part 2):1023–1030, 2016.

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE): *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2023 rok*. KOBiZE, Warszawa 2024.

Kuhnert E., Mayer K., Heidinger M., Rienessel C., Hacker V., Bodner M.: Impact of intermittent operation on photovoltaic-PEM electrolyzer systems: A degradation study based on accelerated stress testing. *International Journal of Hydrogen Energy*. 55:683–695, 2024.

Kumar P., Channi H.K., Kumar R., Prakash C., Bhowmik A., Pandey S., Singh A.K., Ali M.M., Soudagar M.E.M.: Efficient integration of photo voltaic and hydro energy technologies for sustainable power generation in rural areas: A case study. *Materials Science for Energy Technologies*. 7:297–308, 2024.

Kumar R.K., Samuel P.: Designing a hydrogen generation system through PEM water electrolysis with the capability to adjust fast fluctuations in photovoltaic power. *International Journal of Hydrogen Energy*. 82:1–10, 2024.

Lago J., De Ridder F., De Schutter B.: Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms. *Applied Energy*. 221:386–405, 2018.

Lazzari F., Mor G., Cipriano J., Solsona F., Chemisana D., Guericke D.: Optimizing planning and operation of renewable energy communities with genetic algorithms. *Applied Energy*. 338:120906, 2023.

Leiva Vilaplana J.A., Yang G., Ackom E.: From investment to net benefits: A review of guidelines and methodologies for cost–benefit analysis in the electricity sector. *Energy Research & Social Science*. 124:104052, 2025.

Lewandowski W.M.: *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. WNT, Warszawa 2012.

Li Z., Deusen D.: Role of energy storage technologies in enhancing grid stability and reducing fossil fuel dependency. *International Journal of Hydrogen Energy*. 102:1055–1074, 2025.

Liu G.: Development of a general sustainability indicator for renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 31:611–621, 2014.

Liu Y., Xiao B., Zhao J., Fan L., Luo X., Tu Z., Chan S.H.: Performance degradation of a proton exchange membrane fuel cell with dual ejector-based recirculation. *Energy Conversion and Management: X*. 12:100114, 2021.

López Prol J., de Llano Paz F., Calvo-Silvosa A., Pfenninger S., Staffell I.: Wind-solar technological, spatial and temporal complementarities in Europe: A portfolio approach. *Energy*. 2024, 292:130348.

López-Castrillón W., Sepúlveda H.H., Mattar C.: Too many solar panels? Oversizing or undersizing of hybrid renewable energy systems based on different sources of information. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 52:102264, 2022.

Lubecki A., Szczurowski J., Zarębska K.: A comparative environmental Life Cycle Assessment study of hydrogen fuel, electricity and diesel fuel for public buses. *Applied Energy*. 350:121766, 2023.

Maatallah T., El Alimi S., Ben Nassrallah S.: Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city, Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15(8):4053-4066, 2011.

Maggio G., Squadrito G., Nicita A.: Hydrogen and medical oxygen by renewable energy based electrolysis: A green and economically viable route. *Applied Energy*. 306:117993, 2022.

Magni G.U., Battistelli F., Trovalusci F., Groppi D., Astiaso Garcia D.: How national policies influence energy community development across Europe? A review on societal, technical, and economical factors. *Energy Conversion and Management: X*. 23:100624, 2024.

Magoula L., Barmponakis S., Stavrakakis I., Alonistioti N.: A genetic algorithm approach for service function chain placement in 5G and beyond, virtualized edge networks. *Computer Networks*. 195:108157, 2021.

Mahmoud M., Ramadan M., Olabi A.-G., Pullen K., Naher S.: A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management*. 210:112670, 2020.

- Marko I., Rózsa G., Hrudka J., Stanko Š.: Impact of air quality on the quality of surface runoff captured from roads in urban environments. *Proceedings of the 21st SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference*. 3(2):12.16, 2021.
- Marko I., Wittmanová R., Hrudka J., Stanko Š.: The effectiveness of SuDS measures in reducing the rainwater runoff from urbanized areas. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 1209:012021, 2021.
- Martišauskas L., Augutis J., Krikštolaitis R.: Methodology for energy security assessment considering energy system resilience to disruptions. *Energy Strategy Reviews*. 22:106–118, 2018.
- Martsinchyk K., Martsinchyk A., Łazor M., Shuhayeu P., Kupecki J., Niemczyk A., Błesznowski M., Milewski J.: Feasibility study and techno-economic assessment of power-to-gas (P2G) technology based on solid oxide electrolysis (SOE). *Journal of Environmental Management*. 354:120425, 2024.
- Mbasso W.F., Dzonde Naoussi S.R., Molu R.J.J., Tsobze Saatong K., Kamel S.: Technical assessment of a stand-alone hybrid renewable system for energy and oxygen optimal production for fishes farming in a residential building using HOMER Pro. *Cleaner Engineering and Technology*. 17:100688, 2023.
- McCall J.: Genetic algorithms for modelling and optimisation. *Journal of Computational and Applied Mathematics*. 184(1):205-222, 2005.
- Mensah G., Opoku R., Teye M., Davis F., Obeng G.Y.: Investigating green hydrogen production operated by redundant energy on a solar PV mini-grid through MATLAB simulation and artificial neural network. *International Journal of Hydrogen Energy*. 141:474–486, 2025.
- Mertens S.: Design of wind and solar energy supply, to match energy demand. *Cleaner Engineering and Technology*. 6:100402, 2022.
- Min G., Choi S., Hong J.: A review of solid oxide steam-electrolysis cell systems: Thermodynamics and thermal integration. *Applied Energy*. 328:120145, 2022.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ), Agencja Rynku Energii S.A. (ARE): *Statystyka elektroenergetyki polskiej 2023*. ARE S.A., Warszawa 2024.

Mohammadi Rouzbahani H., Karimipour H., Lei L.: A review on virtual power plant for energy management. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 47:101370, 2021.

Mojumder M.F.H., Islam T., Chowdhury P., Hasan M., Takia N.A., Chowdhury N.-U.-R., Farrok O.: Techno-economic and environmental analysis of hybrid energy systems for remote areas: A sustainable case study in Bangladesh. *Energy Conversion and Management: X*. 23:100664, 2024.

Mori M., Žvar Baškovič U., Stropnik R., Lotrič A., Katrašnik T., Šipec R., Lipar J., Lesar Ž., Drobnič B.: Green energy hubs for the military that can also support the civilian mobility sector with green hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(99):39138–39153, 2023.

Morton E.M., Deetjen T.A., Goodarzi S.: Optimizing hydrogen production capacity and day ahead market bidding for a wind farm in Texas. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(46):17420–17433, 2023.

Mucci S., Mitsos A., Bongartz D.: Power-to-X processes based on PEM water electrolyzers: A review of process integration and flexible operation. *Computers & Chemical Engineering*. 175:108260, 2023.

Mukelabai M.D., Barbour E.R., Blanchard R.E.: Modeling and optimization of renewable hydrogen systems: A systematic methodological review and machine learning integration. *Energy and AI*. 18:100455, 2024.

Mulky L., Srivastava S., Lakshmi T., Sandadi E.R., Gour S., Thomas N.A., Priya S.S., Sudhakar K.: An overview of hydrogen storage technologies – Key challenges and opportunities. *Materials Chemistry and Physics*. 325:129710, 2024.

Mumtaz H., Sobek S., Sajdak M., Muzyka R., Werle S., Procek M.: Innovative recycling of end-of-life photovoltaic panels with the aim of polymer degradation and valuable chemical production. *Renewable Energy*. 252:123535, 2025.

Nahavandinezhad M., Zahedi A.: Conceptual design of solar/geothermal hybrid system focusing on technical, economic and environmental parameters. *Renewable Energy*. 181:1110–1125, 2022.

- Narváez D.I., dos Reis M.V.G., dos Santos Barros T.A., Ruppert Filho E., Villalva M.G.: Performance comparison of DC and AC controllers for a two-stage power converter in energy storage application. *Electric Power Systems Research*. 164:47–60, 2018.
- Nasser M., Megahed T.F., Ookawara S., Hassan H.: Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic. *Energy Conversion and Management*. 267:115870, 2022.
- Naval N., Yusta J.M.: Virtual power plant models and electricity markets – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 149:111393, 2021.
- Neuwirth M., Fleiter T., Manz P., Hofmann R.: The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries – a site-specific approach applied to Germany. *Energy Conversion and Management*. 252:115052, 2022.
- Ng W.C., Yaw C.S., Shaffee S.N.A., Abd Samad N.A., Koi Z.K., Chong M.N.: Elevating the prospects of green hydrogen (H<sub>2</sub>) production through solar-powered water splitting devices: A systematic review. *Sustainable Materials and Technologies*. 40:e00972, 2024.
- Nnabuife S.G., Hamzat A.K., Whidborne J., Kuang B., Jenkins K.W.: Integration of renewable energy sources in tandem with electrolysis: A technology review for green hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. 107:218–240, 2025.
- Odufuwa O.Y., Tartibu L.K., Kusakana K., Hohne P.A., Numbi B.P.: Application of artificial neural networks in predicting the performance of ice thermal energy storage systems. *Journal of Energy Storage*. 95:112547, 2024.
- Ogarek P., Stec A., Słyś D.: Technical and economic analysis of an autonomous hybrid photovoltaic-hydrogen energy system for academic buildings with the focus on energy independence – A case study for Poland. *Applied Energy*. 392:125985, 2025.
- Ogarek P., Wojtoń M., Słyś D. Hydrogen as a Renewable Energy Carrier in a Hybrid Configuration of Distributed Energy Systems: Bibliometric Mapping of Current Knowledge and Strategies. *Energies*. 16:5495, 2023.
- Olczak P., Komorowska A.: An adjustable mounting rack or an additional PV panel? Cost and environmental analysis of a photovoltaic installation on a household: A case study in Poland. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 47:101496, 2021.

Olczak P.: Comparison of modeled and measured photovoltaic microinstallation energy productivity. *Renewable Energy Focus*. 43:246–254, 2022.

Oni A.M., Mohsin A.S.M., Rahman M.M., Bhuian M.B.H.: A comprehensive evaluation of solar cell technologies, associated loss mechanisms, and efficiency enhancement strategies for photovoltaic cells. *Energy Reports*. 11:3345–3366, 2024.

OpenStreetMap, <https://www.openstreetmap.org>, dostęp: 15.06.2023.

Østergaard P.A., Duic N., Kalogirou S.: Sustainable development using integrated energy systems and solar, biomass, wind, and wave technology. *Renewable Energy*. 235:121359, 2024.

Oyewole O., Nwulu N., Okampo E.J.: Multi-objective optimal sizing and design of renewable and diesel-based autonomous microgrids with hydrogen storage considering economic, environmental, and social uncertainties. *Renewable Energy*. 231:120987, 2024.

Oyewole O.L., Nwulu N.I., Okampo E.J.: Techno-economic investigation of hybrid peaker plant and hydrogen refuelling station. *International Journal of Hydrogen Energy*. 49:509–529, 2024.

Palys M.J., Daoutidis P.: Power-to-X: A review and perspective. *Computers & Chemical Engineering*. 165:107948, 2022.

Pan L., Novák L., Lehký D., Novák D., Cao M.: Neural network ensemble-based sensitivity analysis in structural engineering: Comparison of selected methods and the influence of statistical correlation. *Computers & Structures*. 242:106376, 2021.

Pan M., Li D., Pan C., Liang L.: Maximum power tracking-based adaptive cold start strategy for proton exchange membrane fuel cell. *Energy Conversion and Management*. 273:116387, 2022.

Panbechi B., Hajinezhad A., Moosavian S.F., Fattahi R.: Enhancing the enviro-economic viability of biogas-solar hybrid systems: Strategies for sustainable energy development in Iran. *Energy Strategy Reviews*. 58:101671, 2025.

Pandey H.M.: Performance evaluation of selection methods of genetic algorithm and network security concerns. *Physics Procedia*. 78:13–18, 2016.

- Papadaki A., Savvakis N., Sifakis N., Arampatzis G.: Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems for European islands: Market Dynamics, Opportunities and Challenges. *Sustainable Futures*. 9:100601, 2025.
- Park C., Jung Y., Lim K., Kim B., Kang Y., Ju H.: Analysis of a phosphoric acid fuel cell-based multi-energy hub system for heat, power, and hydrogen generation. *Applied Thermal Engineering*. 189:116715, 2021.
- Park J., Ryu K.H., Kim C.-H., Cho W.C., Kim M., Lee J.H., Cho H.-S., Lee J.H.: Green hydrogen to tackle the power curtailment: Meteorological data-based capacity factor and techno-economic analysis. *Applied Energy*. 340:121016, 2023.
- Parra D., Valverde L., Pino F.J., Patel M.K.: A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 101:279–294, 2019.
- Pastore L.M., Lo Basso G., Ricciardi G., de Santoli L.: Smart energy systems for renewable energy communities: A comparative analysis of power-to-X strategies for improving energy self-consumption. *Energy*. 280:128205, 2023.
- Peddakapu K., Mohamed M.R., Srinivasarao P., Licari J.: Optimized controllers for stabilizing the frequency changes in hybrid wind-photovoltaic-wave energy-based maritime microgrid systems. *Applied Energy*. 361:122875, 2024.
- Pereira R., Morais H., Castro R.: Optimising Portugal's 2050 energy system: Electric vehicles and hydrogen integration using Grey Wolf Optimiser and EnergyPLAN. *Energy*. 312:133372, 2024.
- Pessanha Santos N.: Hydrogen in the Portuguese Navy: A case study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 47(66):28684–28698, 2022.
- Pluta Z.: *Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013.
- Popkiewicz M.: *Zrozumieć transformację energetyczną: Od depresji do wizji albo jak wykopywać się z dziury, w której jesteśmy*. Wydanie uaktualnione, Post Factum, Warszawa 2023.
- Premadasa P.N.D., Silva C.M.M.R.S., Chandima D.P., Karunadasa J.P.: A multi-objective optimization model for sizing an off-grid hybrid energy microgrid with optimal dispatching of a diesel generator. *Journal of Energy Storage*. 68:107621, 2023.

Prieto C., Cabeza L.F.: Thermal energy storage (TES) with phase change materials (PCM) in solar power plants (CSP). *Applied Energy*. 254:113646, 2019.

Psarros G.N., Dratsas P.A., Papathanassiou S.A.: A comprehensive review of electricity storage applications in island systems. *Journal of Energy Storage*. 83:110658, 2024.

Ptak T., Brooks J., Stock R.: A systematic review and typology of power outage literature: Critical infrastructure, climate change and social impacts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 218:115778, 2025.

Qadir Z., Khan S.I., Khalaji E., Munawar H.S., Al-Turjman F., Mahmud M.A.P., Kouzani A.Z., Le K.: Predicting the energy output of hybrid PV–wind renewable energy system using feature selection technique for smart grids. *Energy Reports*. 7:8465–8475, 2021.

Qadir Z., Khan S.I., Khalaji E., Munawar H.S., Al-Turjman F., Mahmud M.A.P., Kouzani A.Z., Le K.: Predicting the energy output of hybrid PV–wind renewable energy system using feature selection technique for smart grids. *Energy Reports*. 7:8465–8475, 2021.

Qasem N.A.A.: A recent overview of proton exchange membrane fuel cells: Fundamentals, applications, and advances. *Applied Thermal Engineering*. 252:123746, 2024.

Rahdan P., Zeyen E., Gallego-Castillo C., Victoria M.: Distributed photovoltaics provides key benefits for a highly renewable European energy system. *Applied Energy*. 360:122721, 2024.

Ram K., Chand S.S., Prasad R., Mohammadi A., Cirrincione M.: Microgrids for green hydrogen production for fuel cell buses – A techno-economic analysis for Fiji. *Energy Conversion and Management*. 300:117928, 2024.

Ram K., Swain P.K., Vallabhaneni R., Kumar A.: Critical assessment on application of software for designing hybrid energy systems. *Materials Today: Proceedings*. 49:425–432, 2022.

Rasool M., Khan M.A., Aurangzeb K., Alhussein M., Jamal M.A.: Comprehensive techno-economic analysis of a standalone renewable energy system for simultaneous electrical load management and hydrogen generation for Fuel Cell Electric Vehicles. *Energy Reports*. 11:6255–6274, 2024.

- Rathod A.A., Balaji S.: Optimization of stand-alone hybrid renewable energy system based on techno-socio-enviro-financial perspective using improved red-tailed hawk algorithm. *Applied Energy*. 376:124137, 2024.
- Reigstad G.A., Roussanaly S., Straus J., Anantharaman R., de Kler R., Akhurst M., Sunny N., Goldthorpe W., Avignon L., Pearce J., Flamme S., Guidati G., Panos E., Bauer C.: Moving toward the low-carbon hydrogen economy: Experiences and key learnings from national case studies. *Advances in Applied Energy*. 8:100108, 2022.
- Ren Y., Yao X., Liu D., Qiao R., Zhang L., Zhang K., Jin K., Li H., Ran Y., Li F.: Optimal design of hydro-wind-PV multi-energy complementary systems considering smooth power output. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 50:101832, 2022.
- Rigas F.: *Hydrogen Safety: Production, Transport, Storage, Use, and the Environment*. 2nd ed., CRC Press, Boca Raton 2024.
- Roseline J.F., Dhanya D., Selvan S., Yuvaraj M., Duraipandy P., Kumar S.S., Prasad A.R., Sathyamurthy R., Mohanavel V.: Neural network modelling for prediction of energy in hybrid renewable energy systems. *Energy Reports*. 8:999–1008, 2022.
- Roslan M.F., Ramachandaramurthy V.K., Mansor M., Mokhzani A.S., Jern K.P., Begum R.A., Hannan M.A.: Techno-economic impact analysis for renewable energy-based hydrogen storage integrated grid electric vehicle charging stations in different potential locations of Malaysia. *Energy Strategy Reviews*. 54:101478, 2024.
- Rostami S., Creemers S., Leus R.: Maximizing the net present value of a project under uncertainty: Activity delays and dynamic policies. *European Journal of Operational Research*. 317(1):16–24, 2024.
- Roy R., Antonini G., Hayibo K.S., Rahman M.M., Khan S., Tian W., Boutilier M.S.H., Zhang W., Zheng Y., Bassi A., Pearce J.M.: Comparative techno-environmental analysis of grey, blue, green/yellow and pale-blue hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. 116:200–210, 2025.
- Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 roku uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie unijnej metodologii określającej szczegółowe zasady produkcji paliw odnawialnych o pochodzeniu niebiologicznym ((Document 32023R1184).

Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1408 z dnia 14 marca 2024 roku zmieniające rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 w drodze dostosowania terminu technicznego do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 (Document 32023R1184).

Ruszel M., Turowski P.: Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście współczesnych wyzwań geopolitycznych. *Roczniki Nauk Społecznych*. 2024, 4:7–21.

Salimi Nanadegani F., Sunden B.: Review of exergy and energy analysis of fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(84):32875–32942, 2023.

Samy M.M., Mosaad M.I., Barakat S.: Optimal economic study of hybrid PV-wind-fuel cell system integrated to unreliable electric utility using hybrid search optimization technique. *International Journal of Hydrogen Energy*. 46(20):11217–11231, 2021.

Santarelli M., Macagno S.: Hydrogen as an energy carrier in stand-alone applications based on PV and PV–micro-hydro systems. *Energy*. 29(8):1159–1182, 2004.

Sdanghi G., Maranzana G., Celzard A., Fierro V.: Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 102:150–170, 2019.

Shabestari S.T., Kasaeian A., Vaziri Rad M.A., Forootan Fard H., Yan W.-M., Pourfayaz F.: Techno-financial evaluation of a hybrid renewable solution for supplying the predicted power outages by machine learning methods in rural areas. *Renewable Energy*. 194:1303–1325, 2022.

Shamachurn H.: Optimization of an off-grid domestic hybrid energy system in suburban Paris using iHOGA software. *Renewable Energy Focus*. 37:36–49, 2021.

Sharma H., Monnier É., Mandil G., Zwolinski P., Colasson S.: Comparison of environmental assessment methodology in hybrid energy system simulation software. *Procedia CIRP*. 80:221–227, 2019.

Shen Y., Zhang J., Guo P., Wang X.: Impact of solar radiation variation on the optimal tilted angle for fixed grid-connected PV array—case study in Beijing. *Global Energy Interconnection*. 1(4):460–466, 2018.

Shi F., Liao H., Wang S., Alfarisi O., Qu F.: Optimization of drilling rate based on genetic algorithms and machine learning models. *Geoenergy Science and Engineering*. 247:213747, 2025.

- Shrivastava P., Naidu P.A., Sharma S., Panigrahi B.K., Garg A.: Review on technological advancement of lithium-ion battery states estimation methods for electric vehicle applications. *Journal of Energy Storage*. 64:107159, 2023.
- Shukla K.N., Rangnekar S., Sudhakar K.: Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India. *Energy Reports*. 1:96-103, 2015.
- Singh I., Sharma R., Kaur A., Pathak D., Singh A., Hamza M., Singh M., Vasishth A.: A review on supercapacitors: Development trends, challenges, and future perspectives. *Next Research*. 2:100228, 2025.
- Słyś D., Stec A., Bednarz K., Ogarek P., Zeleňáková M.: Managing and Optimizing Hybrid Distributed Energy Systems: A Bibliometric Mapping of Current Knowledge and Strategies. *Energies*. 18:2497, 2025.
- Song J., Park S.: Review of methane pyrolysis for clean turquoise hydrogen production. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 183:106727, 2024.
- Speckmann F.-W., Keiner D., Birke K.P.: Influence of rectifiers on the techno-economic performance of alkaline electrolysis in a smart grid environment. *Renewable Energy*. 159:107–116, 2020.
- Squadrito G., Maggio G., Nicita A.: The green hydrogen revolution. *Renewable Energy*. 216:119041, 2023.
- Stanciu C., Stanciu D.: Optimum tilt angle for flat plate collectors all over the World – A declination dependence formula and comparisons of three solar radiation models. *Energy Conversion and Management*. 81:133-143, 2014.
- Stanisz A.: *Przystępny kurs statystyki z zastosowaniem STATISTICA PL na przykładach z medycyny. Tom 1. Statystyki podstawowe*. StatSoft Polska, Kraków 2006.
- StatSoft Polska: Internetowy Podręcznik Statystyki, [https://www.statsoft.pl/textbook/stat\\_home.html](https://www.statsoft.pl/textbook/stat_home.html), dostęp: 10.01.2023.
- Steffen B.: Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*. 88:104783, 2020.
- Sun X., Chen J., Yang S., Pan X., Gu X., Guo J.: Optimal scheduling of multi-regional integrated energy systems with shared energy storage under dynamic rental prices mechanism. *Journal of Energy Storage*. 106:114902, 2025.

Taabodi M.H., Niknam T., Sharifhosseini S.M., Asadi Aghajari H., Shojaeiyan S.: Electrochemical storage systems for renewable energy integration: A comprehensive review of battery technologies and grid-scale applications. *Journal of Power Sources*. 641:236832, 2025.

Tahan M.-R.: Recent advances in hydrogen compressors for use in large-scale renewable energy integration. *International Journal of Hydrogen Energy*. 47(83):35275–35292, 2022.

Takach M., Sarajlić M., Peters D., Kroener M., Schuldt F., von Maydell K.: Review of Hydrogen Production Techniques from Water Using Renewable Energy Sources and Its Storage in Salt Caverns. *Energies*. 15:1415, 2022.

Talebjedi B., Laukkanen T., Holmberg H.: Integration of thermal energy storage for sustainable energy hubs in the forest industry: A comprehensive analysis of cost, thermodynamic efficiency, and availability. *Heliyon*. 10:e36519, 2024.

Tarnay D.S.: Hydrogen production at hydro-power plants. *International Journal of Hydrogen Energy*. 10(9):577–584, 1985.

Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl>, dostęp: 20 czerwca 2024.

Thellufsen J., Lund H., Sorknæs P., Nielsen S., Chang M., Mathiesen B.V.: Beyond sector coupling: Utilizing energy grids in sector coupling to improve the European energy transition. *Smart Energy*. 12:100116, 2023.

Tian C., Tan Q., Fang G., Wen X.: Hydrogen production to combat power surpluses in hybrid hydro–wind–photovoltaic power systems. *Applied Energy*. 371:123627, 2024.

Torkan R., Ilinca A., Ghorbanzadeh M.: A genetic algorithm optimization approach for smart energy management of microgrids. *Renewable Energy*. 197:852–863, 2022.

Toughzaoui Y., Elkhatib R., Kaoutari T., Louahlia H., Chaoui H., Gualous H.: Advances in hospital energy systems: Genetic algorithm optimization of a hybrid solar and hydrogen fuel cell combined heat and power. *International Journal of Hydrogen Energy*. 86:1310–1325, 2024.

Tripathy M., Yadav S., Sadhu P.K., Panda S.K.: Determination of optimum tilt angle and accurate insolation of BIPV panel influenced by adverse effect of shadow. *Renewable Energy*. 104:211–223, 2017.

Uchman W., Kotowicz J., Li K.F.: Evaluation of a micro-cogeneration unit with integrated electrical energy storage for residential application. *Applied Energy*. 282:116196, 2021.

Ulleberg Ø., Nakken T., Eté A.: The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*. 35(5):1841–1852, 2010.

UN Global Compact Network Poland (UNGCNP): *Małe elektrownie wodne w Polsce*. UNGCNP, Warszawa 2022.

UN Global Compact Network Poland (UNGCNP): *Małe elektrownie wodne w Polsce*. UNGCNP, Warszawa 2022.

Urs R.R., Mussawar O., Zaiter I., Mezher T., Mayyas A.: Navigating the cost-efficiency frontier: Exploring the viability of grid-connected energy storage systems in meeting district load demand. *Energy Conversion and Management*. 299:117828, 2024.

Urząd Regulacji Energetyki (URE): Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstwach domowych, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7853,Srednia-cena-energii-elektrycznej-dla-gospodarstw-domowych.html>, dostęp 21.06.2024.

Urząd Regulacji Energetyki (URE): Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904,Srednie-ceny-sprzedazy-ciepła-wytworzonego-w-należących-do-przedsiębiorstw-posia.html>, dostęp 21.06.2024.

Van den Bergh K., Couckuyt D., Delarue E., D'haeseleer W.: Redispatching in an interconnected electricity system with high renewables penetration. *Electric Power Systems Research*. 127:64–72, 2015.

van der Roest E., Bol R., Fens T., van Wijk A.: Utilisation of waste heat from PEM electrolyzers – Unlocking local optimisation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(72):27872–27891, 2023.

van der Roest E., Bol R., Fens T., van Wijk A.: Utilisation of waste heat from PEM electrolyzers – Unlocking local optimisation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(72):27872–27891, 2023.

van Leeuwen L.B., Cappon H.J., Keesman K.J.: Urban bio-waste as a flexible source of electricity in a fully renewable energy system. *Biomass and Bioenergy*. 145:105931, 2021.

Vieira D.A.G., Guedes L.S.M., Lisboa A.C., Saldanha R.R.: Formulations for hydroelectric energy production with optimality conditions. *Energy Conversion and Management*. 89:781-788, 2015.

Vilares Ferro M., Doval Mosquera Y., Ribadas Pena F.J., Darriba Bilbao V.M.: Early stopping by correlating online indicators in neural networks. *Neural Networks*. 159:109–124, 2023.

Villa C., Henao F.: Oversizing grid-connected microgrids as a business model – An optimisation assessment approach. *Energy Reports*. 8:2100–2118, 2022.

Vukadinović A., Radosavljević J., Đorđević A., Protić M., Petrović N.: Multi-objective optimization of energy performance for a detached residential building with a sunspace using the NSGA-II genetic algorithm. *Solar Energy*. 224:1426–1444, 2021.

Wang G., Zhang Z., Lin J.: Multi-energy complementary power systems based on solar energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 199:114464, 2024.

Wang H., Qin B., Hong S., Cai Q., Li F., Ding T., Li H.: Optimal planning of hybrid hydrogen and battery energy storage for resilience enhancement using bi-layer decomposition algorithm. *Journal of Energy Storage*. 110:115367, 2025.

Wankouo Ngouleu C.A., Koholé Y.W., Fohagui F.C.V., Tchuen G.: Techno-economic analysis and optimal sizing of a battery-based and hydrogen-based standalone photovoltaic/wind hybrid system for rural electrification in Cameroon based on meta-heuristic techniques. *Energy Conversion and Management*. 280:116794, 2023.

Wei X., Fang S., Teng J., Zheng J., Zhu S., Wang K., Zhi X., Bao S., Qiu L.: Minimizing energy consumption in hydrogen liquefaction: The key role of hydrogen pressure distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*. 109:67–80, 2025.

Weinand J.M., Hoffmann M., Göpfert J., Terlouw T., Schönau J., Kuckertz P., McKenna R., Kotzur L., Linßen J., Stolten D.: Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 183:113478, 2023.

Weißensteiner F.: Competitiveness of green and yellow Hydrogen: A project-level analysis. *Journal of Cleaner Production*. 496:144998, 2025.

Weschenfelder F., Leite G.N.P., da Costa A.C.A., de Castro Vilela O., Ribeiro C.M., Villa Ochoa A.A., Araújo A.M.: A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. *Journal of Cleaner Production*. 257:120617, 2020.

Wiejaczka Ł.: Wpływ Zbiornika Wodnego Klimkówka na abiotyczne elementy środowiska przyrodniczego w Dolinie Ropy. Polska Akademia Nauk, Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego, Warszawa 2011.

Wieringa J.: Updating the Davenport roughness classification. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 41(1–3):357–368, 1992.

Xu Q., Guo Z., Xia L., He Q., Li Z., Bello I.T., Zheng K., Ni M.: A comprehensive review of solid oxide fuel cells operating on various promising alternative fuels. *Energy Conversion and Management*. 253:115175, 2022.

Xu Y., Li F., Asgari A.: Prediction and optimization of heating and cooling loads in a residential building based on multi-layer perceptron neural network and different optimization algorithms. *Energy*. 240:122692, 2022.

Yan C., Zou Y., Wu Z., Maleki A.: Effect of various design configurations and operating conditions for optimization of a wind/solar/hydrogen/fuel cell hybrid microgrid system by a bio-inspired algorithm. *International Journal of Hydrogen Energy*. 60:378-391, 2024.

Yan Y., Zhang J., Li G., Zhou W., Ni Z.: Review on linerless type V cryo-compressed hydrogen storage vessels: Resin toughening and hydrogen-barrier properties control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 189:114009, 2024.

Yang G., Yang D., Liu B., Zhang H.: The role of short- and long-duration energy storage in reducing the cost of firm photovoltaic generation. *Applied Energy*. 374:123914, 2024.

Yue M., Lambert H., Pahon E., Roche R., Jemei S., Hissel D.: Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 146:111180, 2021.

Zaik K., Werle S.: Solar and wind energy in Poland as power sources for electrolysis process – A review of studies and experimental methodology. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(31):11628–11639, 2023.

Zhang D., Zhang R., Zhang B., Zheng Y., An Z.: Environment dominated evaluation modeling and collocation optimization of a distributed energy system based on solar and biomass energy. *Renewable Energy*. 202:1226–1240, 2023.

Zhang J., Xiao-feng L.: Sustainable development at the crossroads: Geopolitical risks, natural resource scarcity, and renewable energy in energy security transitions. *Geoscience Frontiers*. 16(5):102129, 2025.

Zhang T., Liu Y., Rao Y., Li X., Zhao Q.: Optimal design of building environment with hybrid genetic algorithm, artificial neural network, multivariate regression analysis and fuzzy logic controller. *Building and Environment*. 175:106810, 2020.

Zhang T., Uratani J., Huang Y., Xu L., Griffiths S., Ding Y.: Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 176:113204, 2023.

Zhang Z., Yang X., Wang Z., Chen Z., Zheng Y.: Highly applicable small hydropower microgrid operation strategy and control technology. *Energy Reports*. 6:3179–3191, 2020.

Zhou K., Zhang Z., Deng K., Chen L., Chen S., Hou Y.: Genetic algorithm based optimization of nozzle profiles for a hydrogen turbo-expander. *Cryogenics*. 142:103920, 2024.

Zhou Y.: Renewable-storage sizing approaches for centralized and distributed renewable energy – A state-of-the-art review. *Journal of Energy Storage*. 100:113688, 2024.

Zouliia E.I., Lymberopoulos N.: *Hydrogen-based Autonomous Power Systems: Techno-economic Analysis of the Integration of Hydrogen in Autonomous Power Systems*. Springer, Berlin 2008.

Zwickl-Bernhard S., Auer H.: Green hydrogen from hydropower: A non-cooperative modeling approach assessing the profitability gap and future business cases. *Energy Strategy Reviews*. 43:100912, 2022.

## Streszczenie

Celem niniejszej rozprawy była kompleksowa ocena przyjętej koncepcji wdrożenia autonomicznego systemu energetycznego zasilanego OZE i wyposażonego w hybrydowy magazyn energii.

W ramach dysertacji opracowano autorski model obliczeniowy ATS\_OZE\_H<sub>2</sub> wraz z dedykowanym algorytmem optymalizacyjnym, integrującym moduły: i) techniczny (modelowanie procesów konwersji energii), ii) finansowy (analiza opłacalności inwestycji) oraz iii) środowiskowy (ocena skali redukcji emisji).

Utworzony model i algorytm posłużyły do analizy studium przypadku opartego na rzeczywistych danych z gminy Ropa w województwie małopolskim. Analizie poddano lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną, a także warunki hydrologiczne i meteorologiczne. Proponowany system obejmował m.in. elektrownię wodną, instalację fotowoltaiczną, elektrownię wiatrową, zbiornik retencyjny, magazyn bateryjny oraz technologie wodorowe (elektrolizer, zbiornik ciśnieniowy, ogniwo paliwowe).

Szczegółową ocenę funkcjonowania systemu przeprowadzono opierając się na ośmioetapowym planie badań, który obejmował: przyjęcie obiektu badań i tezy badawczej, opracowanie założeń i struktury wariantów systemu, ustalenie procedur obliczeniowych, konstrukcję algorytmu optymalizacyjnego, analizę uwarunkowań studium przypadku, przeprowadzenie optymalizacji, ocenę i porównanie wyników, identyfikację zależności pomiędzy zmiennymi operacyjnymi oraz określenie hierarchii istotności parametrów wejściowych z wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych i analizy wrażliwości.

Przeprowadzone badania potwierdziły, że możliwe jest osiągnięcie autonomii oraz dodatniego wyniku finansowego systemu energetycznego przy odpowiednim doborze strategii zarządzania energią. Technologie wodorowe ułatwiają zagospodarowanie nadwyżek energii oraz zwiększają elastyczność operacyjną systemu, natomiast włączenie elektrowni wodnej redukuje zapotrzebowanie na moc pozostałych źródeł wytwórczych i pojemność magazynów energii. Analiza środowiskowa potwierdziła możliwość wyeliminowania emisji zanieczyszczeń w lokalnej produkcji energii oraz uzyskania korzyści środowiskowych ze sprzedaży wodoru i ciepła odpadowego. Opracowana koncepcja stanowi praktyczną podstawę do adaptacji nowoczesnych, odpornych i zrównoważonych systemów energetycznych funkcjonujących niezależnie od sieci, zgodnych z założeniami transformacji energetycznej oraz integracji sektorowej.



---

## Abstract

The objective of this dissertation was to comprehensively assess the concept of implementing an autonomous renewable energy system equipped with hybrid energy storage.

As part of the dissertation, a proprietary computational model, ATS\_OZE\_H<sub>2</sub>, was developed together with a dedicated optimization algorithm integrating three modules: i) technical (energy conversion modeling), ii) financial (investment profitability assessment), and iii) environmental (evaluation of emission reduction potential).

The tools were applied to a case study in the Ropa Municipality (Małopolskie Voivodeship), using real data on electricity demand as well as hydrological and meteorological conditions. The system configuration included a hydropower plant, photovoltaic and wind installations, a retention reservoir, battery storage, and hydrogen technologies (electrolyzer, compressed hydrogen storage tank, fuel cell).

System performance was evaluated through an eight-stage research framework encompassing hypothesis formulation, system variant design, computational procedures, algorithm development, case study analysis, optimization, results evaluation, and the identification of relationships between operational variables and input parameter significance using artificial neural networks and sensitivity analysis.

The conducted research confirmed that it is possible to achieve energy autonomy and positive financial performance of the energy system with an appropriate energy management strategy. Hydrogen technologies facilitate the utilization of surplus energy and increase the system's operational flexibility, while the integration of hydropower reduces the demand for capacity from other generation sources and the required size of energy storage. The environmental analysis confirmed the potential to eliminate pollutant emissions in local energy production and to achieve environmental benefits from the sale of hydrogen and waste heat. The developed concept provides a practical basis for the adaptation of modern, resilient, and sustainable off-grid energy systems, consistent with the objectives of the energy transition and sectoral integration.



## Spis rysunków

Rys. 1.1. Porównanie modelu scentralizowanego (a) i zdecentralizowanego (b) systemu energetycznego z uwzględnieniem wektorów przepływu energii, poziomu emisji CO <sub>2</sub> oraz stopnia integracji sektorów .....	22
Rys. 4.1. Strategie zarządzania systemami energetycznymi zasilanymi OZE .....	41
Rys. 4.2. Klasyfikacja technologii magazynowania energii .....	45
Rys. 4.3. Zakresy stosowania technologii magazynowania energii w zależności od możliwego czasu rozładowania z mocą znamionową .....	47
Rys. 4.4. Gęstość magazynowania wodoru w zależności od temperatury i ciśnienia w różnych technologiach przechowywania .....	56
Rys. 4.5. Ścieżki wykorzystania zielonego wodoru w gospodarce niskoemisyjnej .....	57
Rys. 5.1. Etapy realizacji badań i opracowania modelu obliczeniowego .....	64
Rys. 5.2. Struktura autorskiego modelu obliczeniowego ATS_OZE_H <sub>2</sub> .....	65
Rys. 5.3. Schemat podziału systemu energetycznego na obwody AC i DC w wariantach A1–A6 .....	67
Rys. 5.4. Schemat podziału systemu energetycznego na obwody AC i DC w wariantach B1–B6 .....	68
Rys. 5.5. Schemat działania algorytmu genetycznego .....	93
Rys. 5.6. Architektura modelu sztucznych sieci neuronowych typu MLP .....	98
Rys. 6.1. Struktura opracowanego algorytmu optymalizacyjnego .....	107
Rys. 7.1. Granice administracyjne gminy Ropa oraz struktura użytkowania terenu z zaznaczeniem głównych form pokrycia i sieci hydrograficznej .....	139
Rys. 7.2. Sezonowy rozkład godzinowy zapotrzebowania na moc elektryczną. ....	140
Rys. 7.3. Dobowa zmienność parametrów hydrologicznych i meteorologicznych przyjętych do analizy (2021–2023) .....	142
Rys. 7.4. Krzywa sprawności turbiny wodnej przyjęta w analizie .....	144
Rys. 7.5. Krzywa zależności wysokości spadu względem objętości wody w strefie wyrównawczej .....	145
Rys. 7.6. Widok z lotu ptaka na zbiornik wodny Klimkówka na rzece Ropie .....	146

---

Rys. 7.7. Zależność pojemności zbiornika Klimkówka względem spadku.....	147
Rys. 7.8. Znormalizowana krzywa mocy turbiny wiatrowej w warunkach STP .....	148
Rys. 8.1. Zmiany wartości zmiennych decyzyjnych oraz wyniku funkcji celu w kolejnych iteracjach algorytmu genetycznego dla wariantu A1 .....	164
Rys. 9.1. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji w wariantach A1 i B1 .....	173
Rys. 10.1. Rozkład mocy generowanej w wariantcie A1 w pierwszych trzech latach analizy .....	181
Rys. 11.2. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariantcie A1 w pierwszych trzech latach analizy .....	184
Rys. 11.3. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 22:05 .....	199
Rys. 11.4. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 15:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05 .....	200
Rys. 11.5. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 09:05 .....	201
Rys. 11.6. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05 .....	201
Rys. 11.7. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05 .....	202

---

Rys. 11.8. Okres z maksymalnym deficytem mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A6 przedstawiony z krokiem czasowym $t = 1$ h od 29 listopada 2022 roku, godz. 16:05 do 3 grudnia 2022 roku, godz. 08:05 .....	203
Rys. 13.1. Etapy analizy statystycznej dobranych zmiennych w autonomicznym systemie energetycznym .....	209
Rys. 13.2. Macierz korelacji współczynników rang <i>Spearmana</i> w wariancie A1 .....	212
Rys. 13.3. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A1 .....	212
Rys. 14.1. Podział parametrów uwzględnionych w analizie wrażliwości .....	221
Rys. 14.2. Wartości bieżące netto ( $NPV$ ) dla analizowanego zakresu danych w wariancie A1 .....	223
Rys. 14.3. Wyniki globalnej analizy wrażliwości .....	227



## Spis tabel

Tab. 5.1. Przyjęte konfiguracje systemu energetycznego w wariantach A1–A6 .....	67
Tab. 5.2. Przyjęte konfiguracje systemu energetycznego w wariantach B1–B6 .....	68
Tab. 7.1. Parametry kosztowe i eksploatacyjne poszczególnych komponentów systemu energetycznego .....	152
Tab. 7.2. Wskaźniki emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń atmosferycznych przy produkcji energii elektrycznej .....	154
Tab. 7.3. Wskaźniki emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń powietrza przy produkcji ciepła .....	155
Tab. 7.4. Porównanie emisyjności i zapotrzebowania na energię autobusów zasilanych wodorem (FCEV), energią elektryczną (BEV) oraz olejem napędowym (ICE-D) na dystansie 100 km .....	155
Tab. 7.5. Przedziały poszukiwań dla parametrów poddawanych optymalizacji w analizowanych wariantach .....	156
Tab. 8.1. Optymalne wartości wybranych parametrów systemu energetycznego oraz odpowiadające im maksymalne wyniki funkcji celu dla analizowanych wariantów .....	163
Tab. 9.1. Porównanie autonomii energetycznej i efektywności wykorzystania nadwyżek w optymalnych wariantach systemu z grup A i B .....	167
Tab. 9.2. Wyniki analizy kosztów i rentowności wariantów systemu energetycznego z grup A i B .....	170
Tab. 9.3. Wyniki analizy finansowej inwestycji w wariantcie A1 .....	172
Tab. 9.4. Zestawienie nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych oraz przychodów w wariantach z grup A i B .....	174
Tab. 10.1. Porównanie wskaźników <i>LCOE</i> w wariantach A1–A6 .....	177
Tab. 10.2. Koszty jednostkowe <i>LCOE</i> i udział OZE oraz ogniwa paliwowego w produkcji energii elektrycznej w wariantach A1–A6 .....	178
Tab. 11.1. Generacja z OZE i praca ogniwa paliwowego wariantach A1–A6 .....	183
Tab. 11.2. Liczba cykli pracy magazynów energii w wariantach A1–A6 .....	185
Tab. 11.3. Autonomia technologii magazynowania energii w wariantach A1–A6 .....	187

---

Tab. 11.4. Sezonowa autonomia magazynu baterijnego w wariantach A1–A6 .....	188
Tab. 11.5. Bilans energii elektrycznej wobec zapotrzebowania bazowego w wariantach A1–A6. ....	190
Tab. 11.6. Bilans zapotrzebowania kontraktowego i dostępności wodoru w wariantach A1–A6 .....	191
Tab. 11.7. Odzysk ciepła odpadowego z elektrolizera (A1–A6) .....	192
Tab. 11.8. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy elektrolizerów w wariantach A1–A6 z uwzględnieniem sezonu grzewczego i okresu poza sezonem grzewczym .....	193
Tab. 11.9. Statystyki rozkładu bilansu energetycznego analizowanych interwałów czasowych w wariacie .....	194
Tab. 12.1. Zestawienie emisji unikniętych w pokrywaniu bazowego zapotrzebowania na energię elektryczną .....	205
Tab. 12.2. Redukcje emisji związane z odzyskiem ciepła w wariantach A1–A6 .....	206
Tab. 12.3. Redukcje emisji gazów cieplarnianych i innych substancji poprzez wykorzystanie wodoru w sektorze transportu publicznego względem energii elektrycznej z sieci wykorzystywanej w pojazdach (BEV), w wariantach A1–A6 .....	207
Tab. 12.4. Redukcje emisji gazów cieplarnianych i innych substancji poprzez wykorzystanie wodoru w sektorze transportu publicznego względem paliwa konwencjonalnego stosowanego w pojazdach (ICE-D), w wariantach A1–A6 .....	207
Tab. 13.1. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych .....	210
Tab. 13.2. Wyniki testu <i>Lillieforsa</i> .....	211
Tab. 13.3. Współczynniki korelacji rang <i>Spearmana</i> dla analizowanych par zmiennych w wariantach A1–A6 .....	216
Tab. 14.1. Założone wartości parametrów do analizy wrażliwości wskaźnika <i>NPV</i> .....	222
Tab. 14.2. Zakres zmienności wskaźnika <i>NPV</i> w wariantach A1–A6 .....	224
Tab. 14.3. Wyniki oceny opracowanych modeli sztucznych sieci neuronowych w wariantach A1–A6 .....	226

## Spis załączników

Załącznik A. Wyniki analizy efektywności finansowej .....	279
Załącznik B. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji .....	290
Załącznik C. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w pierwszych trzech latach analizy .....	293
Załącznik D. Zmienność dostępnych zasobów energii w pierwszych trzech latach analizy .....	296
Załącznik E. Parametry rozkładu zmiennej $\Sigma E_{SYSbase,t}$ dla analizowanych przedziałów czasowych $t$ .....	299
Załącznik F. Okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania, przedstawiony z krokiem czasowym $t$ .....	301
Załącznik G. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych .....	328
Załącznik H. Macierze korelacji współczynników rang <i>Spearmana</i> i poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) .....	330
Załącznik I. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych .....	335
Załącznik J. Bloki dedykowanego algorytmu optymalizacyjnego .....	340



## Załącznik A

Tab. A1. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu A2.

t	i	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ	CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-147,47	0,000	0,000	0,000	-147,47	-147,47	0,000	0,000	0,000	-147,47
1	0,984	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-3,699	0,000	20,076	16,377
2	0,968	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-5,163	0,000	18,650	13,487
3	0,953	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-3,759	0,000	19,310	15,551
4	0,938	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-3,526	0,000	19,138	15,612
5	0,923	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-4,923	0,000	17,783	12,860
6	0,908	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-3,582	0,000	18,399	14,817
7	0,894	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-3,360	0,000	18,240	14,880
8	0,880	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-4,693	0,000	16,954	12,261
9	0,866	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-3,416	0,000	17,548	14,131
10	0,852	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-3,203	0,000	17,383	14,180
11	0,838	0,000	-5,333	-20,962	19,266	-7,029	0,000	-4,469	-17,566	16,145	-5,890
12	0,825	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-3,254	0,000	16,717	13,462
13	0,812	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-3,052	0,000	16,567	13,515
14	0,799	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-4,261	0,000	15,394	11,133
15	0,786	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-3,101	0,000	15,927	12,826
16	0,774	0,000	-3,759	-12,007	20,403	4,636	0,000	-2,909	-9,294	15,792	3,589
17	0,762	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-4,064	0,000	14,681	10,617
18	0,749	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-2,955	0,000	15,177	12,222
19	0,738	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-2,774	0,000	15,057	12,283
20	0,726	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-3,872	0,000	13,987	10,115
21	0,714	0,000	-3,945	-20,964	20,263	-4,646	0,000	-2,817	-14,969	14,468	-3,318
22	0,703	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-2,642	0,000	14,343	11,701
23	0,692	0,000	-5,333	0,000	19,266	13,933	0,000	-3,691	0,000	13,332	9,642
24	0,681	0,000	-3,945	0,000	20,263	16,318	0,000	-2,686	0,000	13,799	11,113
25	0,670	0,000	-3,759	0,000	20,403	16,644	0,000	-2,518	0,000	13,670	11,151
Σ		-147,47	-108,05	-53,934	499,857	190,404	-147,46	-88,389	-41,829	408,535	130,852

Tab. A2. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu A3.

t	i	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ	CAPEX	OPEX <sub>all,t</sub>	RC <sub>t</sub>	R <sub>t</sub>	Σ
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-248,56	0,000	0,000	0,000	-248,56	-248,56	0,000	0,000	0,000	-248,56
1	0,984	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-5,444	0,000	30,623	25,179
2	0,968	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-8,542	0,000	27,897	19,355
3	0,953	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-5,694	0,000	29,012	23,318
4	0,938	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-5,189	0,000	29,191	24,002
5	0,923	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-8,145	0,000	26,600	18,455
6	0,908	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-5,425	0,000	27,642	22,217
7	0,894	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-4,946	0,000	27,822	22,876
8	0,880	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-7,765	0,000	25,361	17,595
9	0,866	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-5,174	0,000	26,364	21,189
10	0,852	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-4,714	0,000	26,515	21,801
11	0,838	0,000	-8,824	-34,624	28,819	-14,630	0,000	-7,395	-29,015	24,150	-12,260
12	0,825	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-4,929	0,000	25,116	20,186
13	0,812	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-4,492	0,000	25,270	20,778
14	0,799	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-7,051	0,000	23,026	15,976
15	0,786	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-4,696	0,000	23,928	19,232
16	0,774	0,000	-5,532	-19,436	31,121	6,153	0,000	-4,282	-15,043	24,087	4,762
17	0,762	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-6,724	0,000	21,960	15,236
18	0,749	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-4,475	0,000	22,802	18,327
19	0,738	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-4,083	0,000	22,967	18,884
20	0,726	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-6,407	0,000	20,923	14,516
21	0,714	0,000	-5,975	-34,628	30,443	-10,159	0,000	-4,266	-24,724	21,736	-7,254
22	0,703	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-3,889	0,000	21,878	17,989
23	0,692	0,000	-8,824	0,000	28,819	19,995	0,000	-6,107	0,000	19,943	13,836
24	0,681	0,000	-5,975	0,000	30,443	24,468	0,000	-4,069	0,000	20,732	16,663
25	0,670	0,000	-5,532	0,000	31,121	25,588	0,000	-3,707	0,000	20,851	17,144
Σ		-248,56	-168,18	-88,688	754,182	248,748	-248,56	-137,61	-68,782	616,395	161,442

Tab. A3. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu A4.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-299,24	0,000	0,000	0,000	-299,24	-299,24	0,000	0,000	0,000	-299,24
1	0,984	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-6,552	0,000	35,660	29,109
2	0,968	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-10,013	0,000	32,529	22,516
3	0,953	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-6,759	0,000	33,792	27,033
4	0,938	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-6,246	0,000	33,993	27,748
5	0,923	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-9,548	0,000	31,017	21,469
6	0,908	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-6,440	0,000	32,196	25,756
7	0,894	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-5,953	0,000	32,399	26,446
8	0,880	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-9,103	0,000	29,572	20,469
9	0,866	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-6,142	0,000	30,707	24,565
10	0,852	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-5,673	0,000	30,877	25,204
11	0,838	0,000	-10,344	-43,136	33,604	-19,876	0,000	-8,668	-36,148	28,161	-16,656
12	0,825	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-5,851	0,000	29,253	23,402
13	0,812	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-5,407	0,000	29,427	24,021
14	0,799	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-8,265	0,000	26,850	18,585
15	0,786	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-5,575	0,000	27,870	22,296
16	0,774	0,000	-6,658	-22,892	36,240	6,690	0,000	-5,154	-17,718	28,050	5,178
17	0,762	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-7,882	0,000	25,607	17,724
18	0,749	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-5,312	0,000	26,559	21,246
19	0,738	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-4,914	0,000	26,745	21,831
20	0,726	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-7,510	0,000	24,397	16,887
21	0,714	0,000	-7,093	-43,141	35,459	-14,775	0,000	-5,064	-30,802	25,317	-10,549
22	0,703	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-4,681	0,000	25,477	20,796
23	0,692	0,000	-10,344	0,000	33,604	23,260	0,000	-7,158	0,000	23,254	16,096
24	0,681	0,000	-7,093	0,000	35,459	28,366	0,000	-4,830	0,000	24,147	19,317
25	0,670	0,000	-6,658	0,000	36,240	29,582	0,000	-4,461	0,000	24,281	19,820
$\Sigma$		-299,24	-199,42	-109,17	878,667	270,836	-299,24	-163,16	-84,669	718,138	171,066

Tab. A4. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu A5.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-379,92	0,000	0,000	0,000	-379,92	-379,92	0,000	0,000	0,000	-379,92
1	0,984	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-8,645	0,000	42,550	33,906
2	0,968	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-10,824	0,000	39,849	29,025
3	0,953	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-8,810	0,000	40,146	31,336
4	0,938	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-8,240	0,000	40,561	32,321
5	0,923	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-10,321	0,000	37,997	27,676
6	0,908	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-8,394	0,000	38,250	29,856
7	0,894	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-7,854	0,000	38,659	30,805
8	0,880	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-9,840	0,000	36,227	26,386
9	0,866	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-8,006	0,000	36,481	28,475
10	0,852	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-7,485	0,000	36,842	29,358
11	0,838	0,000	-11,182	-55,223	41,166	-25,238	0,000	-9,370	-46,277	34,498	-21,150
12	0,825	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-7,627	0,000	34,754	27,127
13	0,812	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-7,133	0,000	35,113	27,979
14	0,799	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-8,934	0,000	32,892	23,958
15	0,786	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-7,266	0,000	33,111	25,844
16	0,774	0,000	-8,785	-30,405	43,242	4,052	0,000	-6,800	-23,534	33,470	3,136
17	0,762	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-8,521	0,000	31,369	22,848
18	0,749	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-6,924	0,000	31,552	24,628
19	0,738	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-6,483	0,000	31,913	25,429
20	0,726	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-8,118	0,000	29,887	21,769
21	0,714	0,000	-9,245	-55,228	42,126	-22,347	0,000	-6,601	-39,433	30,078	-15,956
22	0,703	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-6,176	0,000	30,399	24,223
23	0,692	0,000	-11,182	0,000	41,166	29,985	0,000	-7,738	0,000	28,487	20,749
24	0,681	0,000	-9,245	0,000	42,126	32,881	0,000	-6,296	0,000	28,688	22,392
25	0,670	0,000	-8,785	0,000	43,242	34,457	0,000	-5,886	0,000	28,972	23,086
$\Sigma$		-379,92	-242,48	-140,86	1055,520	292,266	-379,92	-198,29	-109,24	862,745	175,290

Tab. A5. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu A6.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-426,67	0,000	0,000	0,000	-426,67	-426,67	0,000	0,000	0,000	-426,67
1	0,984	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-9,315	0,000	46,036	36,720
2	0,968	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-11,825	0,000	42,982	31,158
3	0,953	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-10,102	0,000	42,990	32,887
4	0,938	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-8,880	0,000	43,883	35,004
5	0,923	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-11,275	0,000	40,984	29,709
6	0,908	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-9,625	0,000	40,960	31,335
7	0,894	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-8,463	0,000	41,825	33,362
8	0,880	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-10,750	0,000	39,075	28,325
9	0,866	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-9,180	0,000	39,065	29,885
10	0,852	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-8,066	0,000	39,860	31,794
11	0,838	0,000	-12,216	-62,251	44,403	-30,063	0,000	-10,237	-52,166	37,210	-25,193
12	0,825	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-8,746	0,000	37,216	28,470
13	0,812	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-7,687	0,000	37,989	30,302
14	0,799	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-9,760	0,000	35,478	25,718
15	0,786	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-8,332	0,000	35,456	27,124
16	0,774	0,000	-9,467	-34,144	46,784	3,173	0,000	-7,327	-26,428	36,211	2,456
17	0,762	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-9,308	0,000	33,835	24,527
18	0,749	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-7,940	0,000	33,787	25,848
19	0,738	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-6,986	0,000	34,527	27,540
20	0,726	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-8,869	0,000	32,237	23,368
21	0,714	0,000	-10,601	-62,257	45,110	-27,748	0,000	-7,569	-44,451	32,209	-19,812
22	0,703	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-6,655	0,000	32,889	26,234
23	0,692	0,000	-12,216	0,000	44,403	32,188	0,000	-8,453	0,000	30,727	22,274
24	0,681	0,000	-10,601	0,000	45,110	34,509	0,000	-7,219	0,000	30,720	23,501
25	0,670	0,000	-9,467	0,000	46,784	37,317	0,000	-6,343	0,000	31,345	25,003
$\Sigma$		-426,67	-267,73	-158,65	1137,162	284,107	-426,67	-218,91	-123,05	929,496	160,865

Tab. A6. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B1.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-65,643	0,000	0,000	0,000	-65,643	-65,643	0,000	0,000	0,000	-65,643
1	0,984	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,855	0,000	6,416	4,561
2	0,968	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,825	0,000	6,311	4,487
3	0,953	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,796	0,000	6,214	4,417
4	0,938	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,768	0,000	6,116	4,348
5	0,923	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,740	0,000	6,018	4,278
6	0,908	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,712	0,000	5,920	4,209
7	0,894	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,685	0,000	5,829	4,144
8	0,880	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,659	0,000	5,738	4,079
9	0,866	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,632	0,000	5,646	4,014
10	0,852	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,606	0,000	5,555	3,949
11	0,838	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,580	0,000	5,464	3,884
12	0,825	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,555	0,000	5,379	3,824
13	0,812	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,531	0,000	5,294	3,764
14	0,799	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,506	0,000	5,210	3,703
15	0,786	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,482	0,000	5,125	3,643
16	0,774	0,000	-1,885	-22,489	6,520	-17,854	0,000	-1,459	-17,407	5,047	-13,819
17	0,762	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,436	0,000	4,968	3,532
18	0,749	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,412	0,000	4,884	3,472
19	0,738	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,391	0,000	4,812	3,421
20	0,726	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,369	0,000	4,734	3,365
21	0,714	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,346	0,000	4,655	3,309
22	0,703	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,325	0,000	4,584	3,258
23	0,692	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,304	0,000	4,512	3,207
24	0,681	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,284	0,000	4,440	3,156
25	0,670	0,000	-1,885	0,000	6,520	4,635	0,000	-1,263	0,000	4,368	3,106
$\Sigma$		-65,643	-47,125	-22,489	163,002	27,745	-65,643	-38,520	-17,407	133,238	11,668

Tab. A7. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B2.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-101,509	0,000	0,000	0,000	-101,509	-101,509	0,000	0,000	0,000	-101,509
1	0,984	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,446	0,000	6,416	3,970
2	0,968	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,406	0,000	6,311	3,905
3	0,953	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,369	0,000	6,214	3,844
4	0,938	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,332	0,000	6,116	3,784
5	0,923	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,295	0,000	6,018	3,723
6	0,908	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,257	0,000	5,920	3,663
7	0,894	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,222	0,000	5,829	3,606
8	0,880	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,188	0,000	5,738	3,550
9	0,866	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,153	0,000	5,646	3,493
10	0,852	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,118	0,000	5,555	3,437
11	0,838	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,083	0,000	5,464	3,381
12	0,825	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,051	0,000	5,379	3,328
13	0,812	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-2,019	0,000	5,294	3,276
14	0,799	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,986	0,000	5,210	3,223
15	0,786	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,954	0,000	5,125	3,171
16	0,774	0,000	-2,486	-29,639	6,520	-25,605	0,000	-1,924	-22,941	5,047	-19,818
17	0,762	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,894	0,000	4,968	3,074
18	0,749	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,862	0,000	4,884	3,021
19	0,738	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,835	0,000	4,812	2,977
20	0,726	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,805	0,000	4,734	2,929
21	0,714	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,775	0,000	4,655	2,880
22	0,703	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,748	0,000	4,584	2,836
23	0,692	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,720	0,000	4,512	2,792
24	0,681	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,693	0,000	4,440	2,747
25	0,670	0,000	-2,486	0,000	6,520	4,034	0,000	-1,666	0,000	4,368	2,703
$\Sigma$		-101,509	-62,150	-29,639	163,002	-30,296	-101,509	-50,801	-22,941	133,238	-42,013

Tab. A8. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B3.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-224,092	0,000	0,000	0,000	-224,092	-224,092	0,000	0,000	0,000	-224,092
1	0,984	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,574	0,000	6,416	1,842
2	0,968	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,499	0,000	6,311	1,812
3	0,953	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,430	0,000	6,214	1,784
4	0,938	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,360	0,000	6,116	1,756
5	0,923	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,290	0,000	6,018	1,728
6	0,908	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,220	0,000	5,920	1,700
7	0,894	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,155	0,000	5,829	1,674
8	0,880	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,090	0,000	5,738	1,647
9	0,866	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-4,025	0,000	5,646	1,621
10	0,852	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,960	0,000	5,555	1,595
11	0,838	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,895	0,000	5,464	1,569
12	0,825	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,835	0,000	5,379	1,544
13	0,812	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,774	0,000	5,294	1,520
14	0,799	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,714	0,000	5,210	1,496
15	0,786	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,653	0,000	5,125	1,471
16	0,774	0,000	-4,648	-51,512	6,520	-49,640	0,000	-3,598	-39,871	5,047	-38,422
17	0,762	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,542	0,000	4,968	1,427
18	0,749	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,481	0,000	4,884	1,402
19	0,738	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,430	0,000	4,812	1,382
20	0,726	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,374	0,000	4,734	1,359
21	0,714	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,319	0,000	4,655	1,337
22	0,703	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,268	0,000	4,584	1,316
23	0,692	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,216	0,000	4,512	1,295
24	0,681	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,165	0,000	4,440	1,275
25	0,670	0,000	-4,648	0,000	6,520	1,872	0,000	-3,114	0,000	4,368	1,254
$\Sigma$		-224,092	-116,200	-51,512	163,002	-228,802	-224,092	-94,982	-39,871	133,238	-225,706

Tab. A9. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B4.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-261,101	0,000	0,000	0,000	-261,101	-261,101	0,000	0,000	0,000	-261,101
1	0,984	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-5,210	0,000	6,416	1,206
2	0,968	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-5,126	0,000	6,311	1,186
3	0,953	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-5,046	0,000	6,214	1,167
4	0,938	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,967	0,000	6,116	1,149
5	0,923	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,887	0,000	6,018	1,131
6	0,908	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,808	0,000	5,920	1,112
7	0,894	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,734	0,000	5,829	1,095
8	0,880	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,660	0,000	5,738	1,078
9	0,866	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,585	0,000	5,646	1,061
10	0,852	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,511	0,000	5,555	1,044
11	0,838	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,437	0,000	5,464	1,027
12	0,825	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,368	0,000	5,379	1,011
13	0,812	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,300	0,000	5,294	0,995
14	0,799	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,231	0,000	5,210	0,979
15	0,786	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,162	0,000	5,125	0,963
16	0,774	0,000	-5,295	-60,966	6,520	-59,740	0,000	-4,098	-47,187	5,047	-46,239
17	0,762	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-4,035	0,000	4,968	0,933
18	0,749	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,966	0,000	4,884	0,918
19	0,738	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,908	0,000	4,812	0,904
20	0,726	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,844	0,000	4,734	0,889
21	0,714	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,781	0,000	4,655	0,875
22	0,703	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,722	0,000	4,584	0,861
23	0,692	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,664	0,000	4,512	0,848
24	0,681	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,606	0,000	4,440	0,834
25	0,670	0,000	-5,295	0,000	6,520	1,225	0,000	-3,548	0,000	4,368	0,821
$\Sigma$		-261,101	-132,375	-60,966	163,002	-291,440	-261,101	-108,203	-47,187	133,238	-283,254

Tab. A10. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B5.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-304,691	0,000	0,000	0,000	-304,691	-304,691	0,000	0,000	0,000	-304,691
1	0,984	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,990	0,000	6,416	0,426
2	0,968	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,892	0,000	6,311	0,419
3	0,953	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,801	0,000	6,214	0,413
4	0,938	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,710	0,000	6,116	0,406
5	0,923	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,618	0,000	6,018	0,400
6	0,908	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,527	0,000	5,920	0,393
7	0,894	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,442	0,000	5,829	0,387
8	0,880	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,357	0,000	5,738	0,381
9	0,866	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,271	0,000	5,646	0,375
10	0,852	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,186	0,000	5,555	0,369
11	0,838	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,101	0,000	5,464	0,363
12	0,825	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-5,022	0,000	5,379	0,357
13	0,812	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,943	0,000	5,294	0,352
14	0,799	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,864	0,000	5,210	0,346
15	0,786	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,784	0,000	5,125	0,340
16	0,774	0,000	-6,087	-71,339	6,520	-70,906	0,000	-4,711	-55,216	5,047	-54,881
17	0,762	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,638	0,000	4,968	0,330
18	0,749	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,559	0,000	4,884	0,324
19	0,738	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,492	0,000	4,812	0,320
20	0,726	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,419	0,000	4,734	0,314
21	0,714	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,346	0,000	4,655	0,309
22	0,703	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,279	0,000	4,584	0,304
23	0,692	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,212	0,000	4,512	0,300
24	0,681	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,145	0,000	4,440	0,295
25	0,670	0,000	-6,087	0,000	6,520	0,433	0,000	-4,078	0,000	4,368	0,290
$\Sigma$		-304,691	-152,175	-71,339	163,002	-365,203	-304,691	-124,388	-55,216	133,238	-351,057

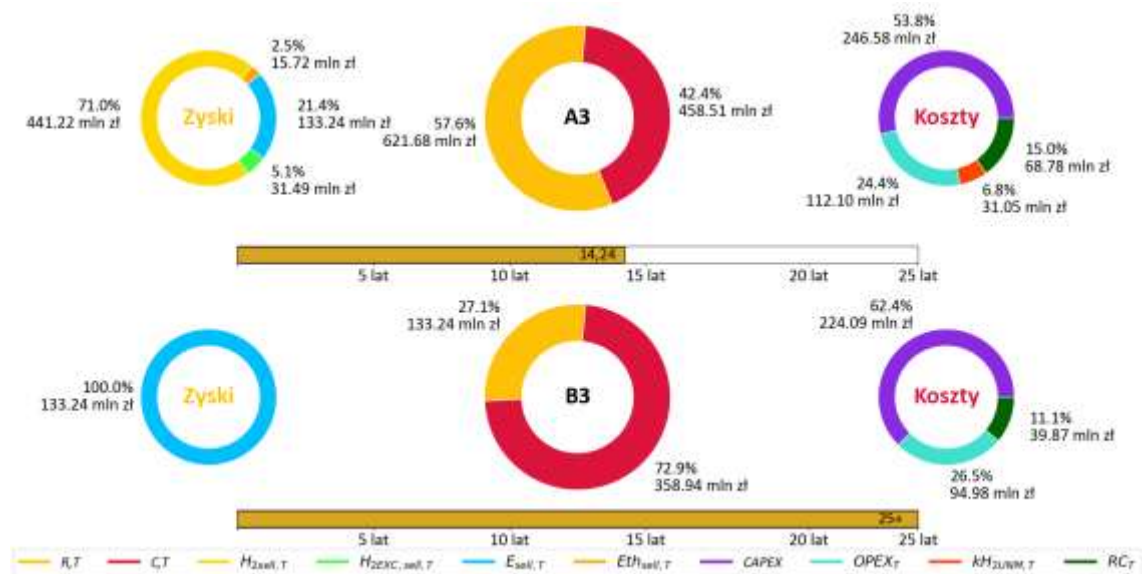
Tab. A11. Wyniki analizy efektywności finansowej dla wariantu B6.

<i>t</i>	<i>i</i>	nominalny przepływ pieniężny					zdyskontowany przepływ pieniężny				
		<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX<sub>all,t</sub></i>	<i>RC<sub>t</sub></i>	<i>R<sub>t</sub></i>	$\Sigma$
		mln zł					mln zł				
0	1,000	-358,212	0,000	0,000	0,000	-358,212	-358,212	0,000	0,000	0,000	-358,212
1	0,984	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-6,425	0,000	6,416	-0,009
2	0,968	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-6,320	0,000	6,311	-0,009
3	0,953	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-6,222	0,000	6,214	-0,009
4	0,938	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-6,124	0,000	6,116	-0,008
5	0,923	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-6,026	0,000	6,018	-0,008
6	0,908	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,928	0,000	5,920	-0,008
7	0,894	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,837	0,000	5,829	-0,008
8	0,880	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,746	0,000	5,738	-0,008
9	0,866	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,654	0,000	5,646	-0,008
10	0,852	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,563	0,000	5,555	-0,008
11	0,838	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,471	0,000	5,464	-0,007
12	0,825	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,386	0,000	5,379	-0,007
13	0,812	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,302	0,000	5,294	-0,007
14	0,799	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,217	0,000	5,210	-0,007
15	0,786	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-5,132	0,000	5,125	-0,007
16	0,774	0,000	-6,529	-84,768	6,520	-84,777	0,000	-5,053	-65,610	5,047	-65,617
17	0,762	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,975	0,000	4,968	-0,007
18	0,749	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,890	0,000	4,884	-0,007
19	0,738	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,818	0,000	4,812	-0,007
20	0,726	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,740	0,000	4,734	-0,006
21	0,714	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,662	0,000	4,655	-0,006
22	0,703	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,590	0,000	4,584	-0,006
23	0,692	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,518	0,000	4,512	-0,006
24	0,681	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,446	0,000	4,440	-0,006
25	0,670	0,000	-6,529	0,000	6,520	-0,009	0,000	-4,374	0,000	4,368	-0,006
$\Sigma$		-358,212	-163,225	-84,768	163,002	-443,203	-358,212	-133,420	-65,610	133,238	-424,005

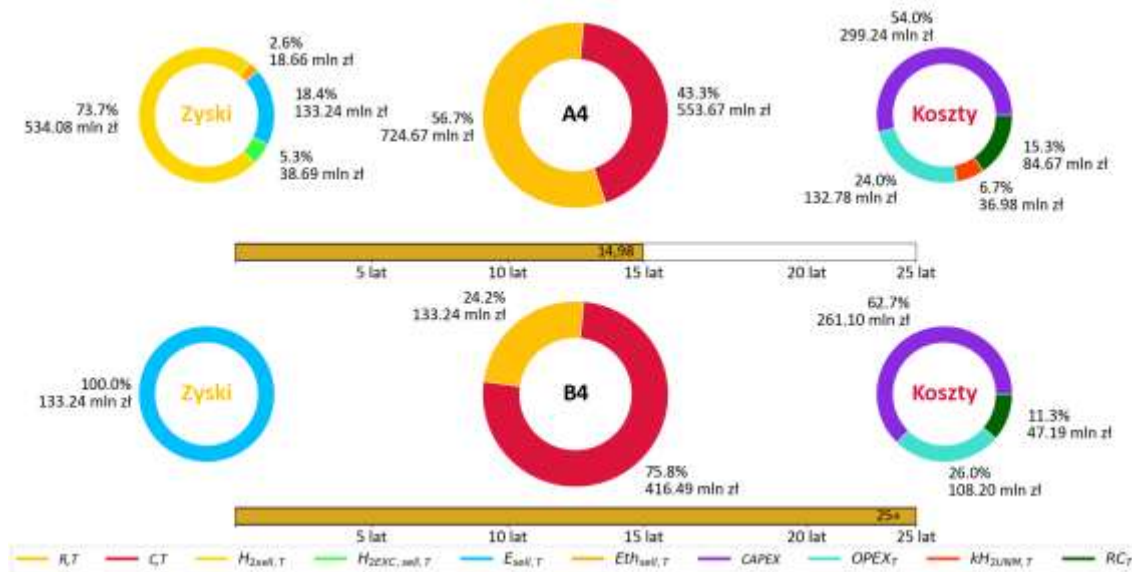
## Załącznik B



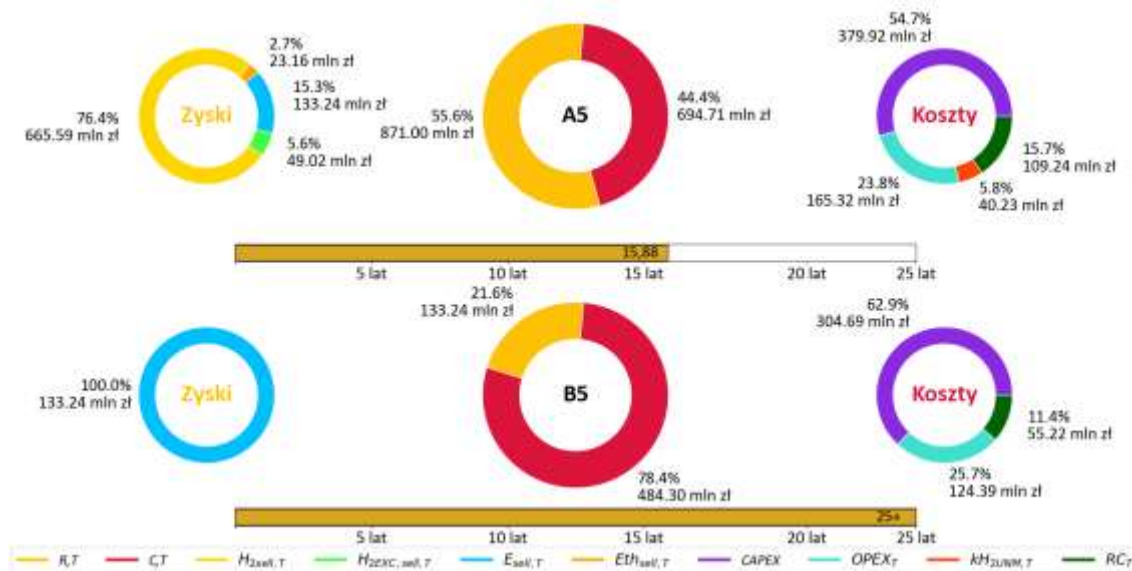
Rys. B1. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji dla wariantów A2 i B2. Oznaczenia jak na rysunku 9.1.



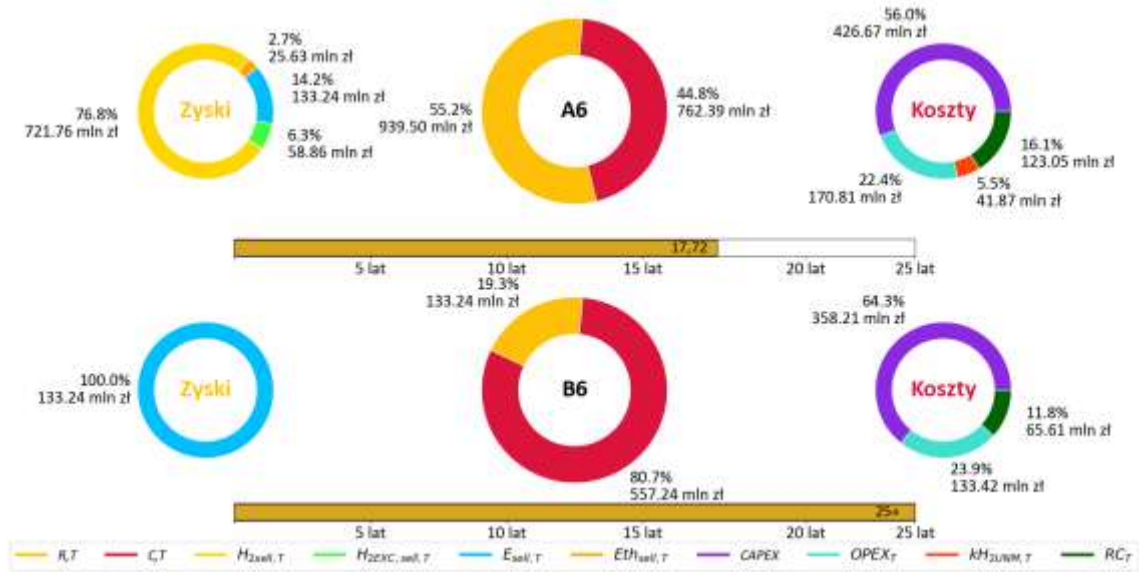
Rys. B2. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji dla wariantów A3 i B3. Oznaczenia jak na rysunku 9.1.



Rys. B3. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji dla wariantów A4 i B4. Oznaczenia jak na rysunku 9.1.

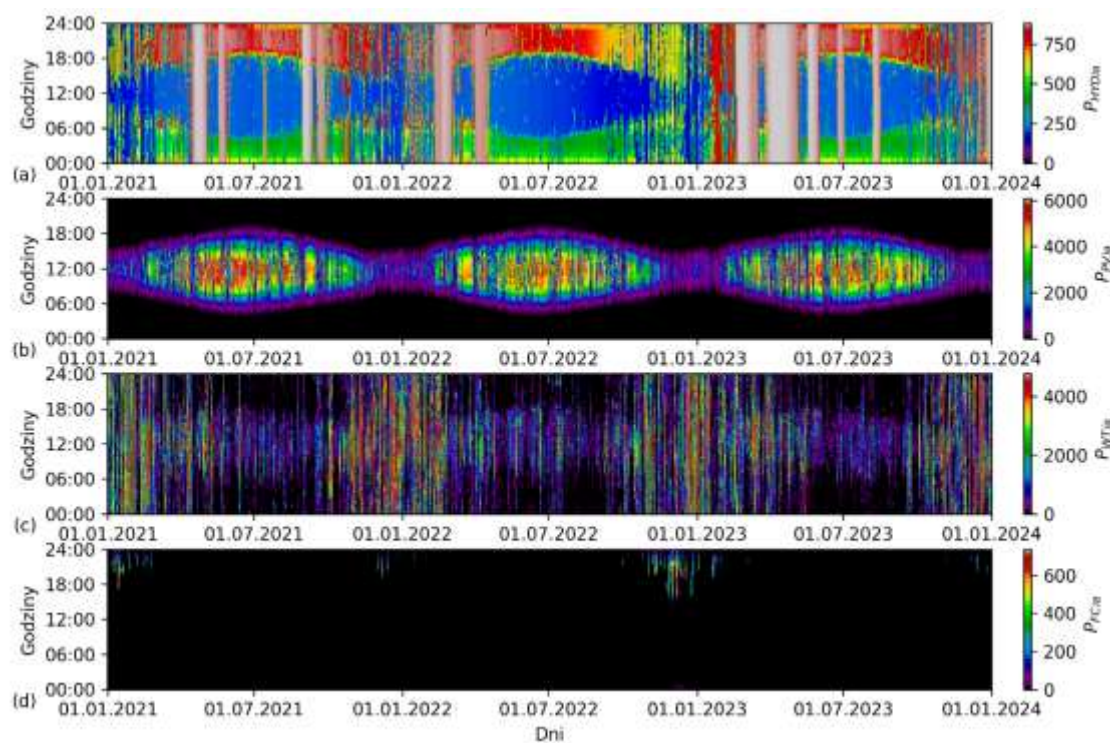


Rys. B4. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji dla wariantów A5 i B5. Oznaczenia jak na rysunku 9.1.

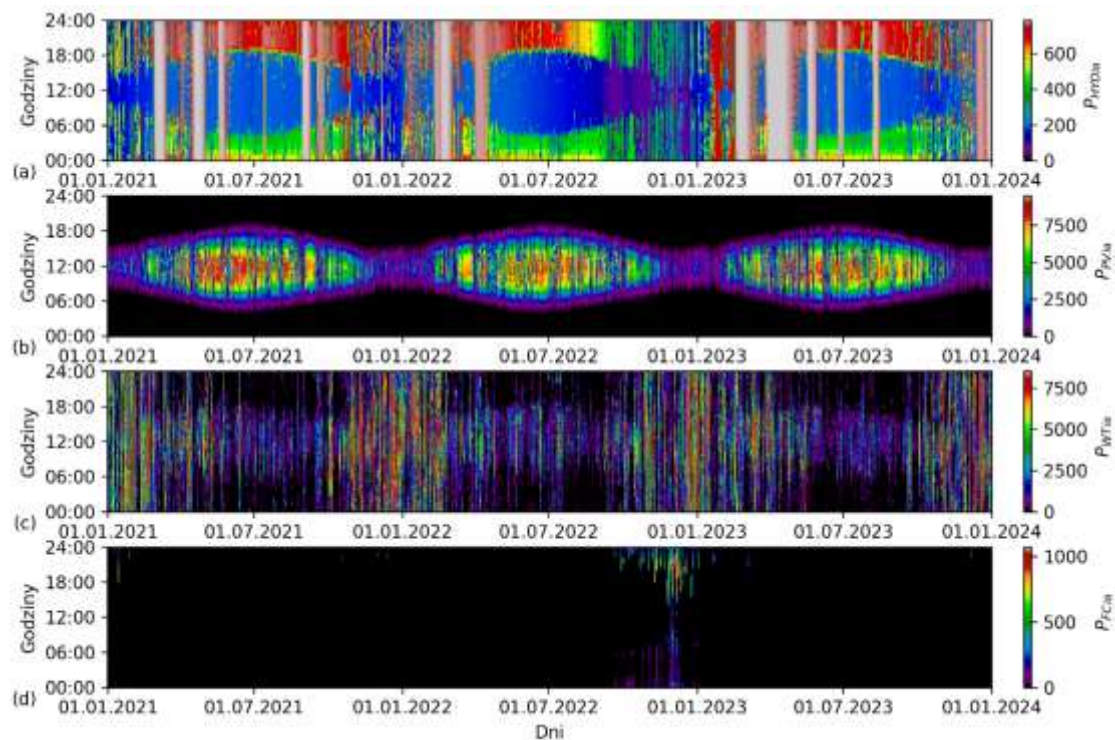


Rys. B5. Analiza struktury kosztów, przychodów i okresu zwrotu inwestycji dla wariantów A6 i B6. Oznaczenia jak na rysunku 9.1.

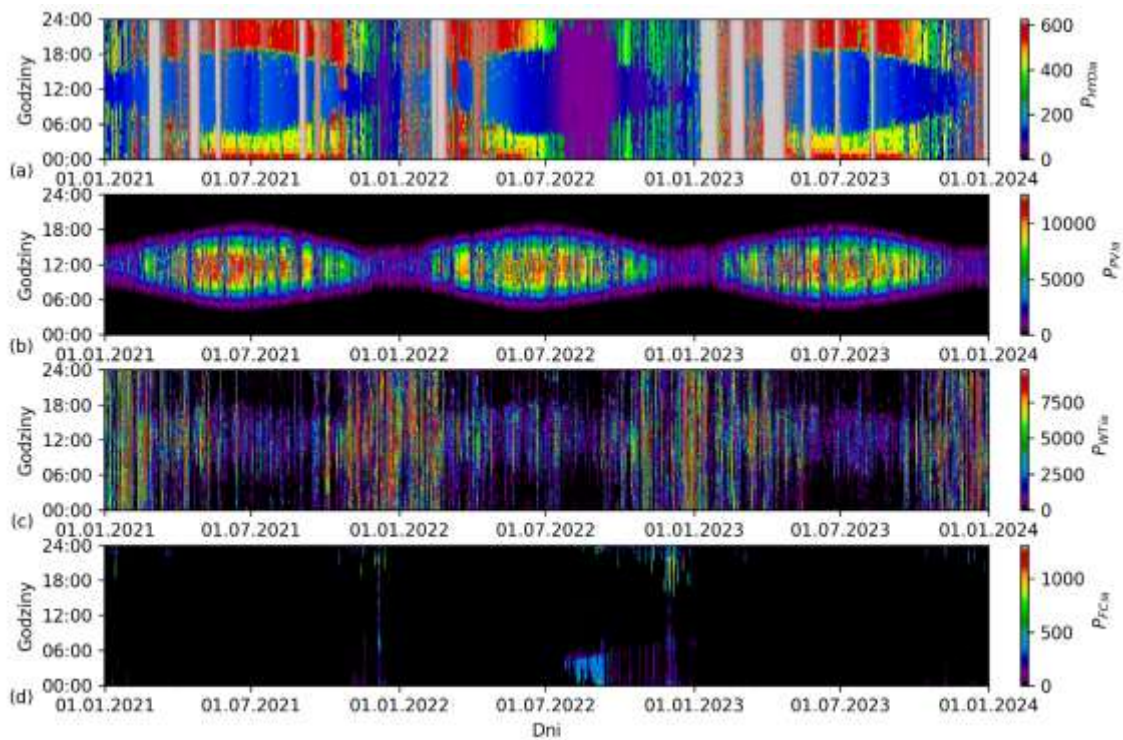
## Załącznik C



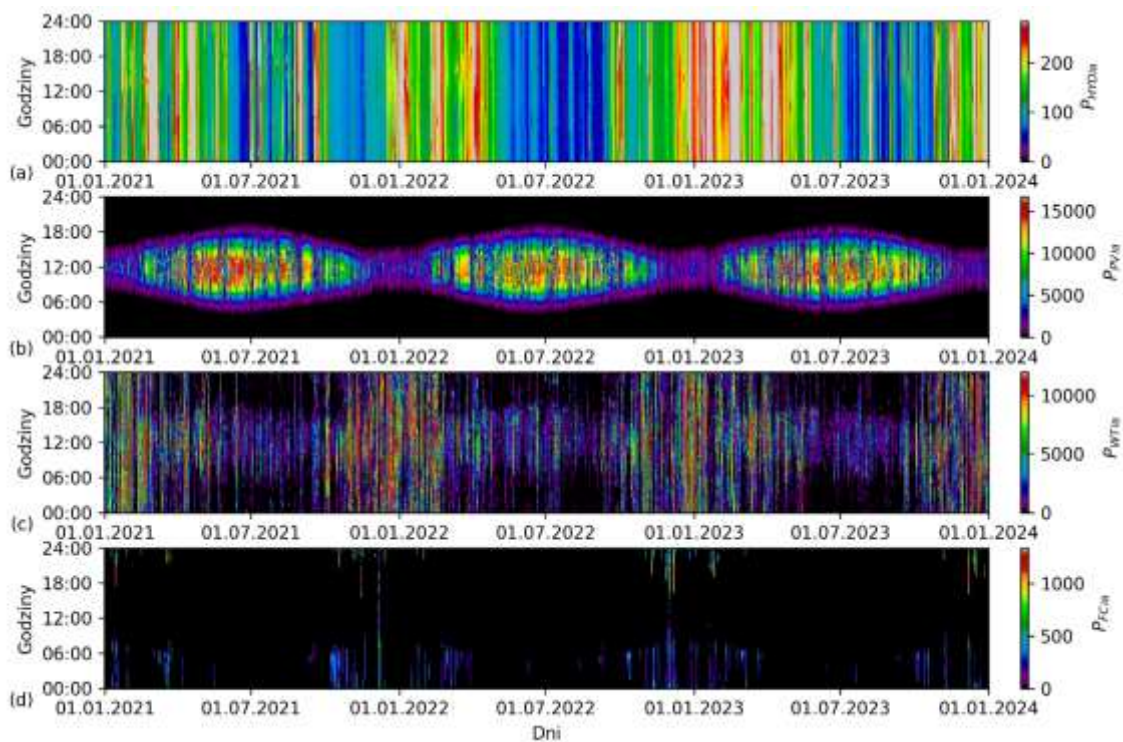
Rys. C1. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w wariantcie A2 w pierwszych trzech latach analizy: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia jak na rysunku 10.1.



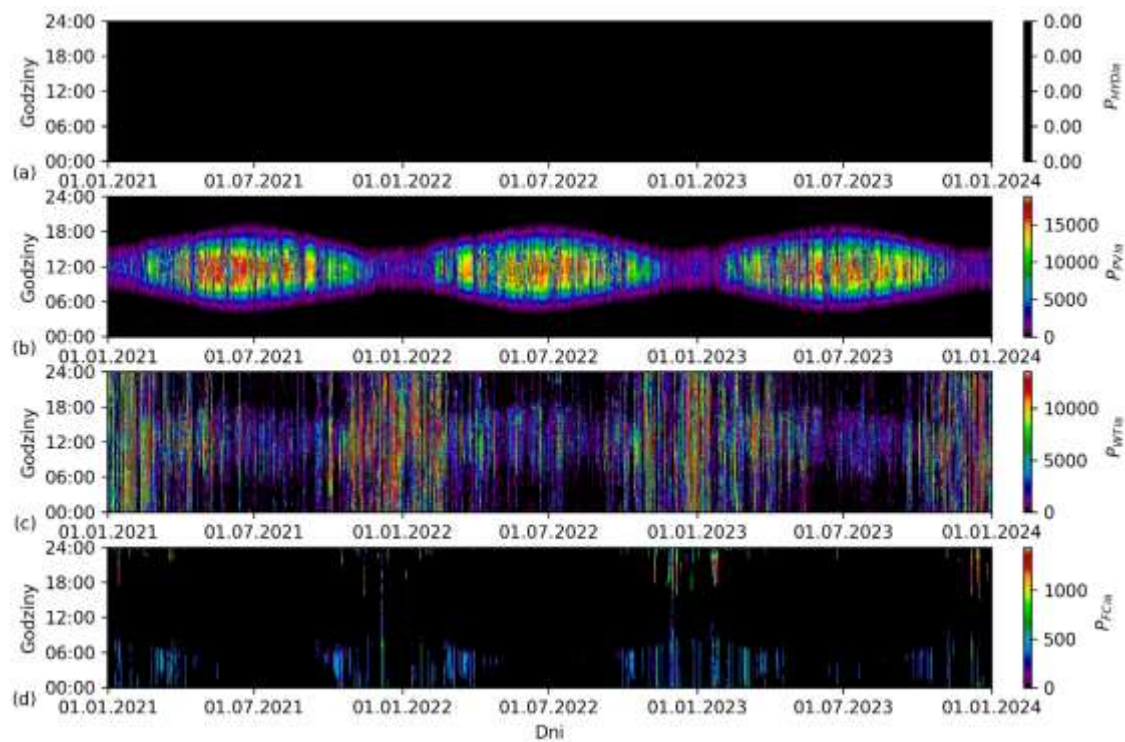
Rys. C2. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w wariantcie A3 w pierwszych trzech latach analizy: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia jak na rysunku 10.1.



Rys. C3. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w wariantcie A4 w pierwszych trzech latach analizy: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia jak na rysunku 10.1.

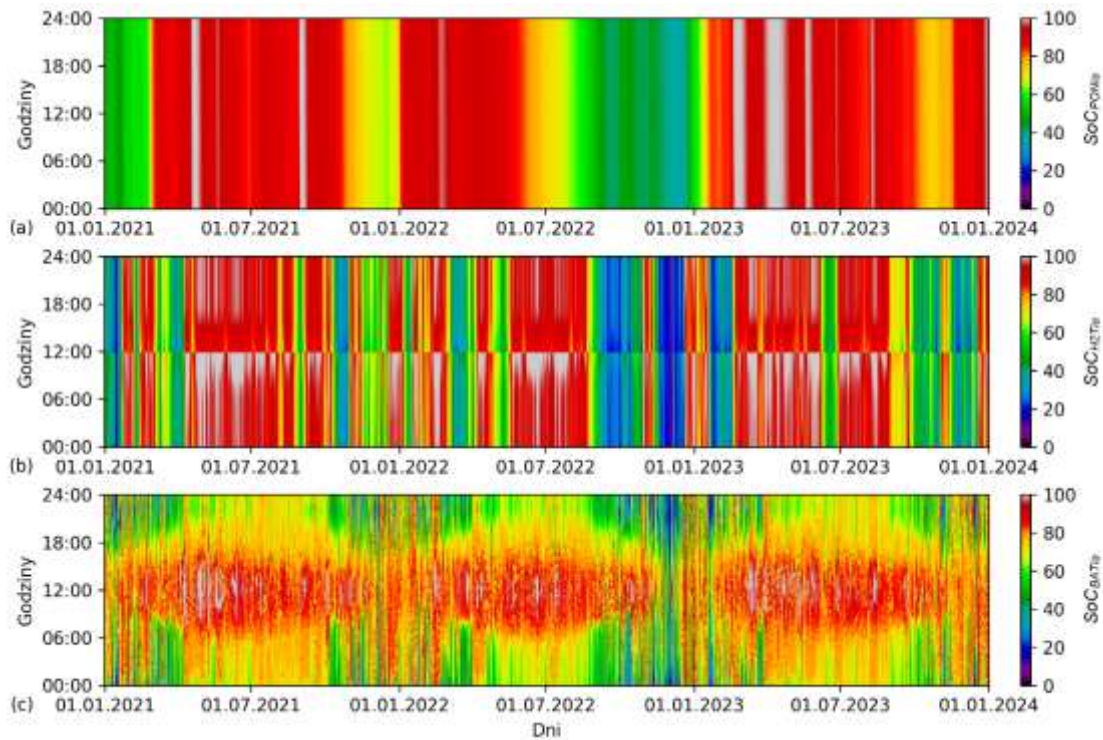


Rys. C4. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w wariantcie A5 w pierwszych trzech latach analizy: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia jak na rysunku 10.1.

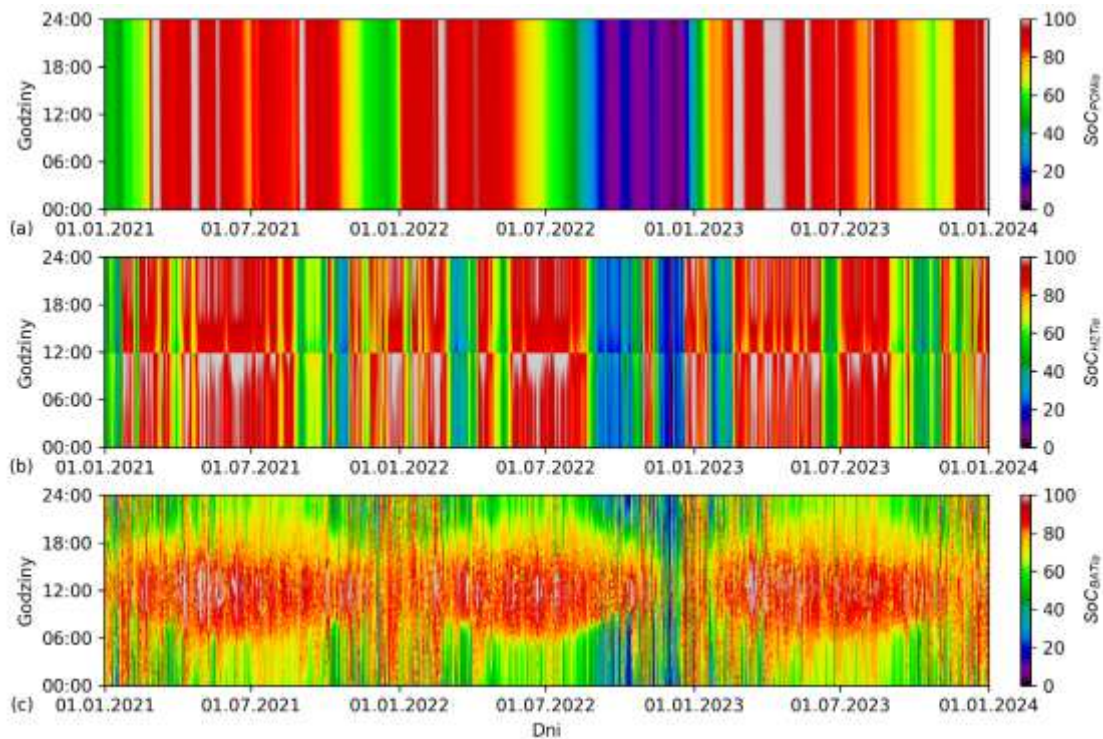


Rys. C5. Rozkład mocy generowanej przez poszczególne źródła energii w wariantcie A6 w pierwszych trzech latach analizy: (a) elektrownia wodna, (b) elektrownia fotowoltaiczna, (c) elektrownia wiatrowa, (d) ogniwo paliwowe. Oznaczenia jak na rysunku 10.1.

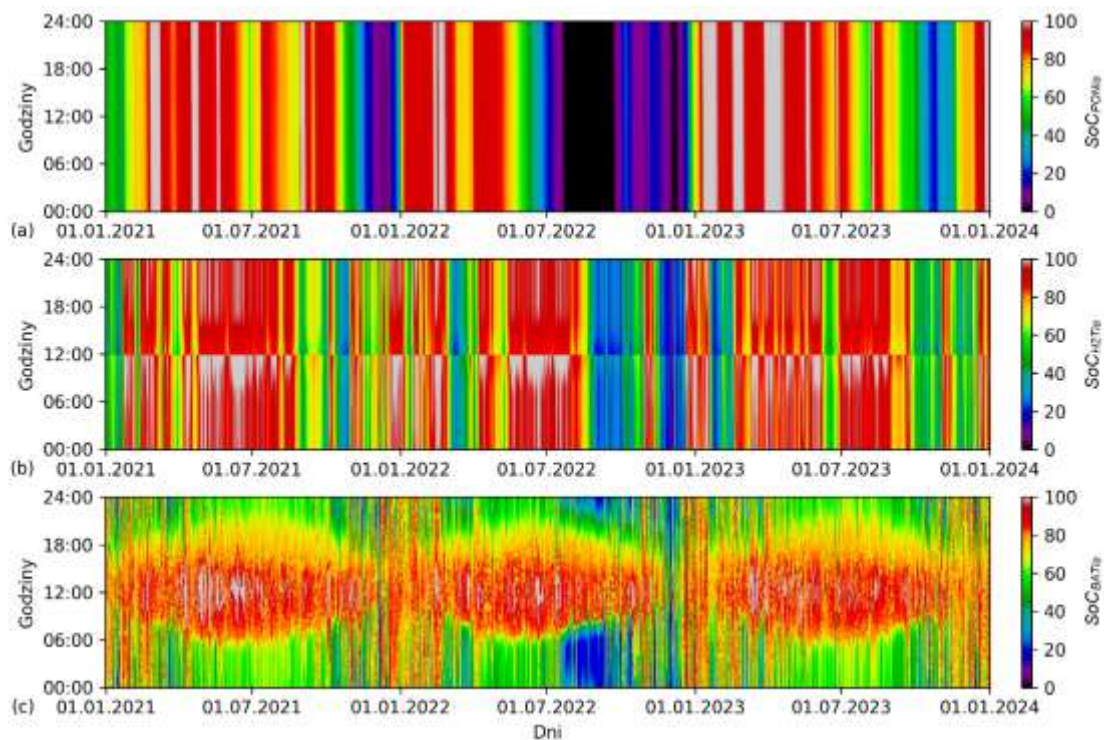
## Załącznik D



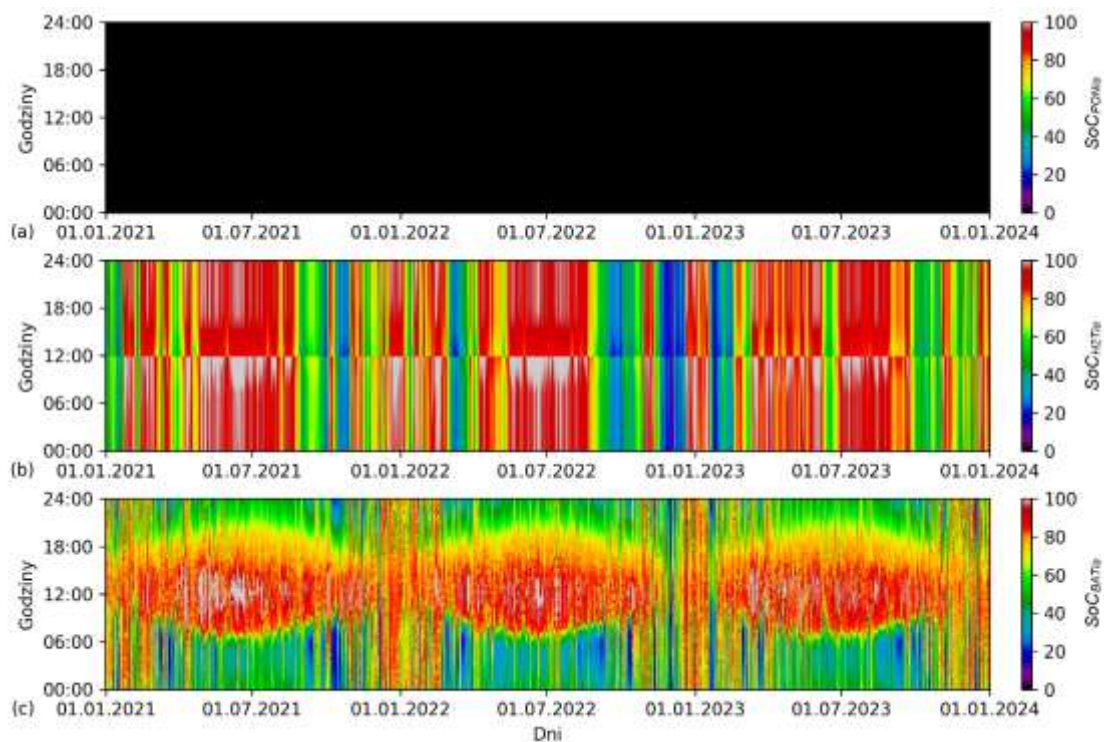
Rys. D1. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariantcie A2 w pierwszych trzech latach analizy: (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru i (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia jak na rysunku 11.2.



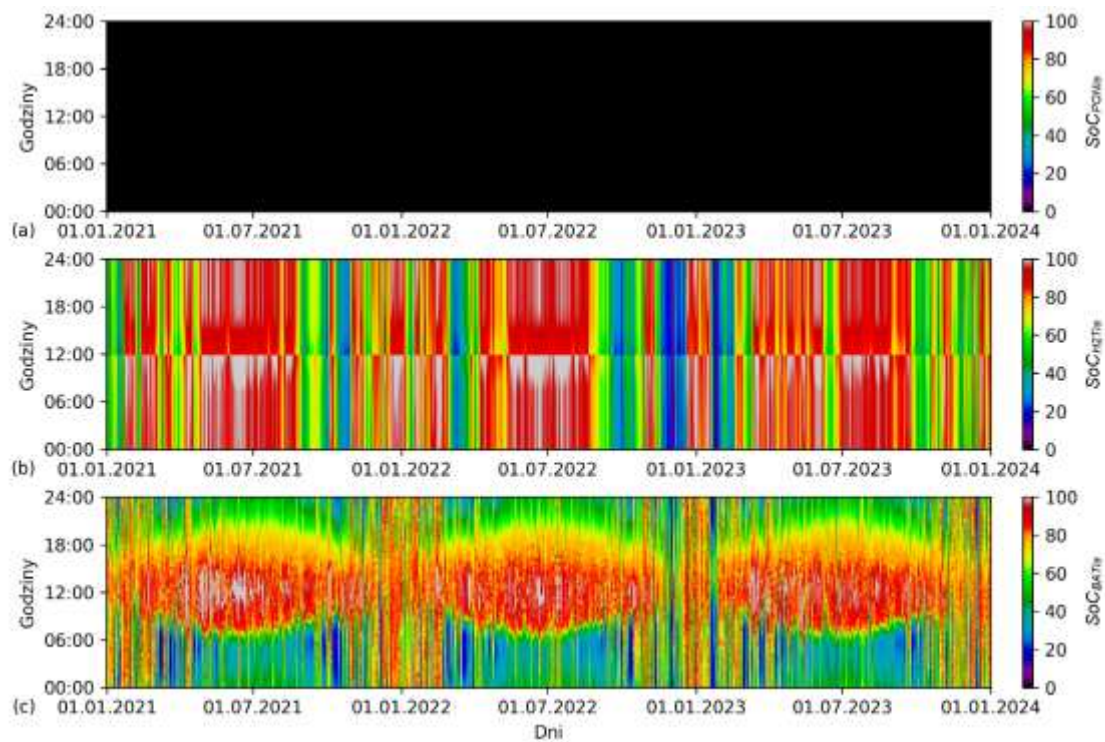
Rys. D2. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariantcie A3 w pierwszych trzech latach analizy: (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru i (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia jak na rysunku 11.2.



Rys. D3. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariacie A4 w pierwszych trzech latach analizy: (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru i (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia jak na rysunku 11.2.



Rys. D4. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariacie A5 w pierwszych trzech latach analizy: (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru i (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia jak na rysunku 11.2.



Rys. D5. Zmienność dostępnych zasobów energii w wariancie A6 w pierwszych trzech latach analizy: (a) zbiornik wodny, (b) zbiornik wodoru i (c) magazyn bateryjny. Oznaczenia jak na rysunku 11.2.

## Załącznik E

Tab. E1. Parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A2.

parametr	$1h$	$3h$	$6h$	$12h$	$1d$	$2d$	$3d$	$4d$	$5d$	$6d$	$7d$	$10d$	$14d$
	[MWh]												
<i>min</i>	-0.759	-2.045	-3.849	-4.884	-4.435	-7.092	-9.565	-9.765	-2.356	2.267	10.835	27.863	109.189
<i>Q1</i>	0.051	0.171	0.592	3.889	18.067	43.353	68.068	95.920	122.925	150.493	179.736	262.895	378.663
<i>Q2</i>	0.516	1.853	4.726	13.090	30.902	63.534	95.952	128.604	160.932	193.605	227.092	325.751	460.770
<i>Q3</i>	2.494	7.324	14.214	26.495	45.189	86.517	126.501	167.070	205.542	242.894	281.553	404.386	557.334
<i>max</i>	10.843	28.158	52.843	90.280	133.940	225.177	315.645	374.084	429.581	497.895	560.326	690.621	916.203
<i>IQR</i>	2.443	7.153	13.622	22.606	27.122	43.164	58.433	71.150	82.617	92.401	101.817	141.491	178.672
<i>LW</i>	-3.613	-10.559	-19.841	-30.021	-22.616	-21.394	-19.582	-10.805	-1.000	11.892	27.011	50.659	110.655
<i>UW</i>	6.157	18.054	34.648	60.404	85.871	151.263	214.150	273.795	329.467	381.495	434.278	616.623	825.342
<i>N&lt;0</i>	[%]												
	17.12	15.07	12.67	6.61	1.84	0.71	0.30	0.11	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00

Tab. E2. Parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A3.

parametr	$1h$	$3h$	$6h$	$12h$	$1d$	$2d$	$3d$	$4d$	$5d$	$6d$	$7d$	$10d$	$14d$
	[MWh]												
<i>min</i>	-1.184	-3.132	-5.795	-9.111	-10.888	-17.306	-23.162	-25.224	-9.432	12.301	23.536	49.682	208.680
<i>Q1</i>	0.050	0.191	1.003	6.818	32.086	75.349	120.575	168.221	216.117	264.500	313.715	469.109	670.567
<i>Q2</i>	0.953	3.443	8.574	23.137	52.744	109.439	165.329	220.744	277.611	335.702	394.482	563.556	801.737
<i>Q3</i>	4.439	12.970	24.948	45.856	76.803	148.855	221.067	286.866	354.567	422.282	485.728	699.067	966.107
<i>max</i>	17.120	45.676	89.401	154.719	236.052	398.997	578.242	693.533	774.099	858.031	964.111	1184.434	1655.163
<i>IQR</i>	4.389	12.779	23.945	39.038	44.717	73.506	100.492	118.644	138.450	157.782	172.013	229.958	295.540
<i>LW</i>	-6.533	-18.977	-34.913	-51.739	-34.990	-34.911	-30.162	-9.745	8.441	27.826	55.696	124.172	227.257
<i>UW</i>	11.021	32.139	60.865	104.413	143.879	259.115	371.804	464.833	562.243	658.956	743.746	1044.004	1409.417
<i>N&lt;0</i>	[%]												
	19.29	17.22	14.97	6.68	1.19	0.58	0.26	0.12	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00

Tab. E3. Parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A4.

parametr	$1h$	$3h$	$6h$	$12h$	$1d$	$2d$	$3d$	$4d$	$5d$	$6d$	$7d$	$10d$	$14d$
	[MWh]												
<i>min</i>	-1.218	-3.407	-6.162	-9.459	-10.785	-17.512	-22.558	-21.658	-0.103	30.218	41.963	74.421	274.240
<i>Q1</i>	0.018	0.142	0.823	7.884	39.303	92.306	148.025	207.055	264.768	323.968	386.443	569.992	821.449
<i>Q2</i>	1.149	4.122	10.386	28.450	65.511	135.896	205.467	272.217	340.614	412.276	478.815	692.766	982.147
<i>Q3</i>	5.451	15.993	30.848	57.005	94.323	183.196	269.231	349.933	434.063	512.982	590.763	843.176	1163.052
<i>max</i>	21.486	56.467	110.402	188.496	280.516	473.702	649.491	810.019	905.670	989.541	1113.676	1366.760	1945.913
<i>IQR</i>	5.433	15.850	30.025	49.121	55.019	90.891	121.205	142.878	169.295	189.014	204.320	273.184	341.603
<i>LW</i>	-8.132	-23.633	-44.215	-65.798	-43.226	-44.031	-33.783	-7.262	10.825	40.447	79.962	160.216	309.044
<i>UW</i>	13.602	39.768	75.886	130.687	176.852	319.532	451.038	564.250	688.005	796.503	897.243	1252.951	1675.456
<i>N&lt;0</i>	[%]												
	24.16	21.89	19.23	9.04	1.29	0.57	0.19	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

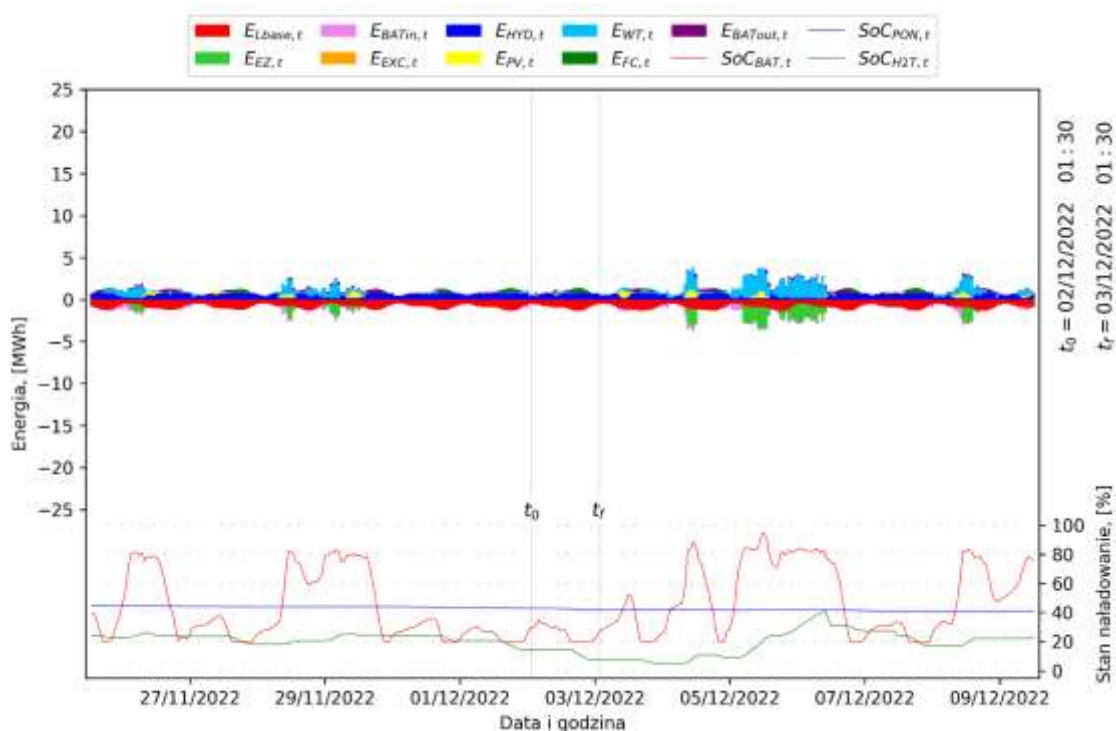
Tab. E4. Parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A5.

parametr	1h	3h	6h	12h	1d	2d	3d	4d	5d	6d	7d	10d	14d
	[MWh]												
<i>min</i>	-1.267	-3.730	-7.113	-10.655	-14.197	-21.878	-27.824	-23.669	0.244	-0.168	12.691	27.120	288.071
<i>Q1</i>	-0.294	-0.667	-0.046	8.766	49.304	113.966	185.533	260.529	333.656	405.198	482.693	715.906	1035.189
<i>Q2</i>	1.466	5.240	13.143	35.847	82.705	170.893	258.918	343.841	426.433	515.328	601.947	863.315	1235.769
<i>Q3</i>	6.973	20.505	39.598	73.045	118.538	230.795	336.163	440.936	544.937	644.889	741.202	1054.970	1455.104
<i>max</i>	27.707	72.923	141.507	240.129	349.432	592.162	802.068	1020.029	1144.661	1211.773	1330.663	1701.425	2474.459
<i>IQR</i>	7.268	21.171	39.644	64.278	69.234	116.828	150.630	180.408	211.281	239.690	258.509	339.064	419.915
<i>LW</i>	-11.196	-32.424	-59.512	-87.651	-54.547	-61.276	-40.413	-10.083	16.735	45.663	94.929	207.311	405.317
<i>UW</i>	17.875	52.262	99.063	169.462	222.389	406.037	562.108	711.548	861.858	1004.424	1128.965	1563.566	2084.976
	[%]												
<i>N&lt;0</i>	33.94	30.58	25.15	13.10	1.89	0.80	0.23	0.12	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00

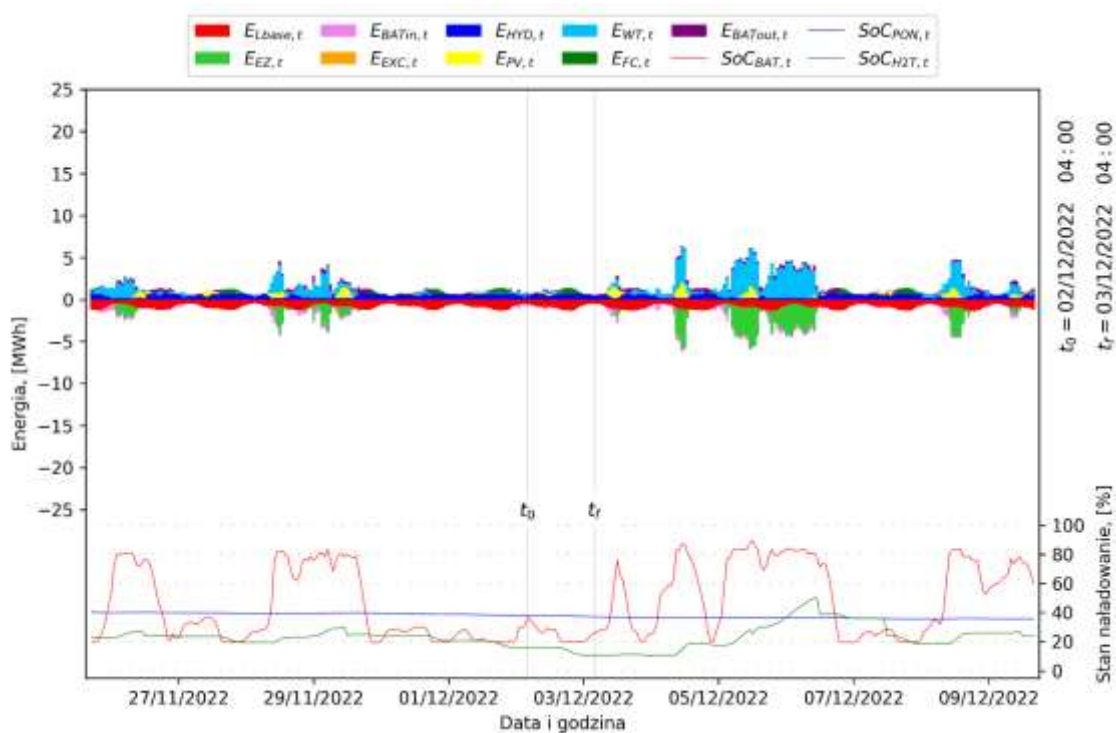
Tab. E5. Parametry rozkładu zmiennej  $\Sigma E_{SYSTbase,t}$  dla analizowanych przedziałów czasowych  $t$  w wariancie A6.

parametr	1h	3h	6h	12h	1d	2d	3d	4d	5d	6d	7d	10d	14d
	[MWh]												
<i>min</i>	-1.267	-3.730	-7.113	-10.655	-14.197	-21.878	-27.824	-23.669	0.244	-0.168	12.691	27.120	288.071
<i>Q1</i>	-0.294	-0.667	-0.046	8.766	49.304	113.966	185.533	260.529	333.656	405.198	482.693	715.906	1035.189
<i>Q2</i>	1.466	5.240	13.143	35.847	82.705	170.893	258.918	343.841	426.433	515.328	601.947	863.315	1235.769
<i>Q3</i>	6.973	20.505	39.598	73.045	118.538	230.795	336.163	440.936	544.937	644.889	741.202	1054.970	1455.104
<i>max</i>	27.707	72.923	141.507	240.129	349.432	592.162	802.068	1020.029	1144.661	1211.773	1330.663	1701.425	2474.459
<i>IQR</i>	7.268	21.171	39.644	64.278	69.234	116.828	150.630	180.408	211.281	239.690	258.509	339.064	419.915
<i>LW</i>	-11.196	-32.424	-59.512	-87.651	-54.547	-61.276	-40.413	-10.083	16.735	45.663	94.929	207.311	405.317
<i>UW</i>	17.875	52.262	99.063	169.462	222.389	406.037	562.108	711.548	861.858	1004.424	1128.965	1563.566	2084.976
	[%]												
<i>N&lt;0</i>	33.94	30.58	25.15	13.10	1.89	0.80	0.23	0.12	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00

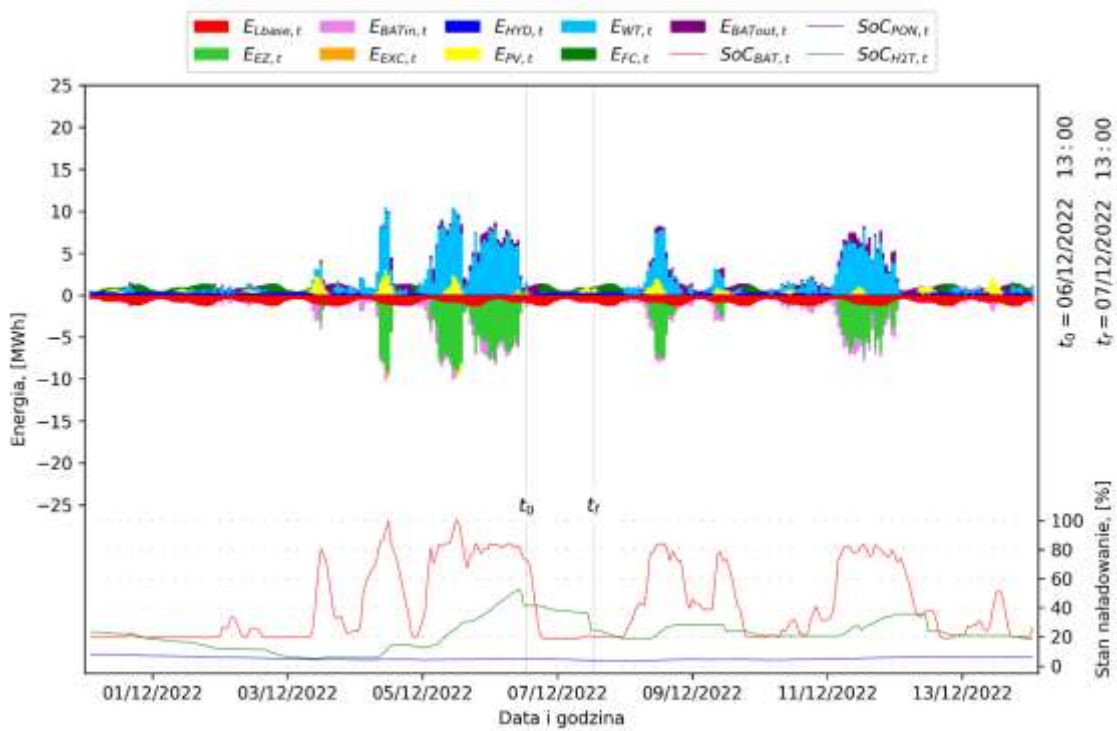
## Załącznik F



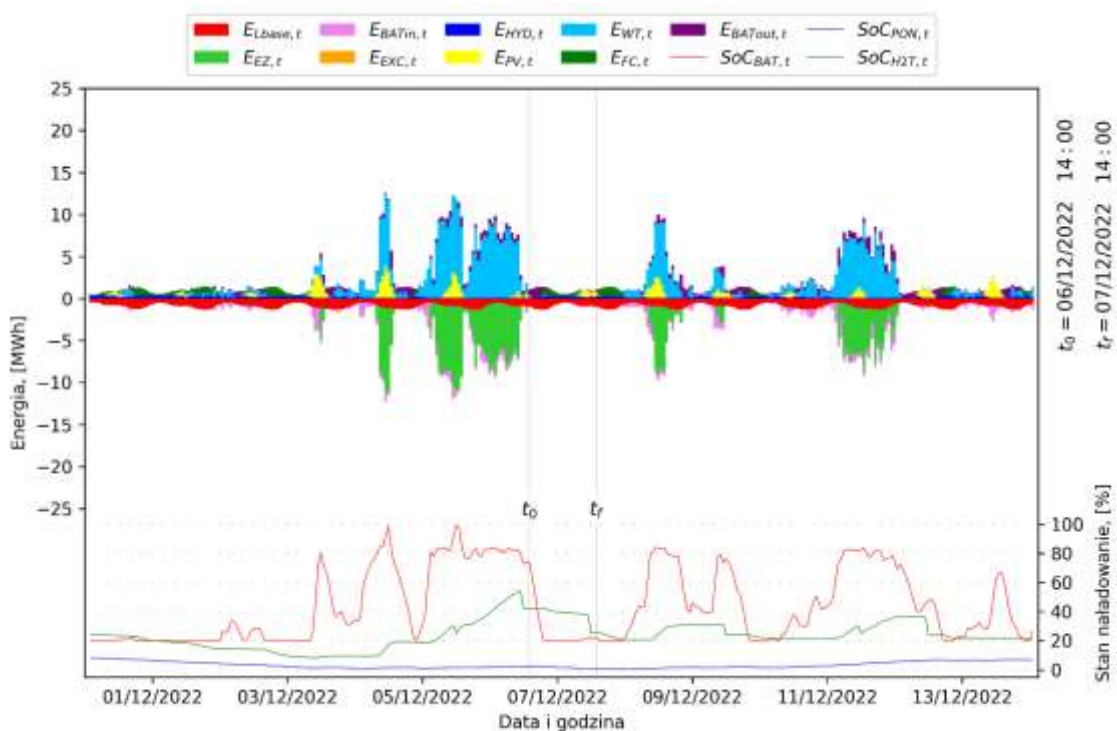
Rys. F1. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 02/12/2021 roku, 01:30 do 03/12/2021 roku, 01:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



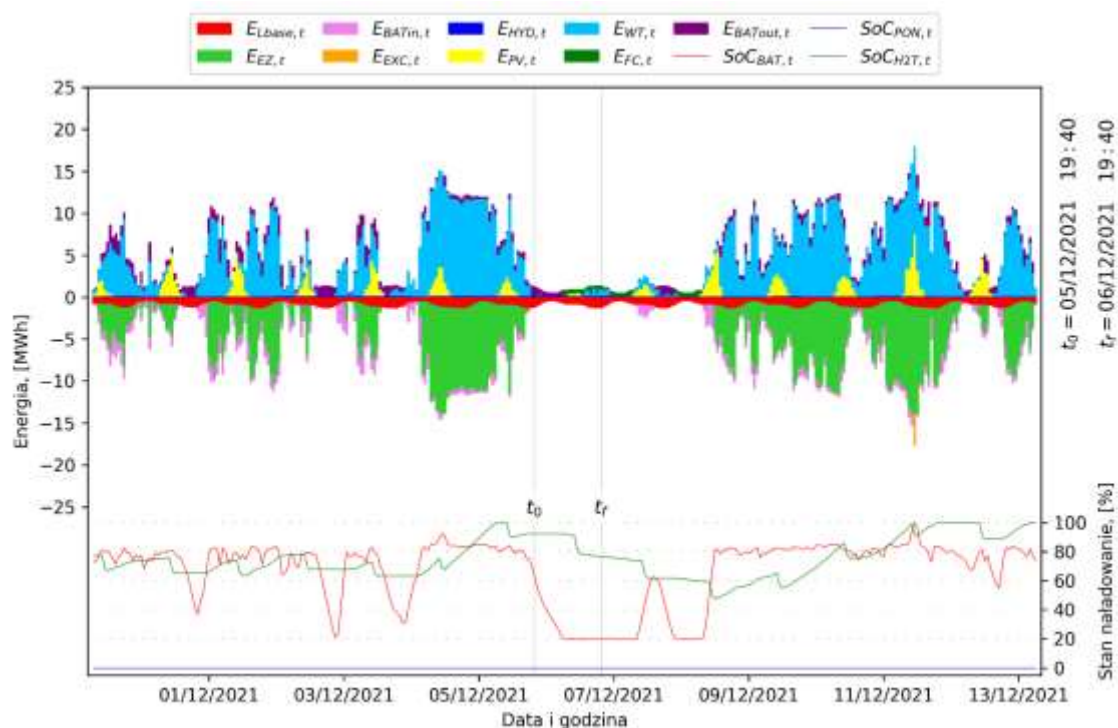
Rys. F2. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 02/12/2022 roku, 04:00 do 03/12/2022 roku, 04:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



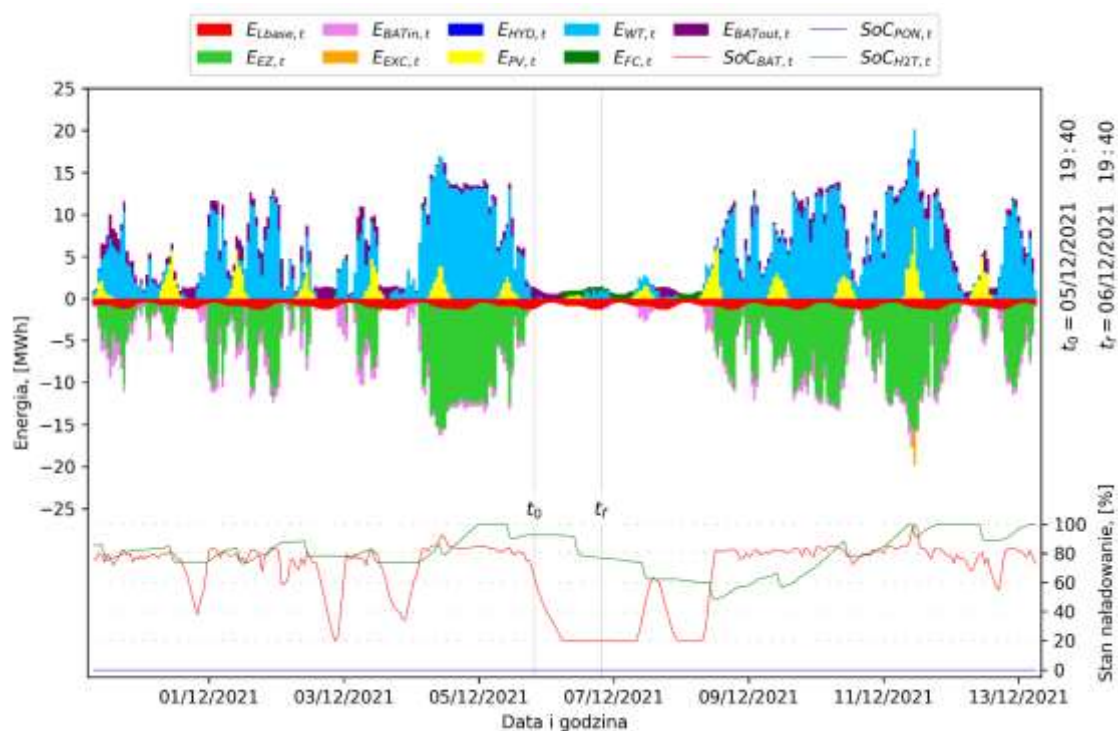
Rys. F3. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 06/12/2022 roku, 13:00 do 07/12/2022 roku, 13:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



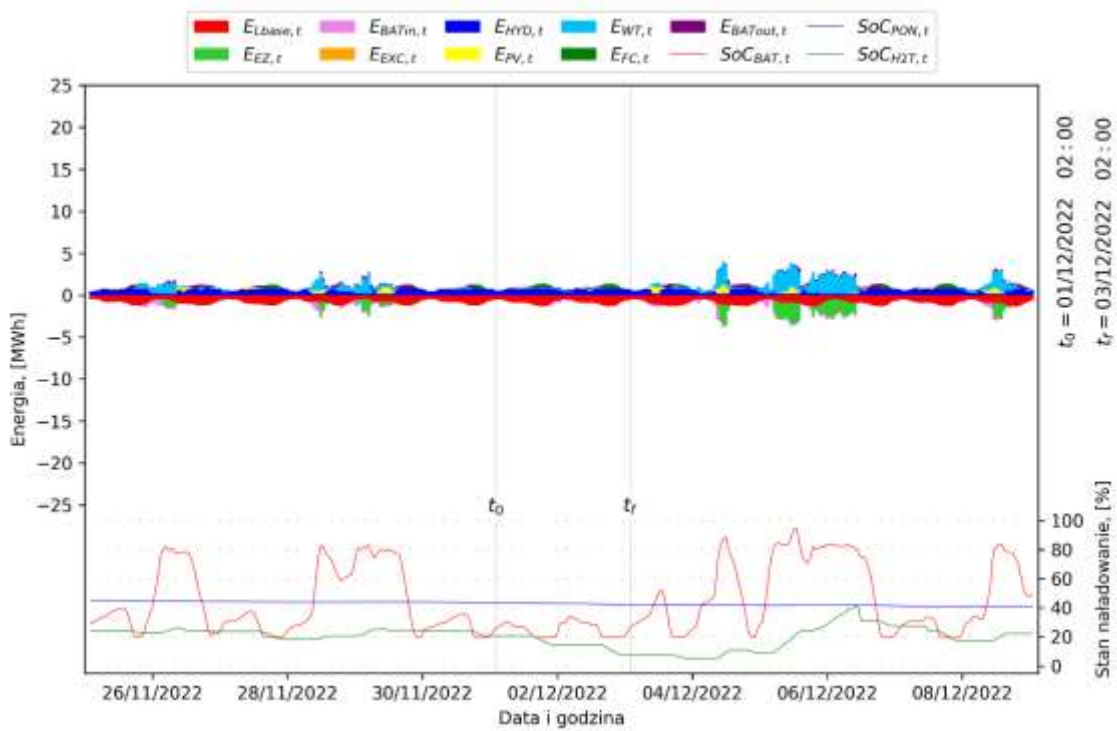
Rys. F4. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 06/12/2022 roku, 14:00 do 07/12/2022 roku, 14:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



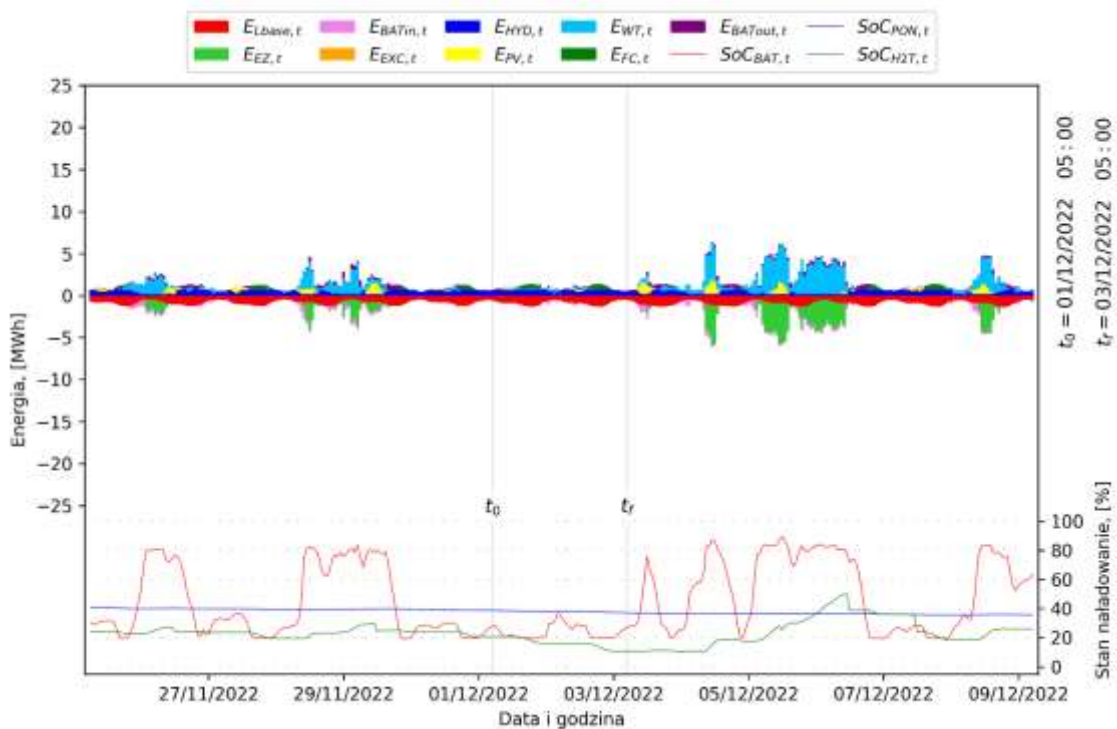
Rys. F5. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 05/12/2021 roku, 19:40 do 06/12/2021 roku, 19:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



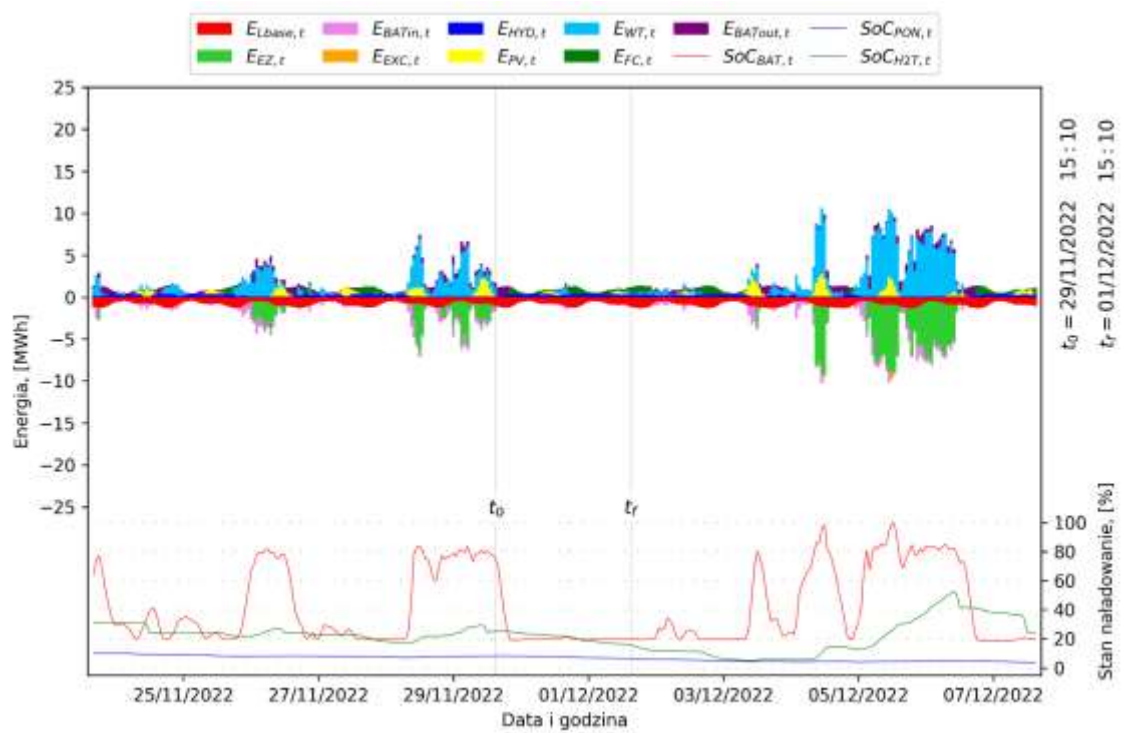
Rys. F6. Jednodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 05/12/2021 roku, 19:40 do 06/12/2021 roku, 19:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



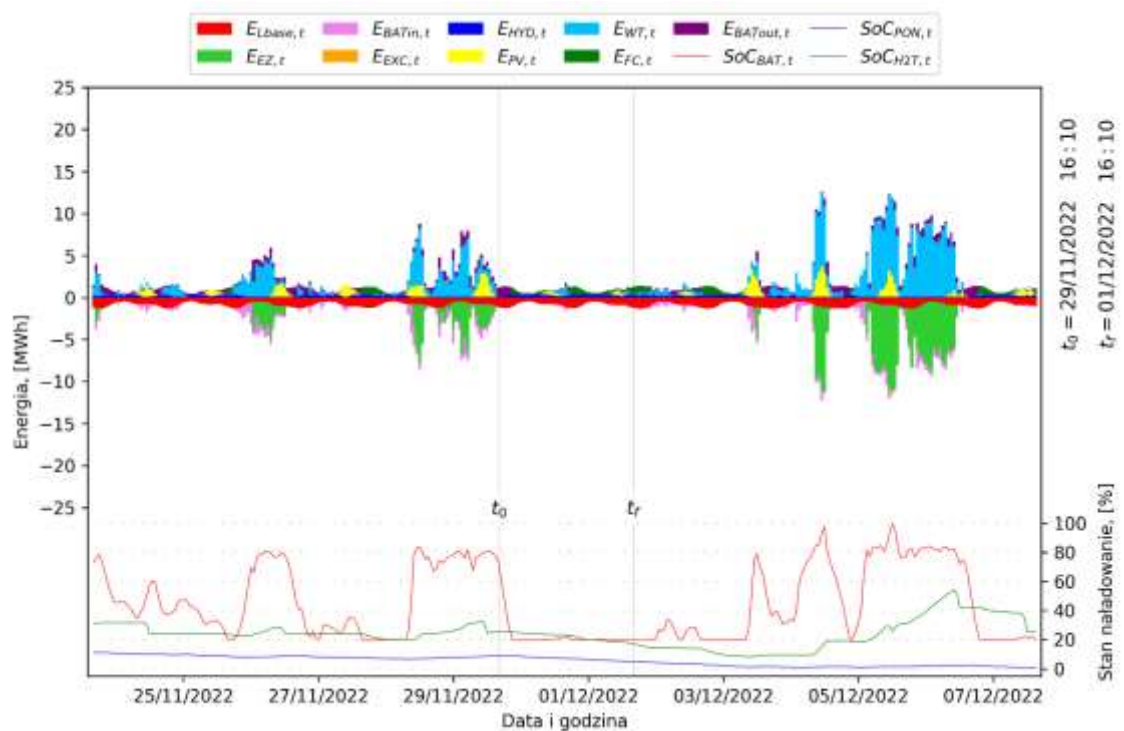
Rys. F7. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 01/12/2022 roku, 02:00 do 03/12/2022 roku, 02:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



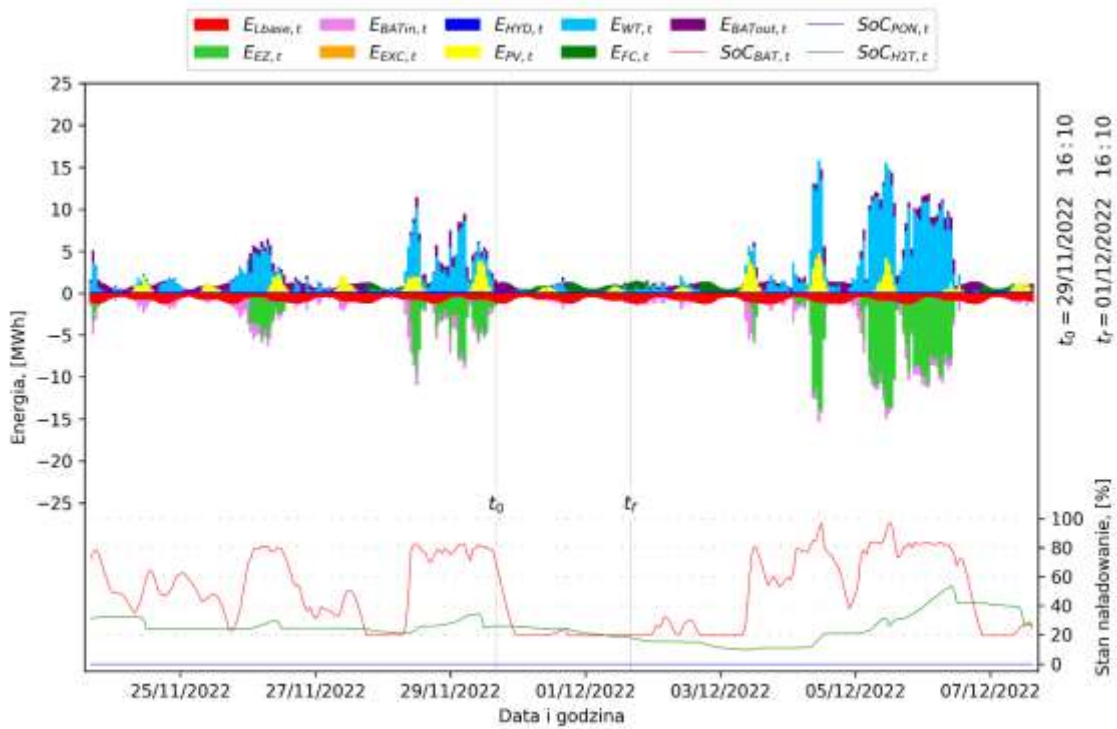
Rys. F8. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 01/12/2022 roku, 05:00 do 03/12/2022 roku, 05:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



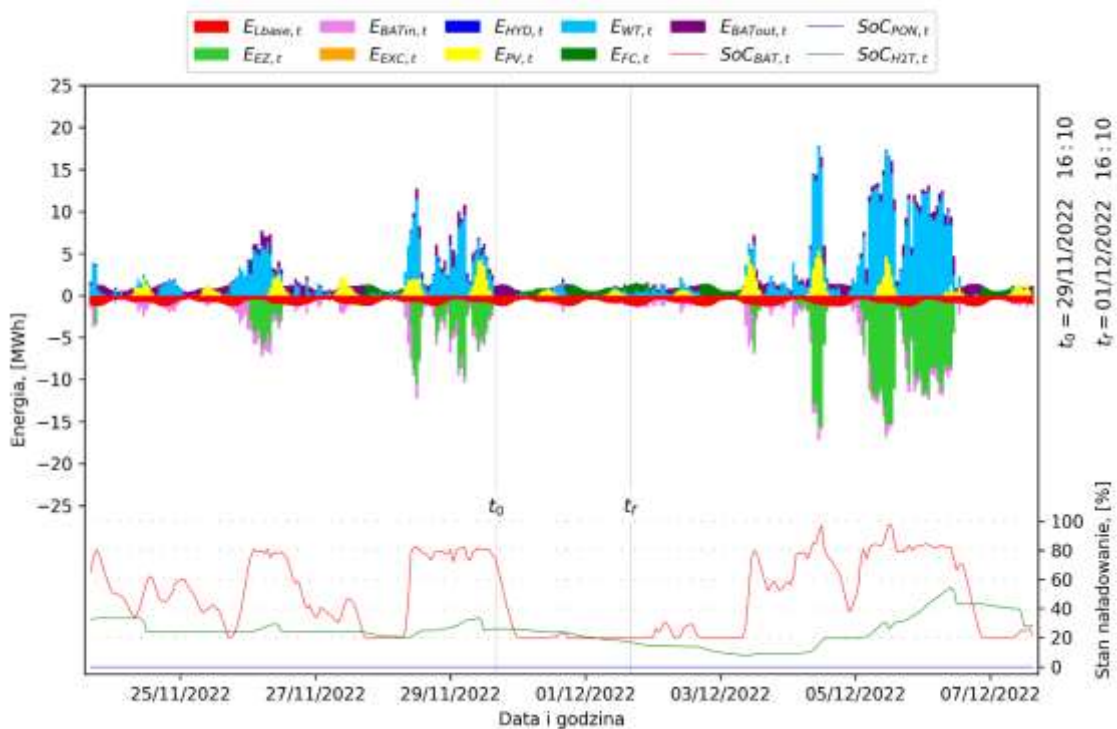
Rys. F9. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 15:10 do 01/12/2022 roku, 15:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



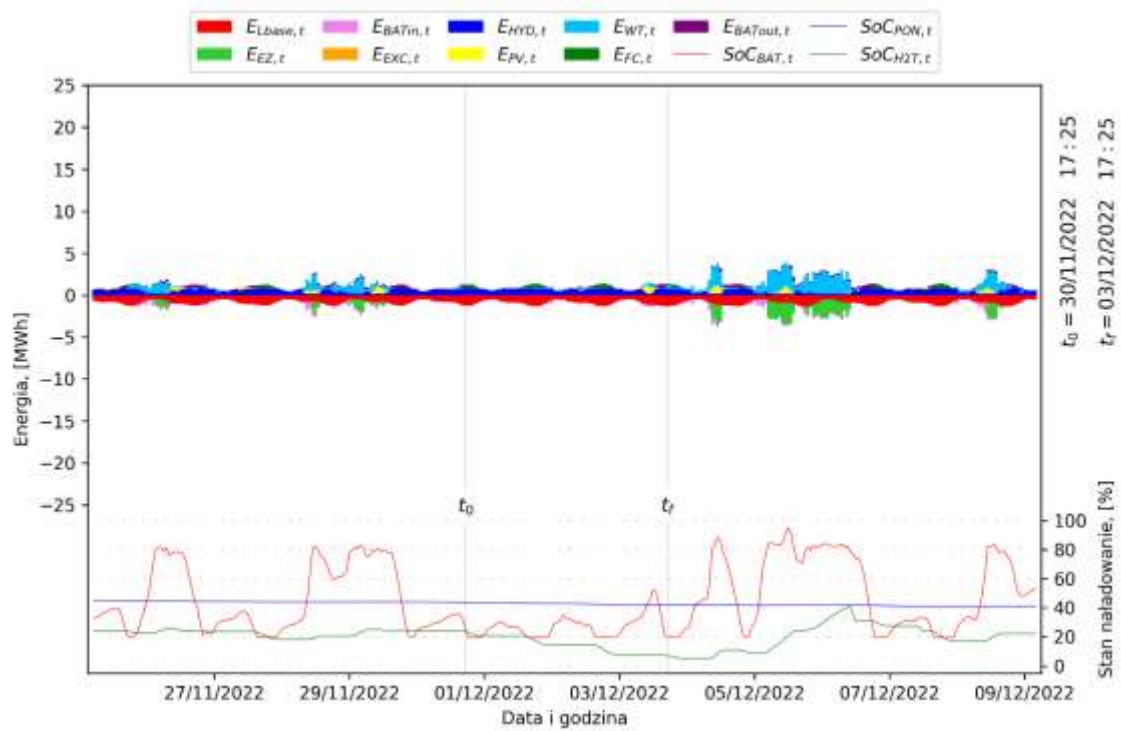
Rys. F10. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:10 do 01/12/2022 roku, 16:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



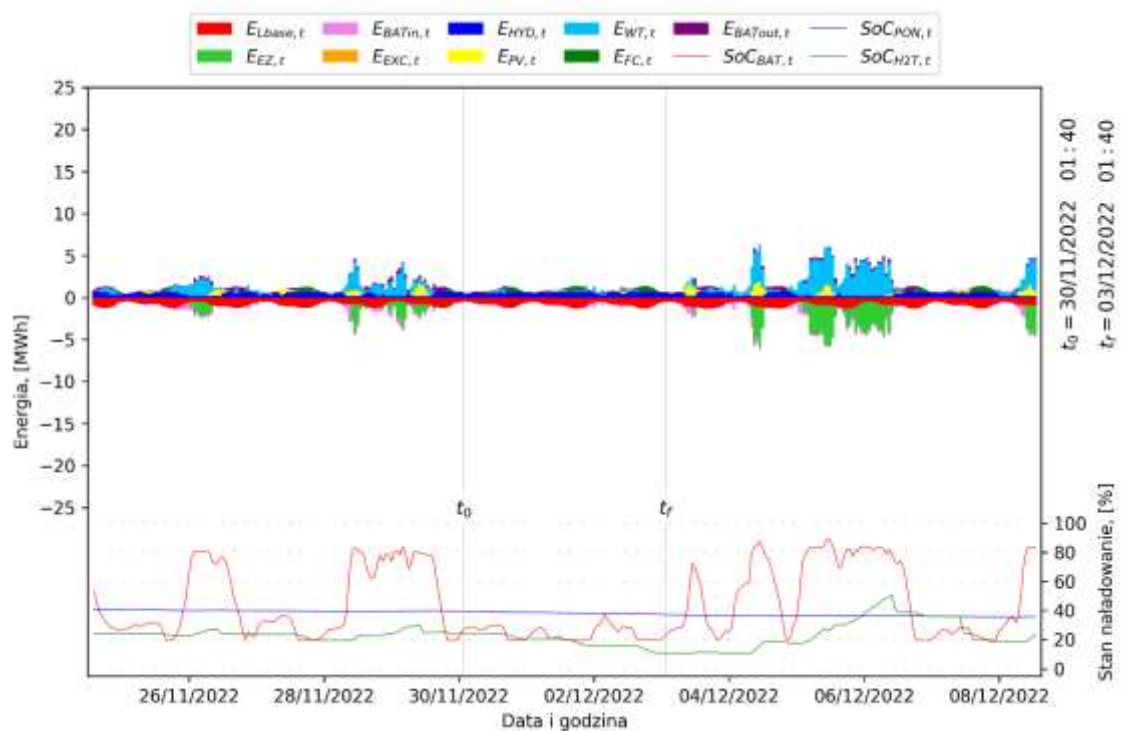
Rys. F11. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:10 do 01/12/2022 roku, 16:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



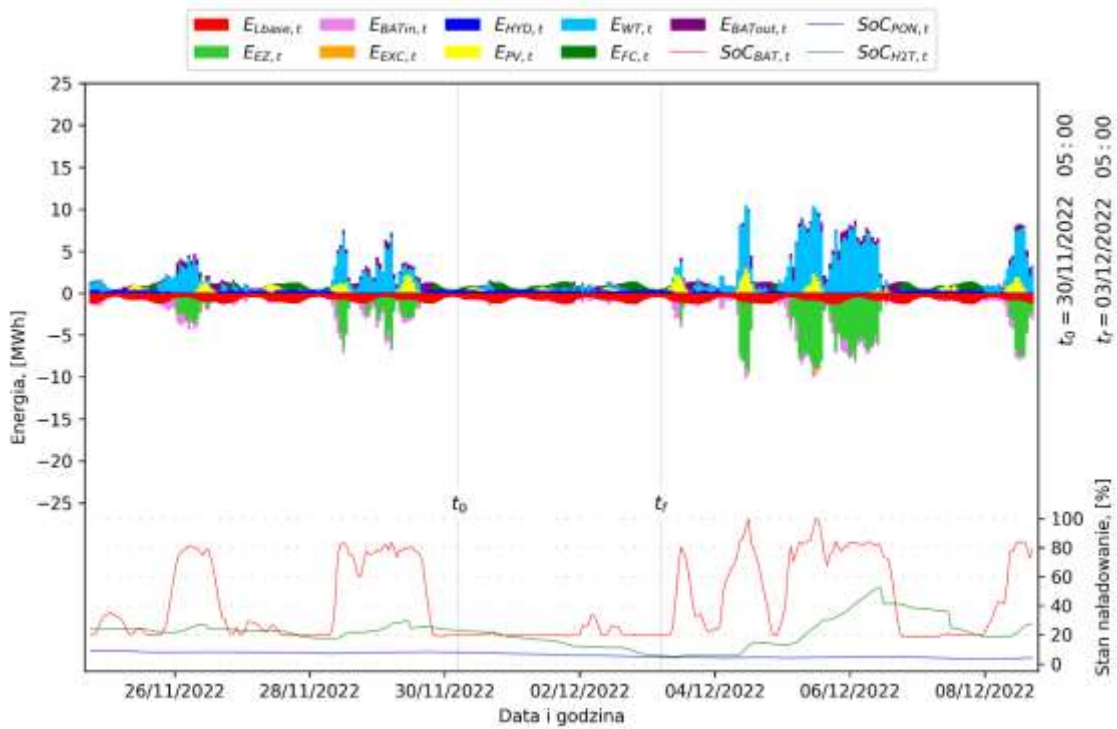
Rys. F12. Dwudniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:10 do 01/12/2022 roku, 16:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



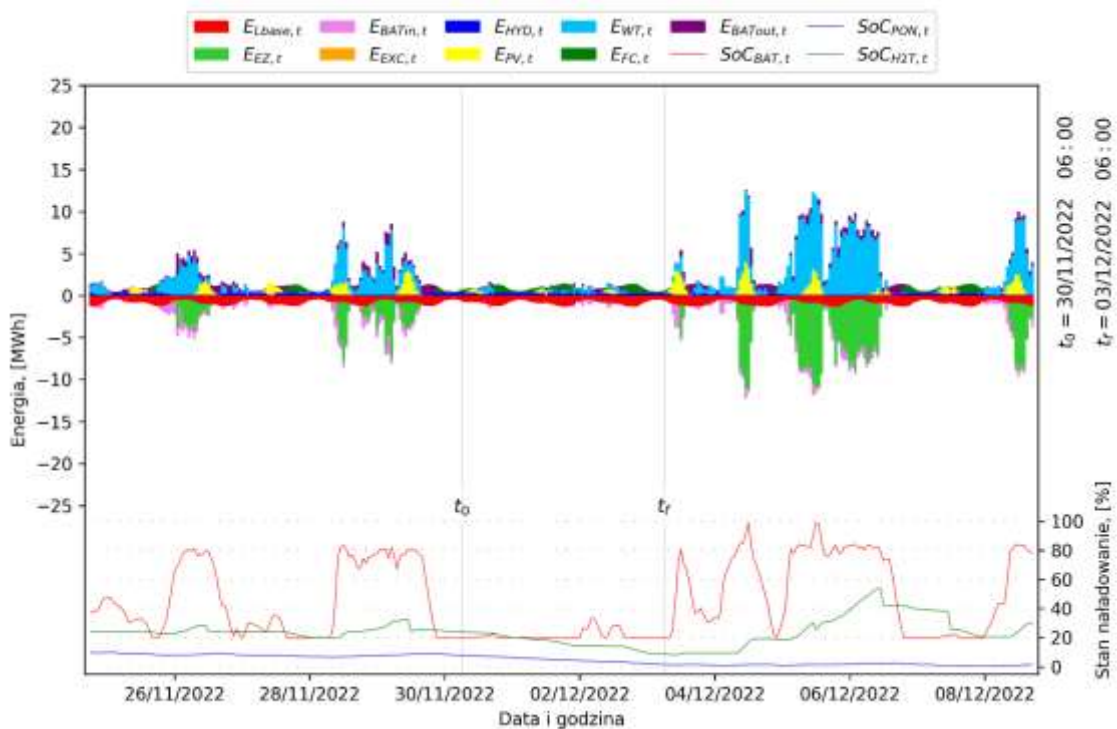
Rys. F13. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 17:25 do 03/12/2022 roku, 17:25). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



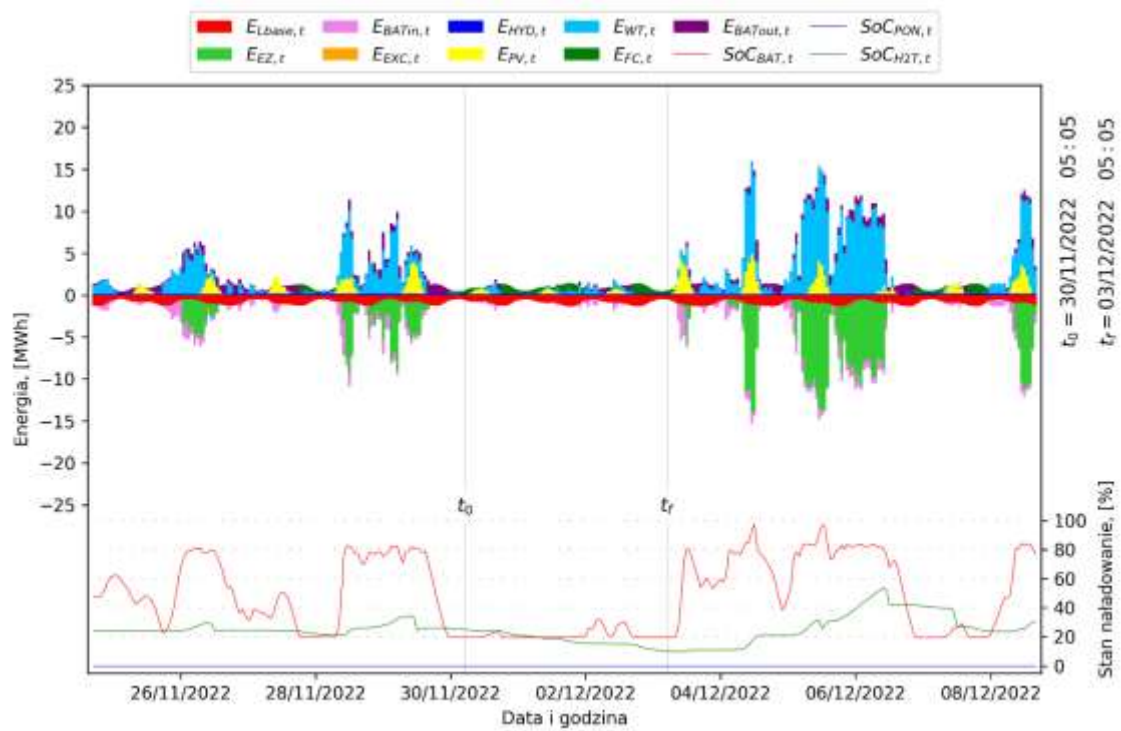
Rys. F14. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 01:40 do 03/12/2022 roku, 01:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



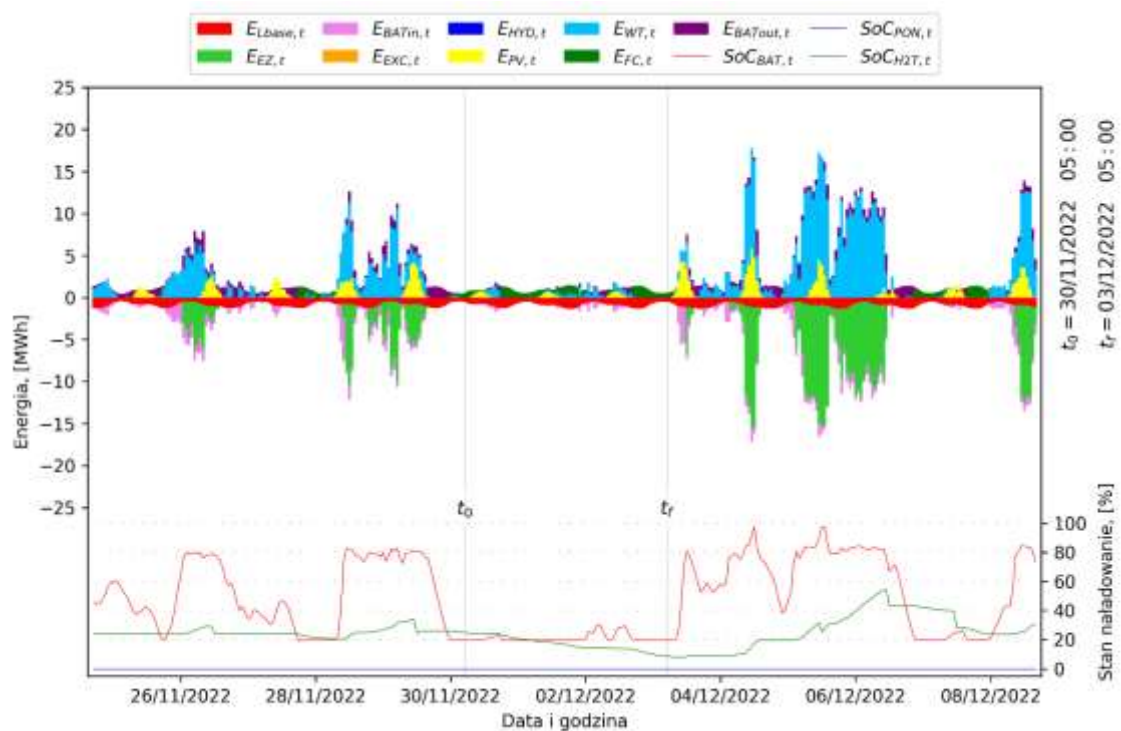
Rys. F15. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 05:00 do 03/12/2022 roku, 05:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



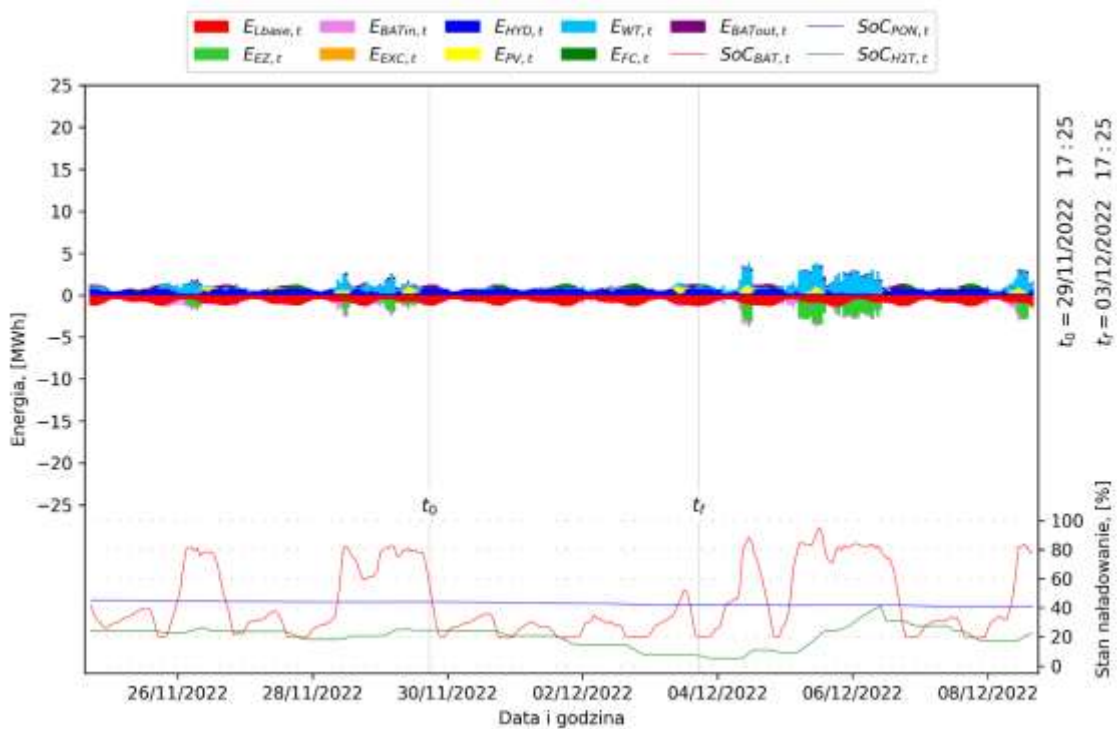
Rys. F16. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 06:00 do 03/12/2022 roku, 06:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



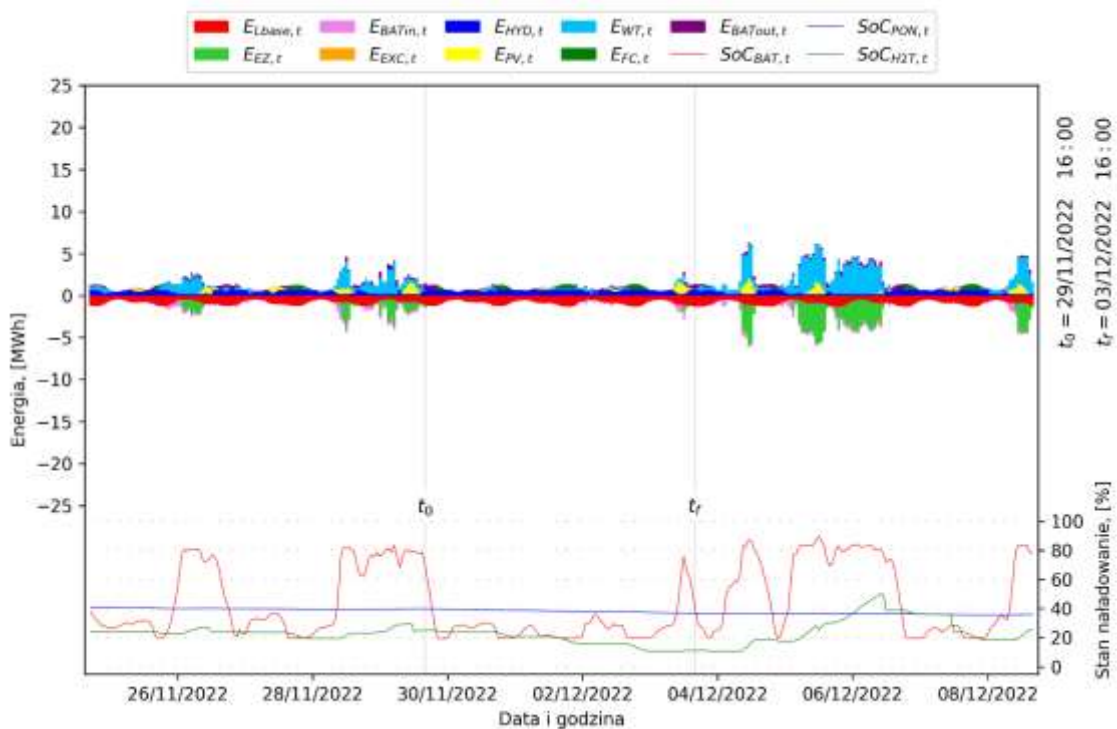
Rys. F17. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 05:05 do 03/12/2022 roku, 05:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



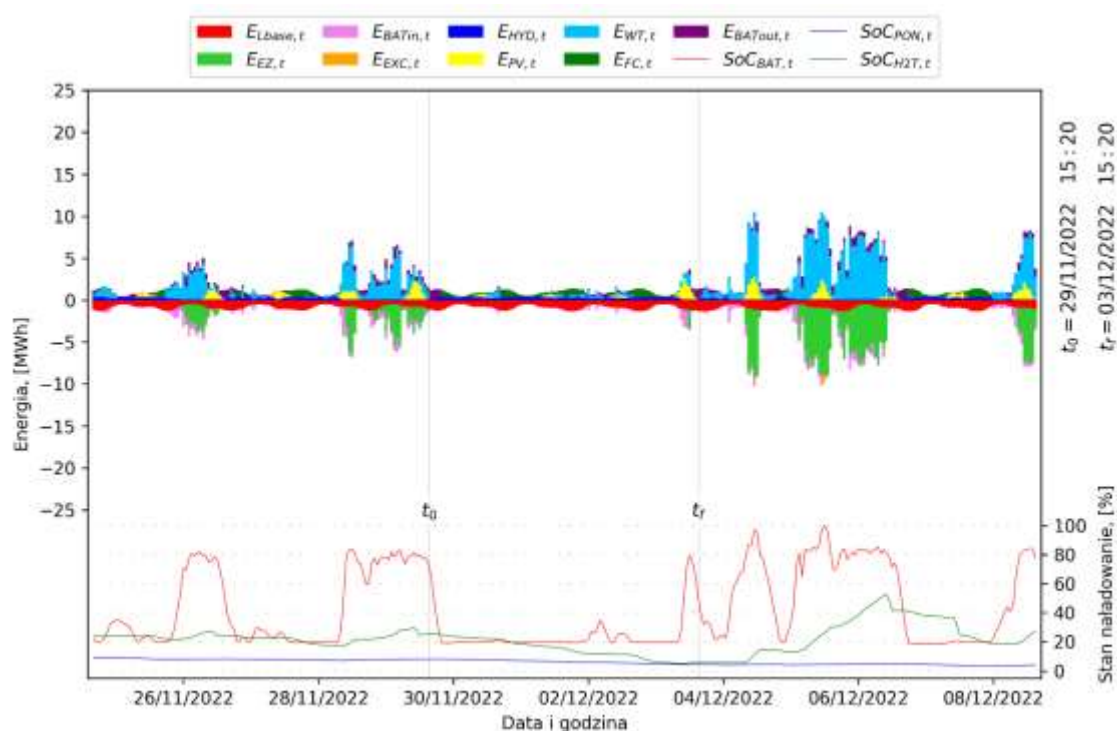
Rys. F18. Trzydniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 30/11/2022 roku, 05:00 do 03/12/2022 roku, 05:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



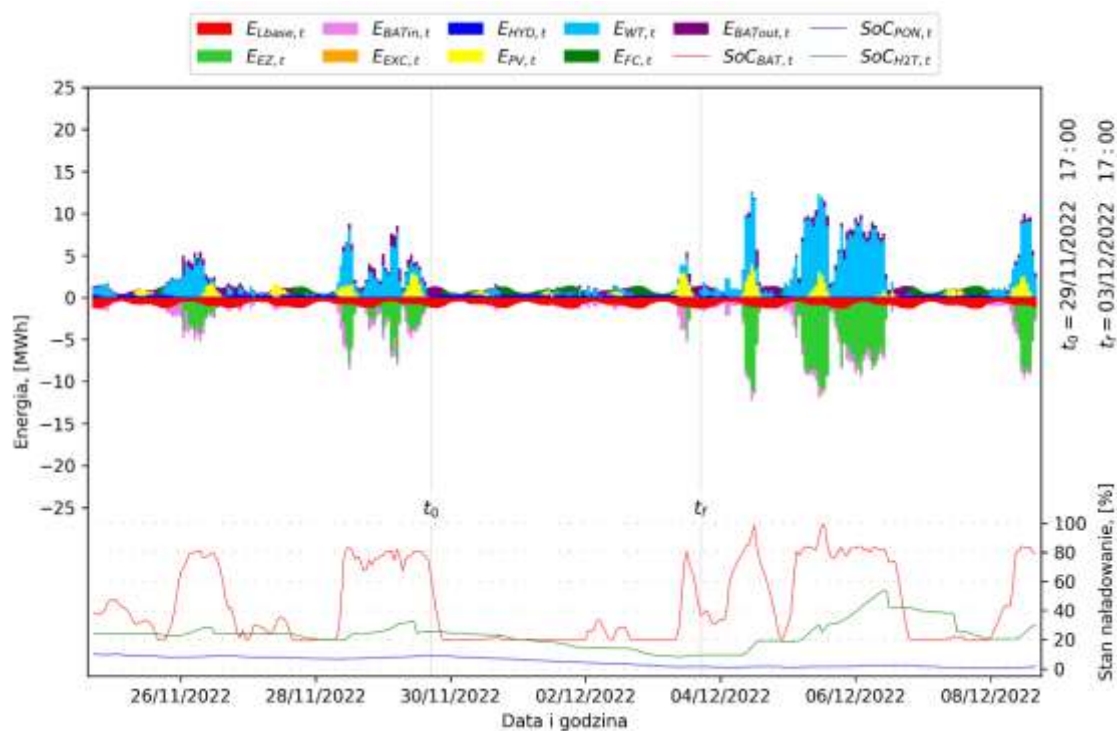
Rys. F19. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 17:25 do 03/12/2022 roku, 17:25). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



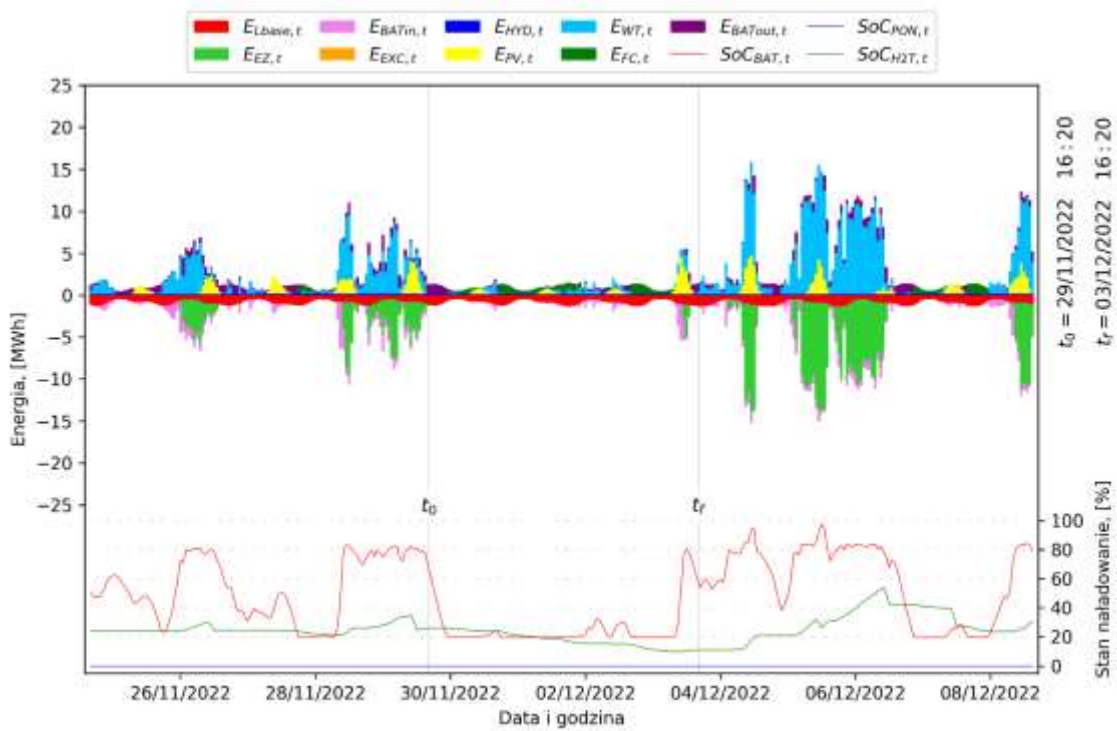
Rys. F20. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:00 do 03/12/2022 roku, 16:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



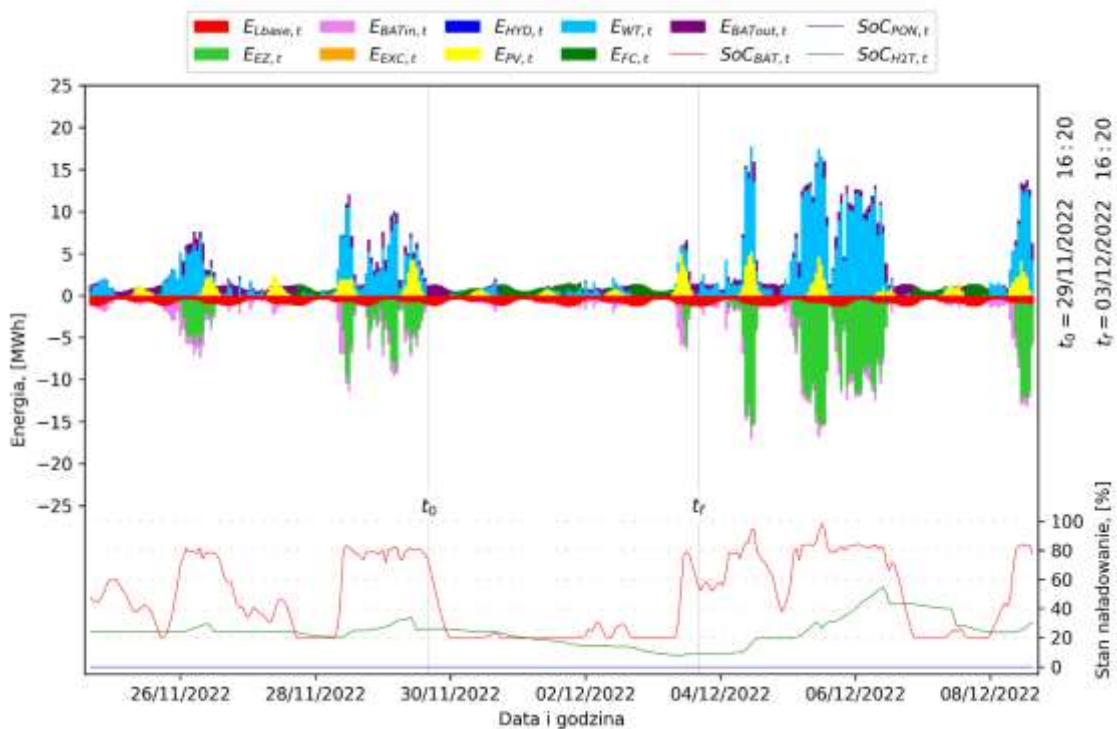
Rys. F21. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 15:20 do 03/12/2022 roku, 15:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



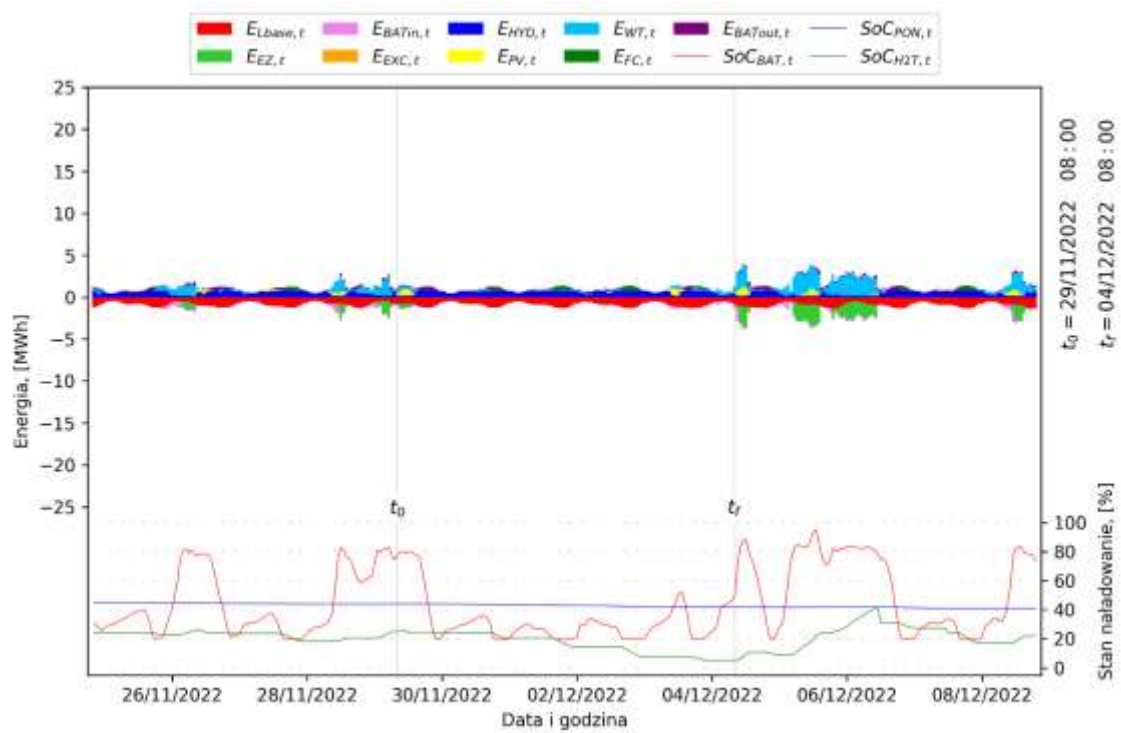
Rys. F22. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 17:00 do 03/12/2022 roku, 17:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



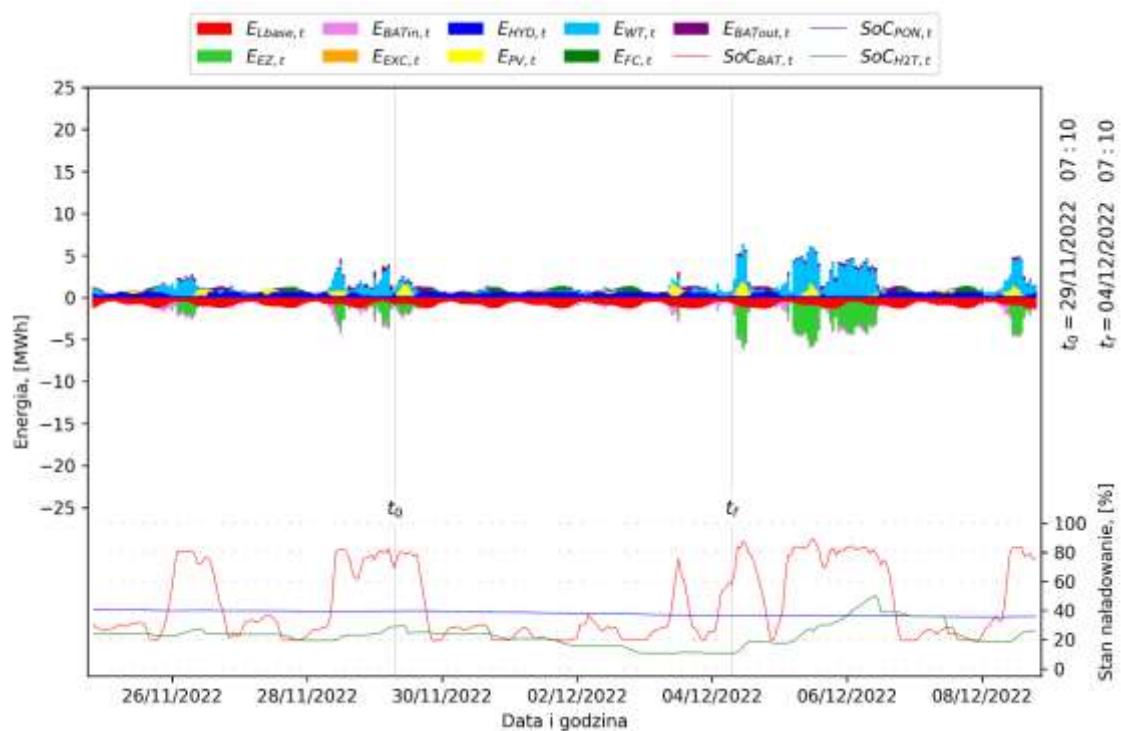
Rys. F23. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:20 do 03/12/2022 roku, 16:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



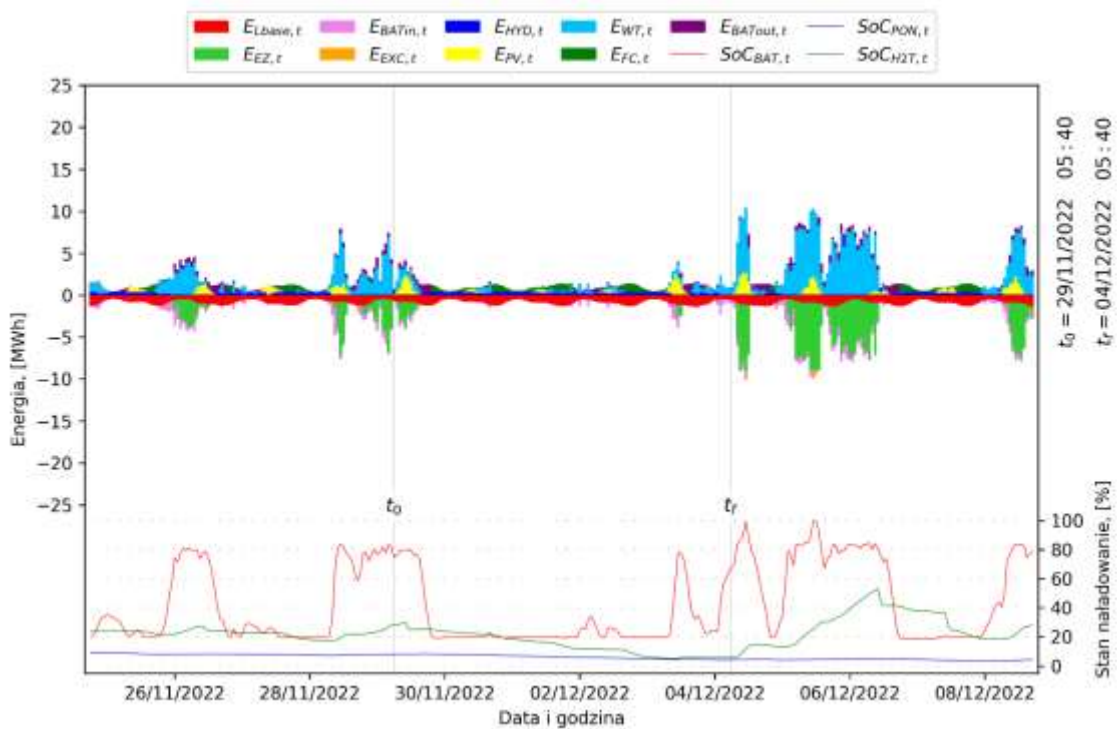
Rys. F24. Czterodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 16:20 do 03/12/2022 roku, 16:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



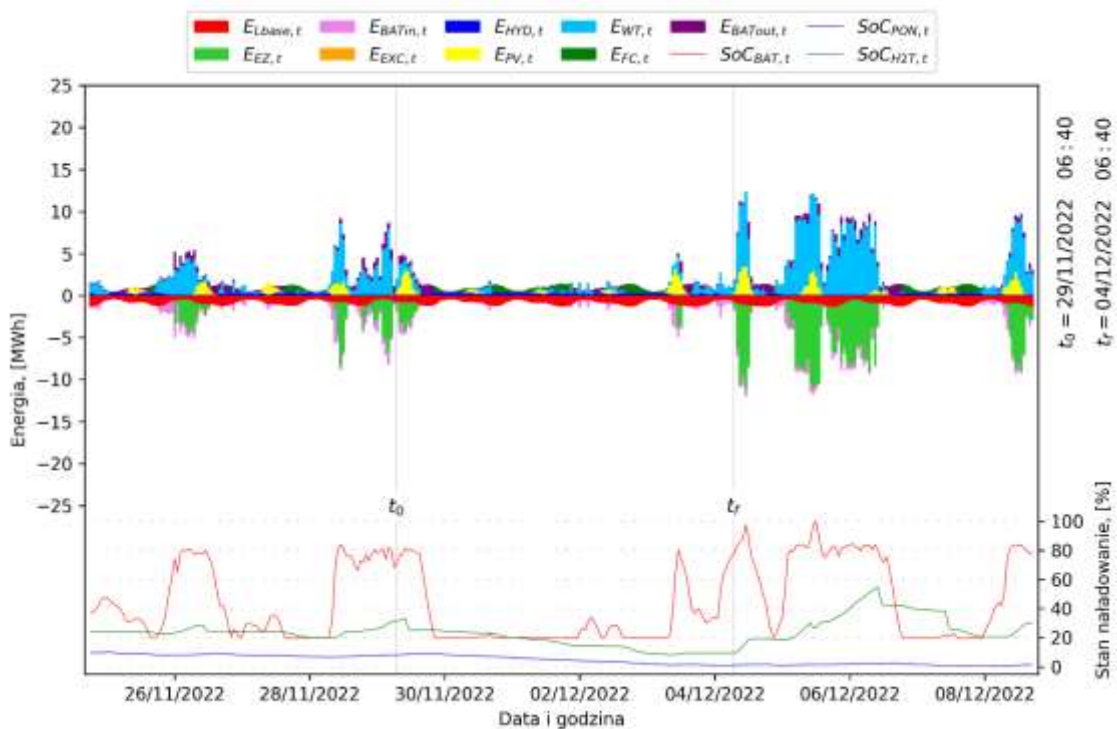
Rys. F25. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 08:00 do 04/12/2022 roku, 08:00). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



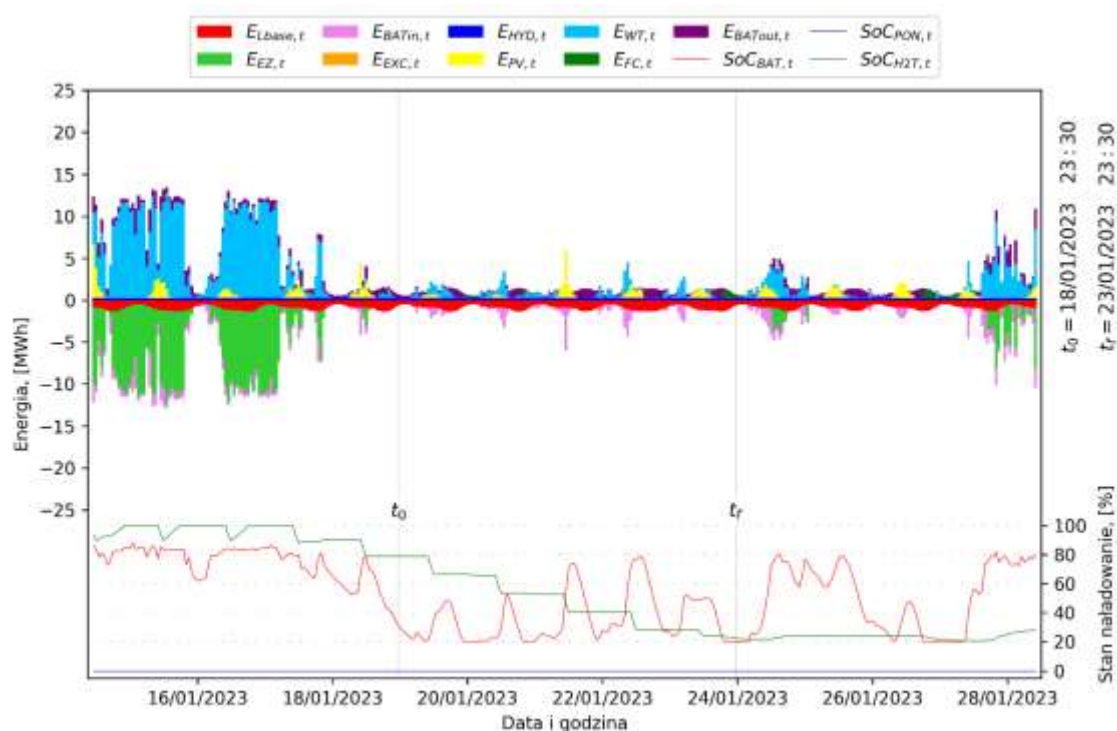
Rys. F26. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 07:10 do 04/12/2022 roku, 07:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



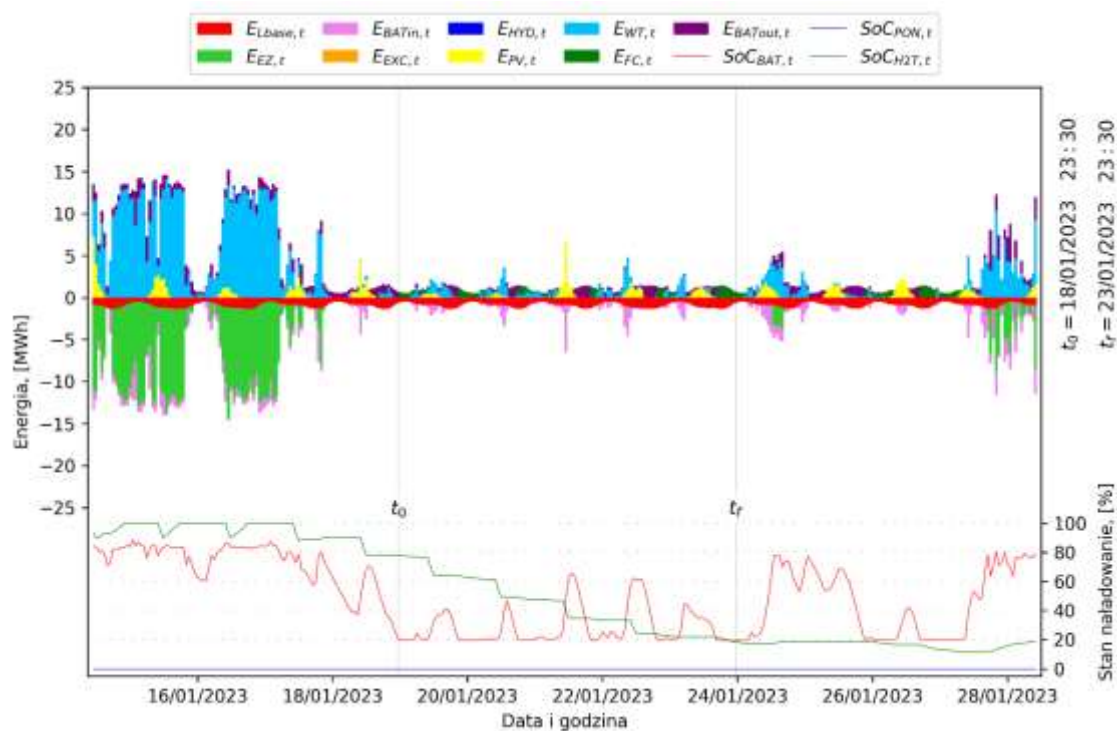
Rys. F27. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 05:40 do 04/12/2022 roku, 05:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



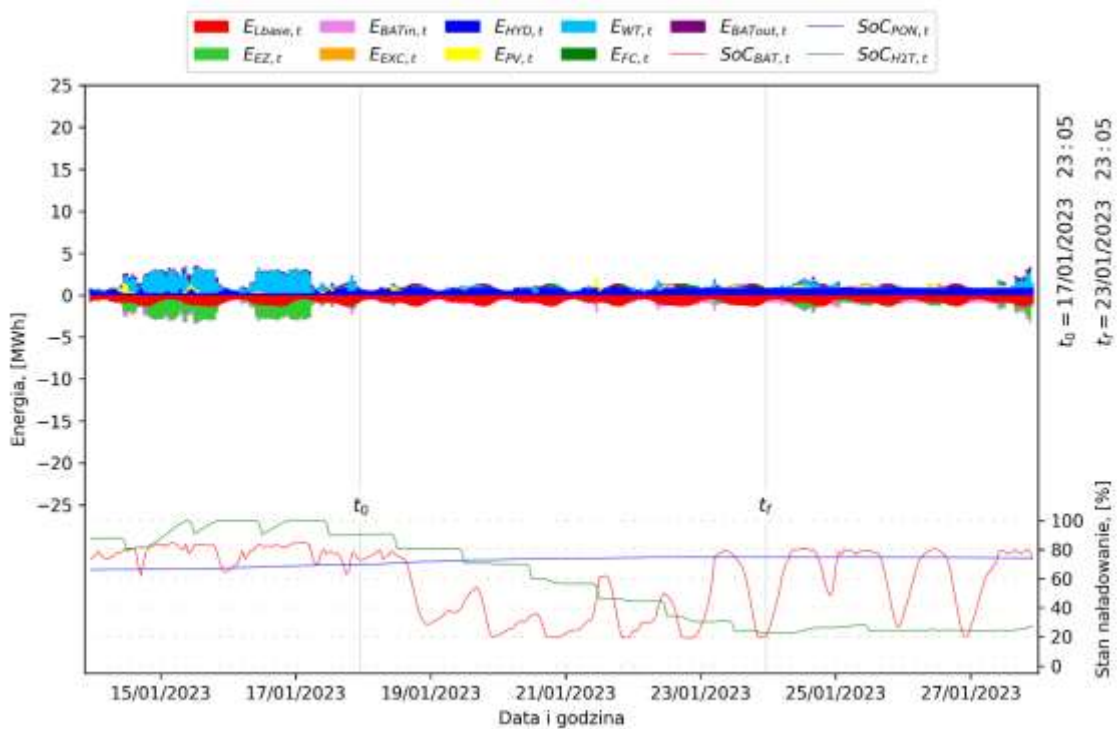
Rys. F28. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 29/11/2022 roku, 06:40 do 04/12/2022 roku, 06:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



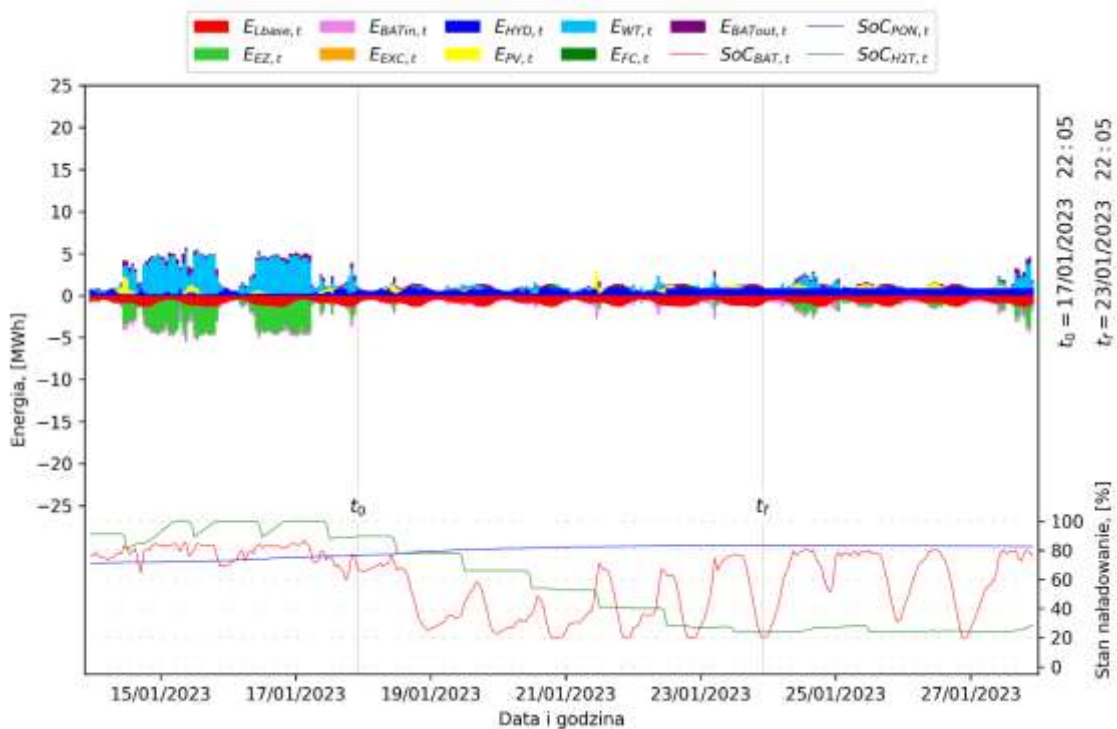
Rys. F29. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 18/01/2023 roku, 23:30 do 23/01/2023 roku, 23:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



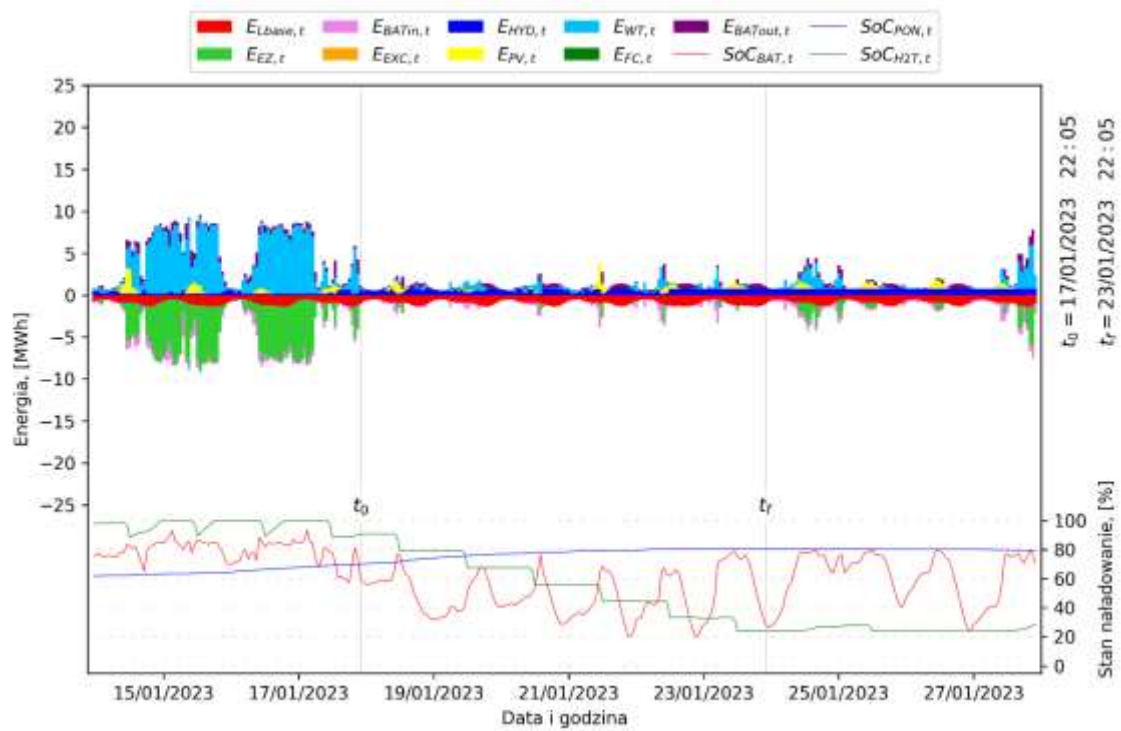
Rys. F30. Pięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 18/01/2023 roku, 23:30 do 23/01/2023 roku, 23:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



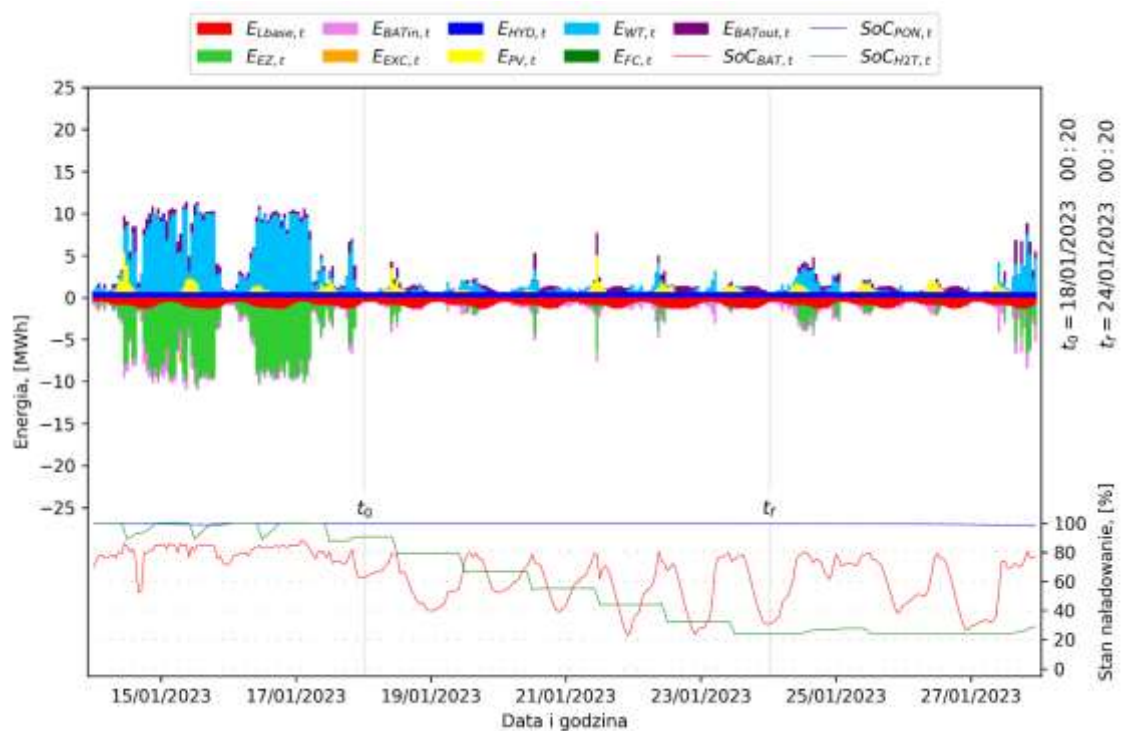
Rys. F31. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 23:05 do 23/01/2023 roku, 23:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



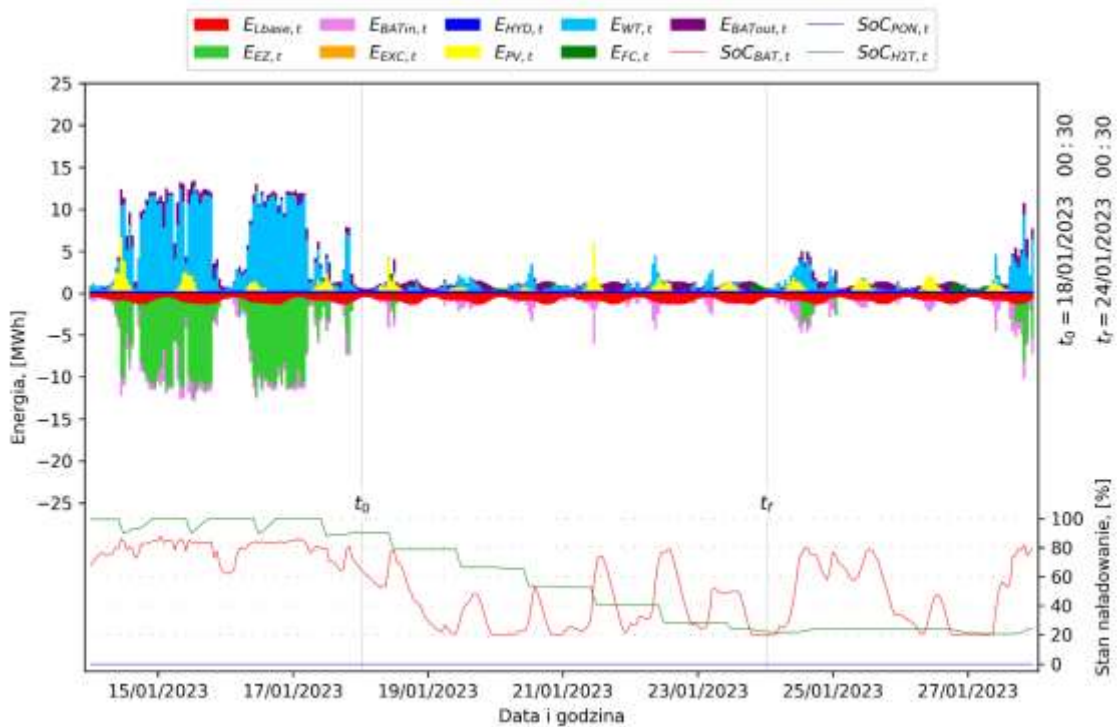
Rys. F32. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 22:05 do 23/01/2023 roku, 22:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



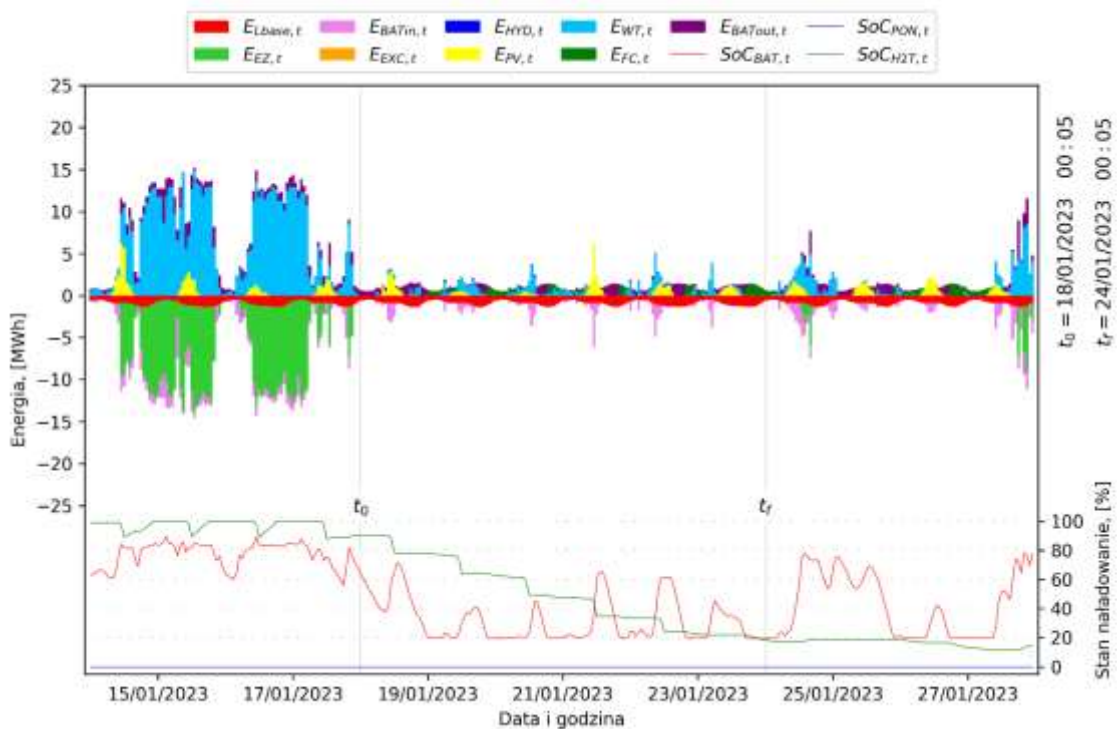
Rys. F33. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 22:05 do 23/01/2023 roku, 22:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



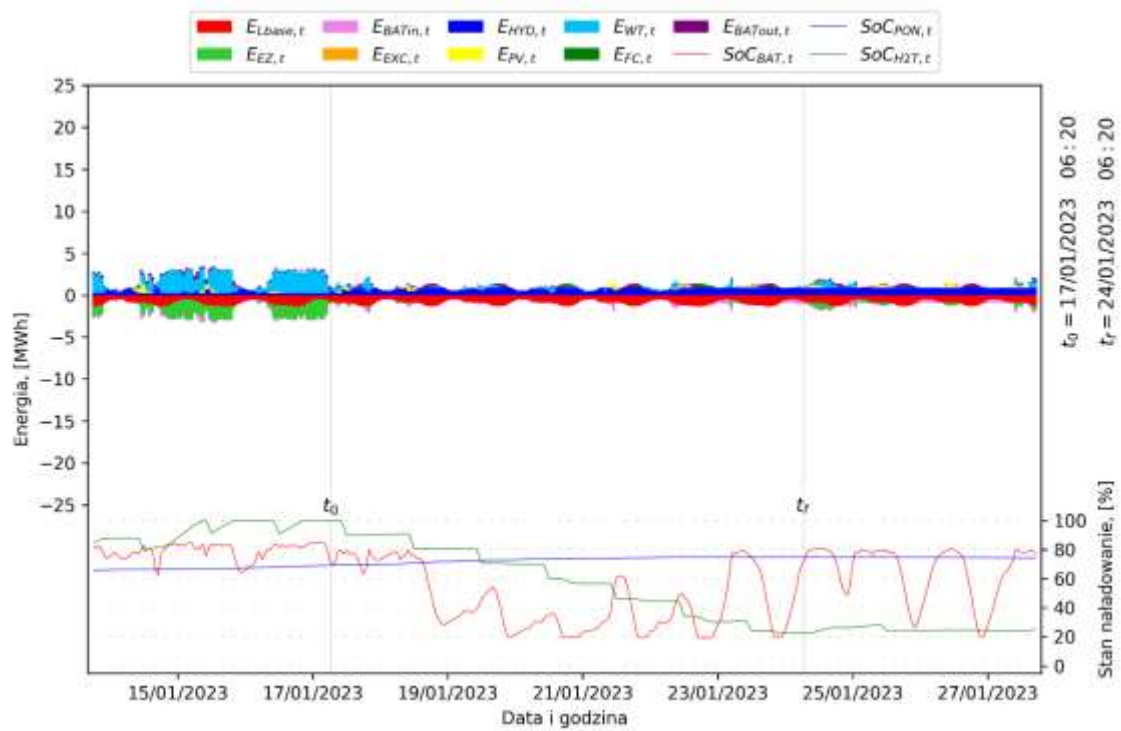
Rys. F34. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 18/01/2023 roku, 00:20 do 24/01/2023 roku, 00:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



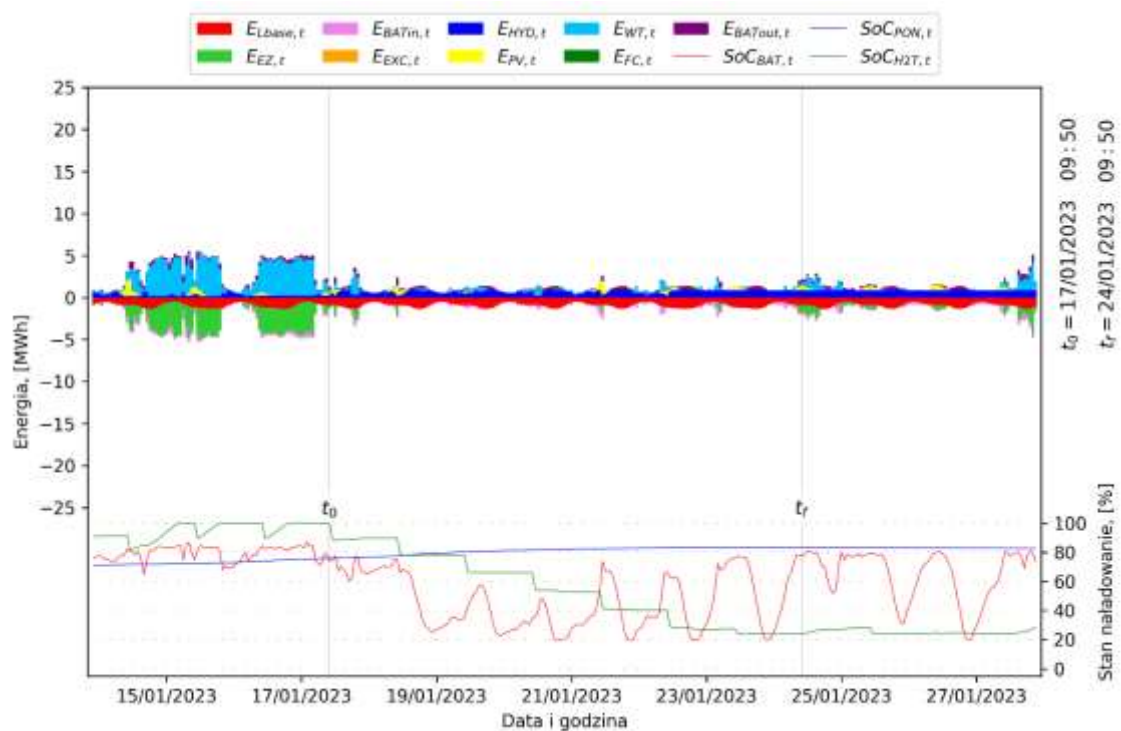
Rys. F35. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 18/01/2023 roku, 00:30 do 24/01/2023 roku, 00:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



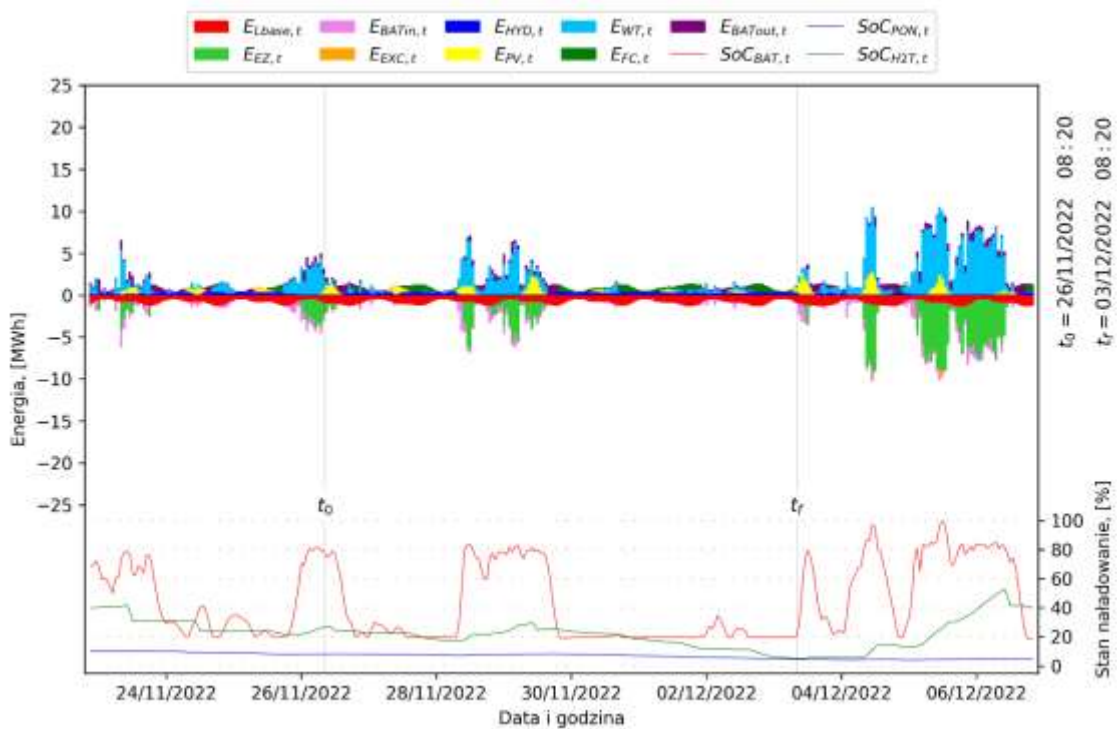
Rys. F36. Sześciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 18/01/2023 roku, 00:05 do 24/01/2023 roku, 00:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



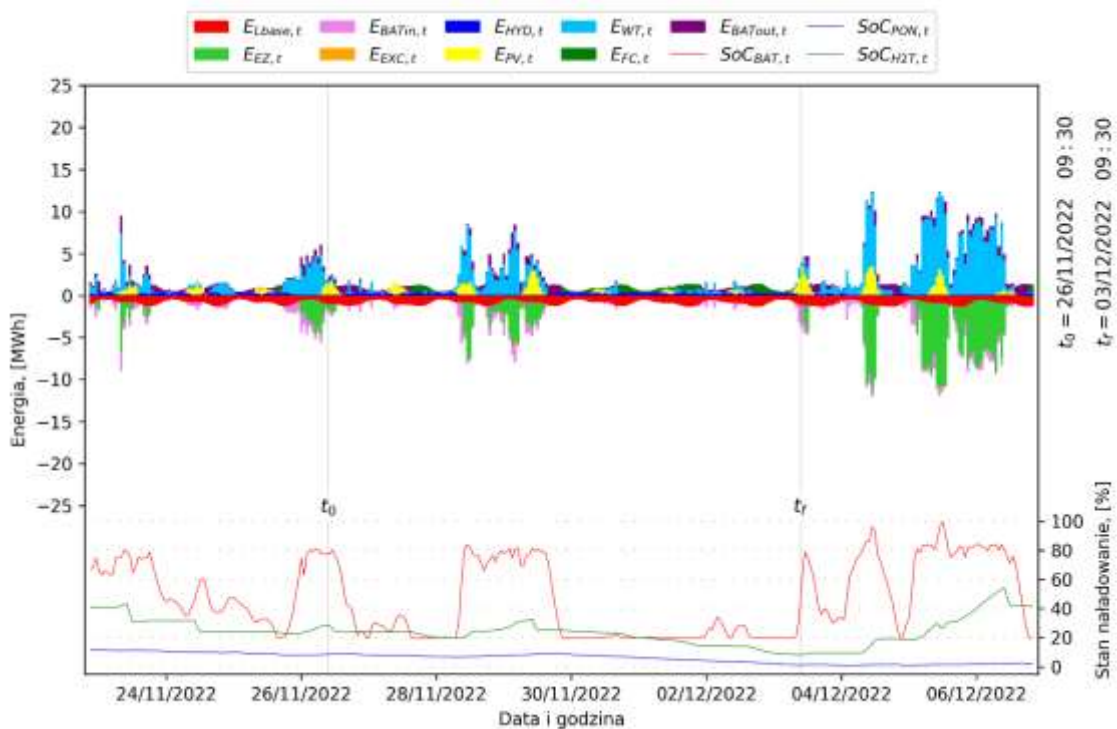
Rys. F37. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 06:20 do 24/01/2023 roku, 06:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



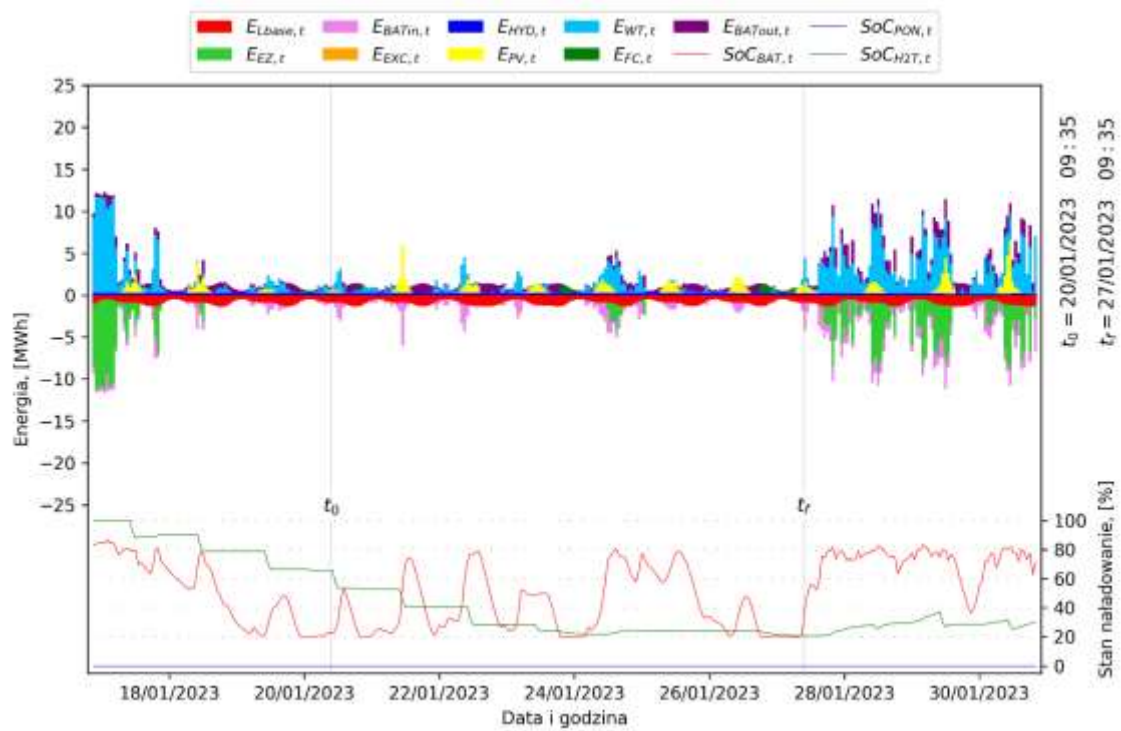
Rys. F38. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 09:50 do 24/01/2023 roku, 09:50). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



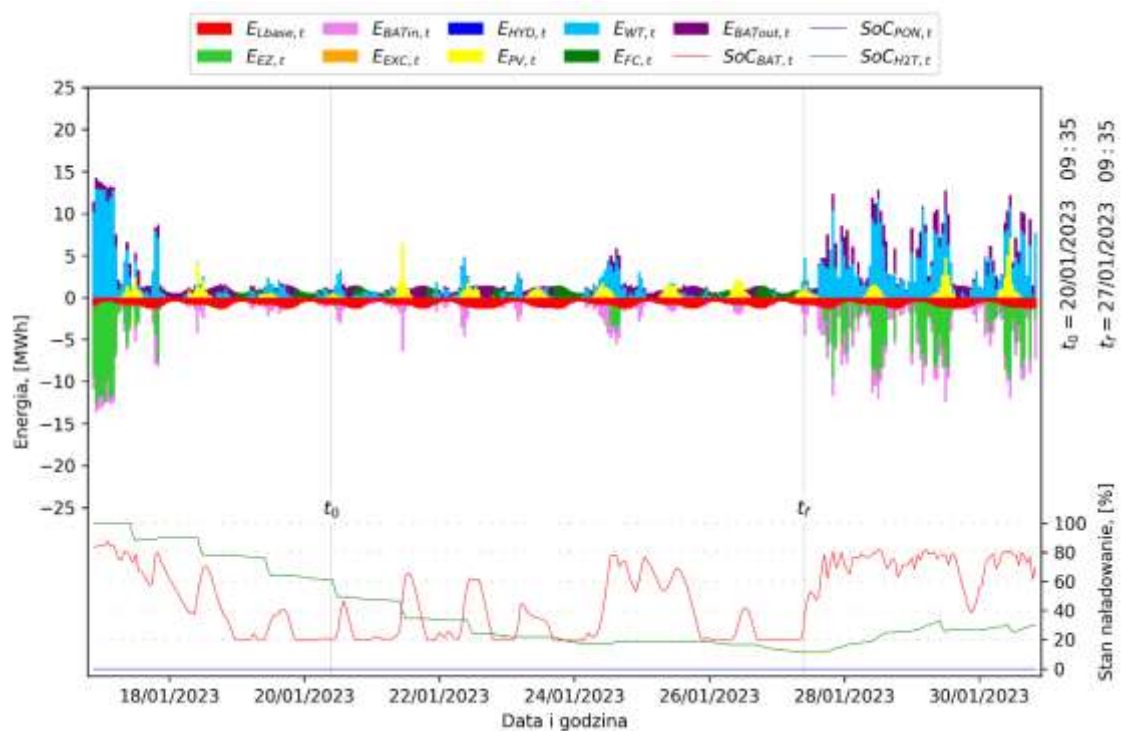
Rys. F39. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 26/11/2022 roku, 08:20 do 03/12/2022 roku, 08:20). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



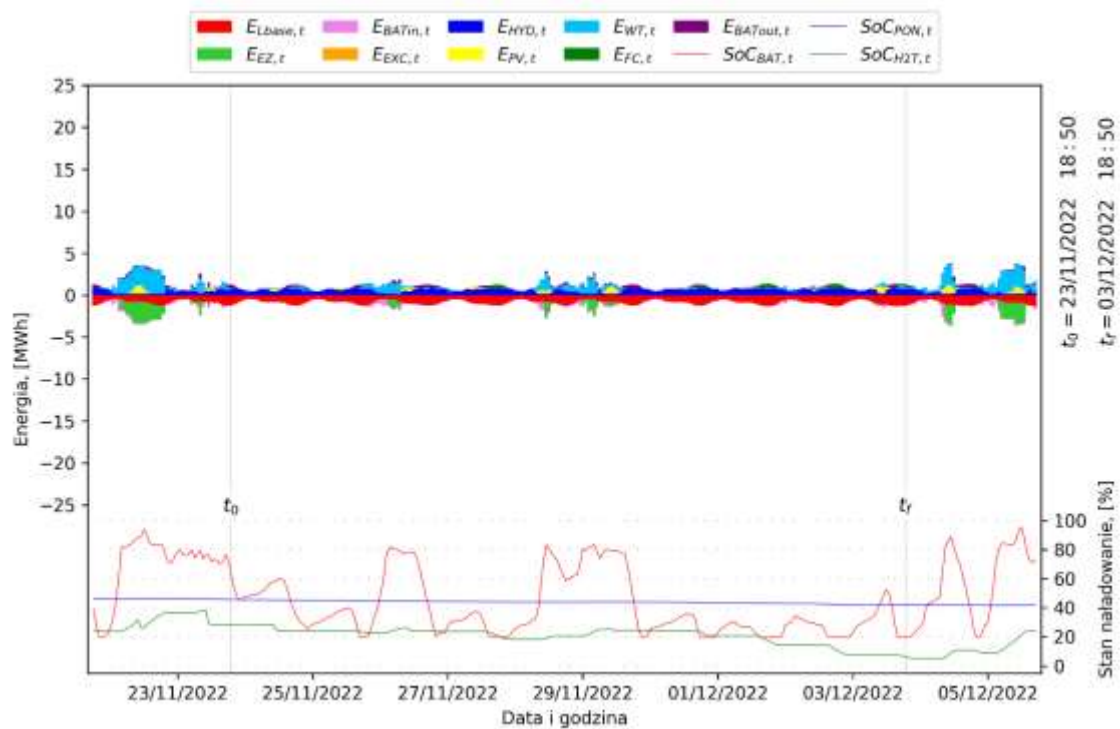
Rys. F40. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 26/11/2022 roku, 09:30 do 03/12/2022 roku, 09:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



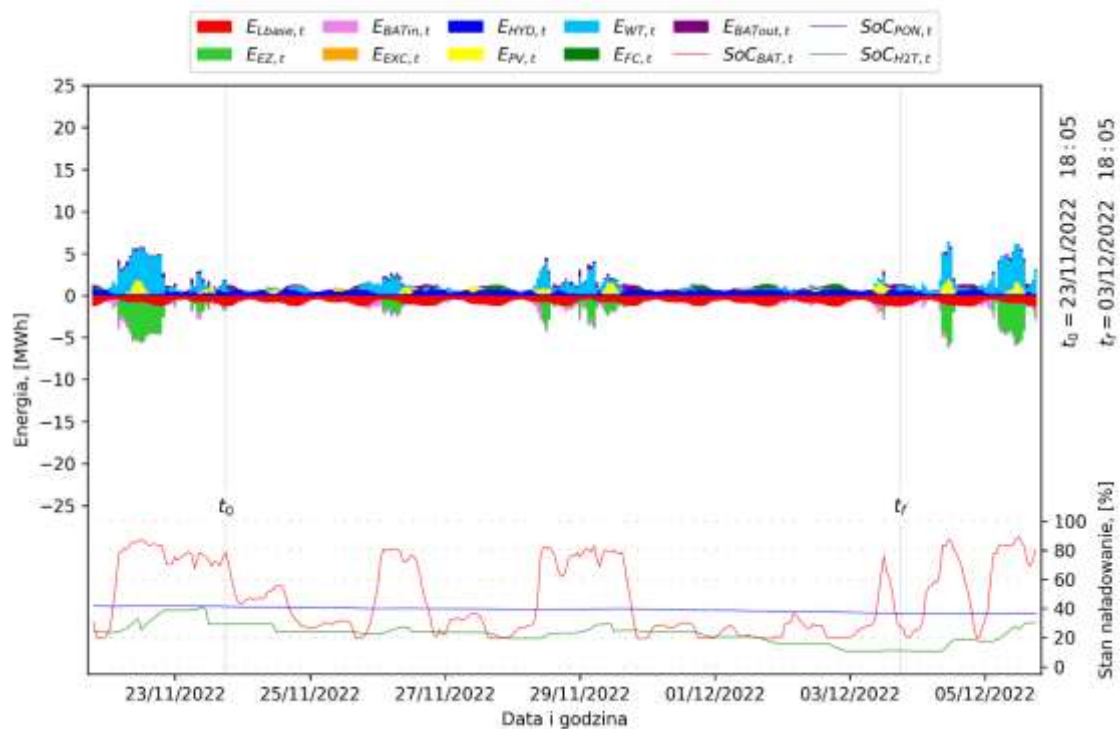
Rys. F41. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 20/01/2023 roku, 09:35 do 27/01/2023 roku, 09:35). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



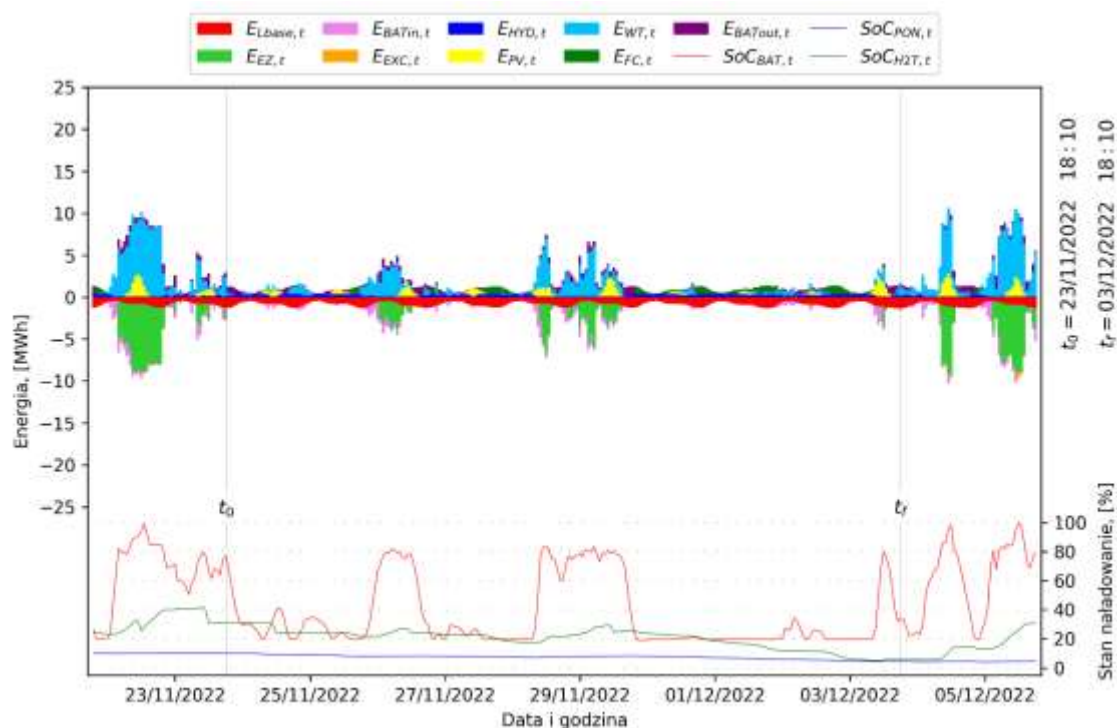
Rys. F42. Siedmiodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 20/01/2023 roku, 09:35 do 27/01/2023 roku, 09:35). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



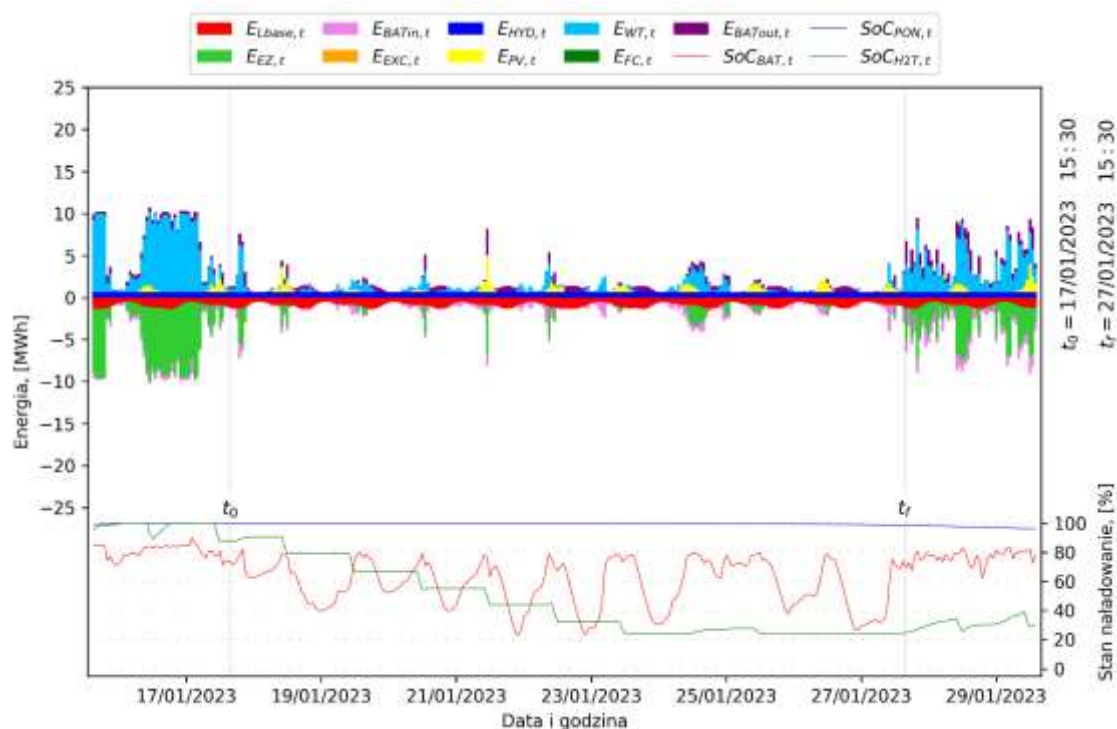
Rys. F43. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 23/11/2022 roku, 18:50 do 03/12/2022 roku, 18:50). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



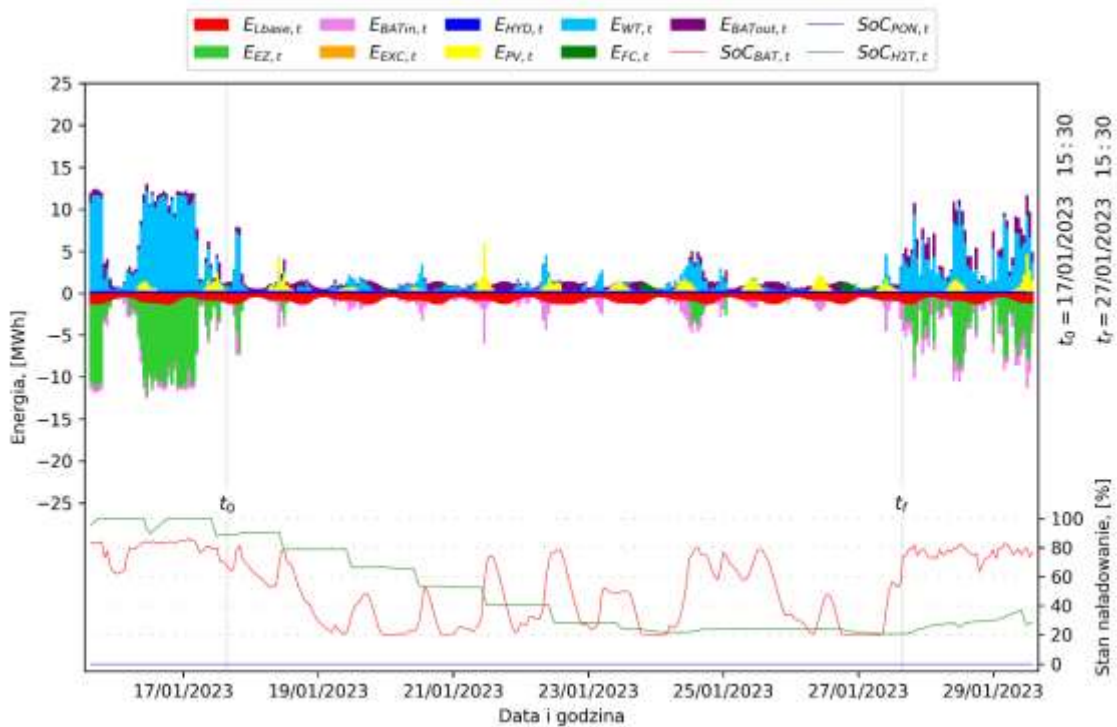
Rys. F44. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 23/11/2022 roku, 18:05 do 03/12/2022 roku, 18:05). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



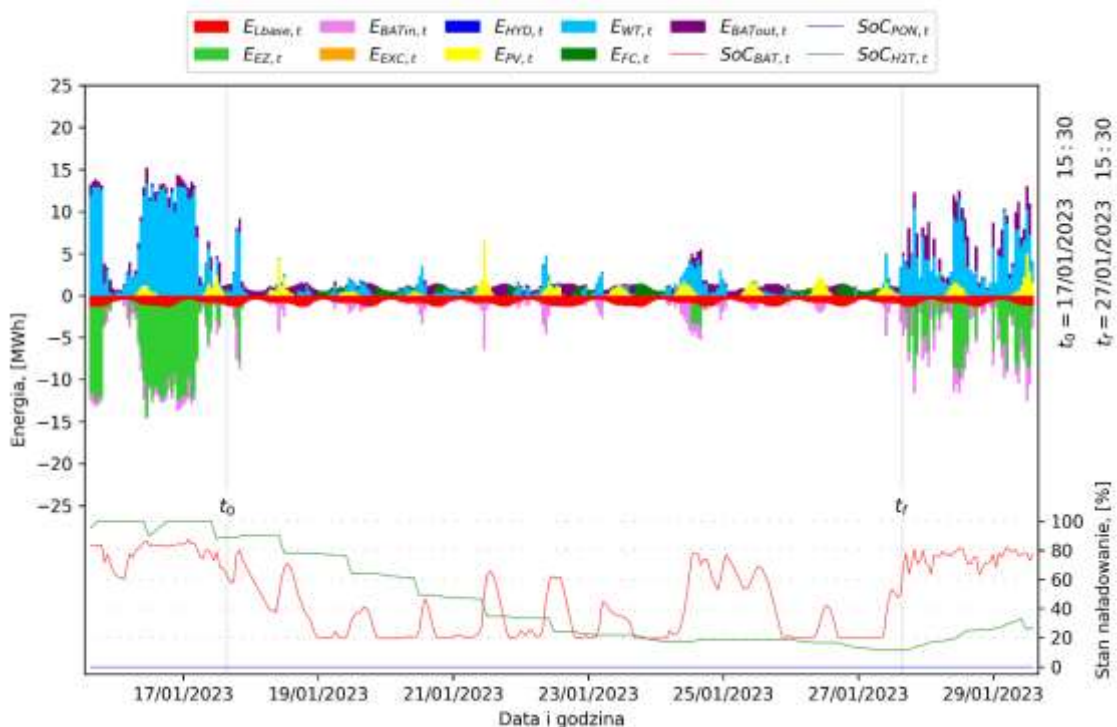
Rys. F45. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 23/11/2022 roku, 18:10 do 03/12/2022 roku, 18:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



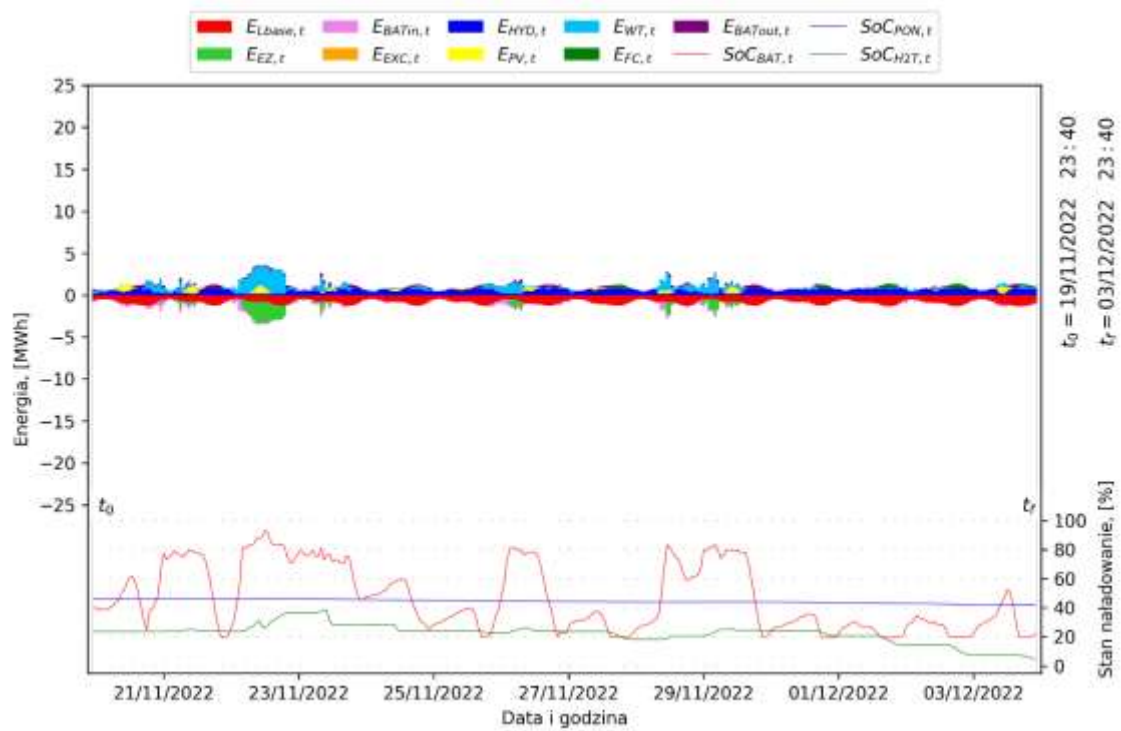
Rys. F46. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 15:30 do 27/01/2023 roku, 15:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



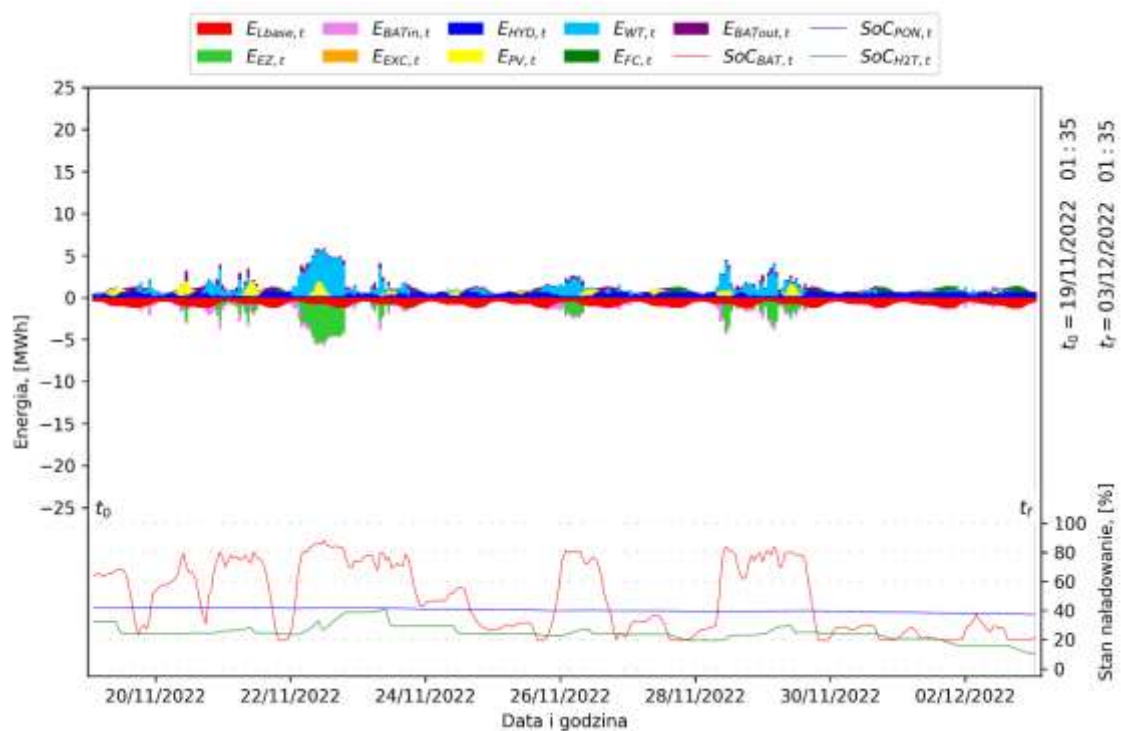
Rys. F47. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 15:30 do 27/01/2023 roku, 15:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



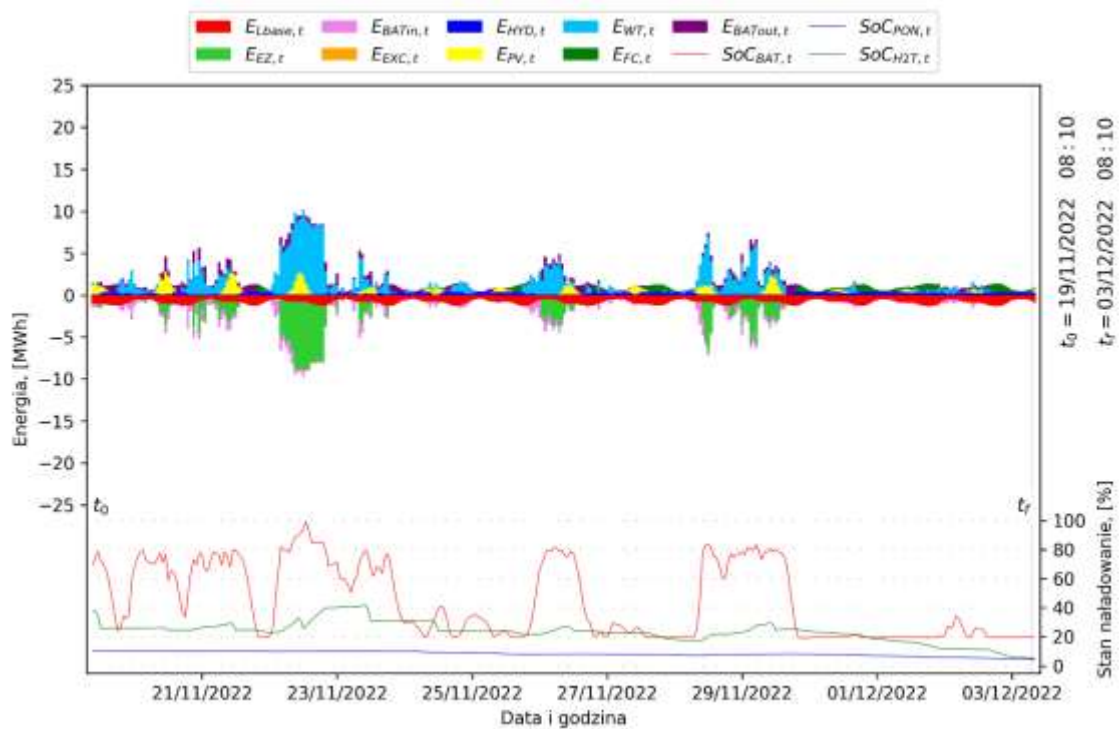
Rys. F48. Dziesięciodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 15:30 do 27/01/2023 roku, 15:30). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



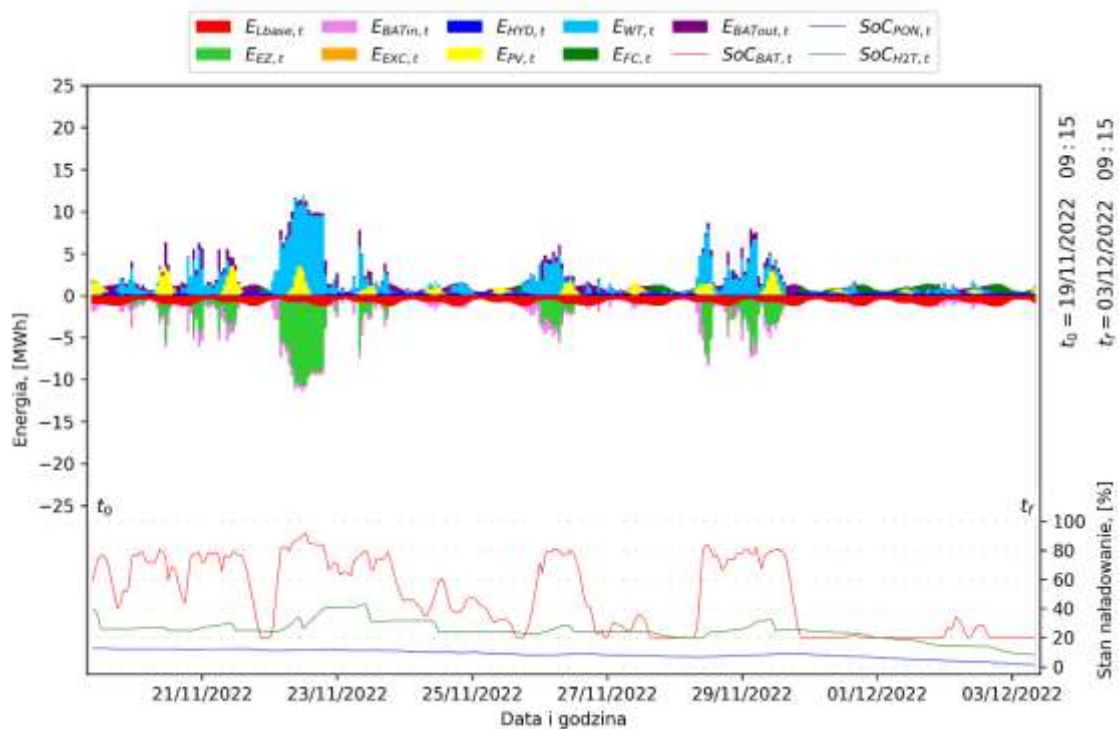
Rys. F49. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A1 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 19/11/2022 roku, 23:40 do 03/12/2022 roku, 23:40). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



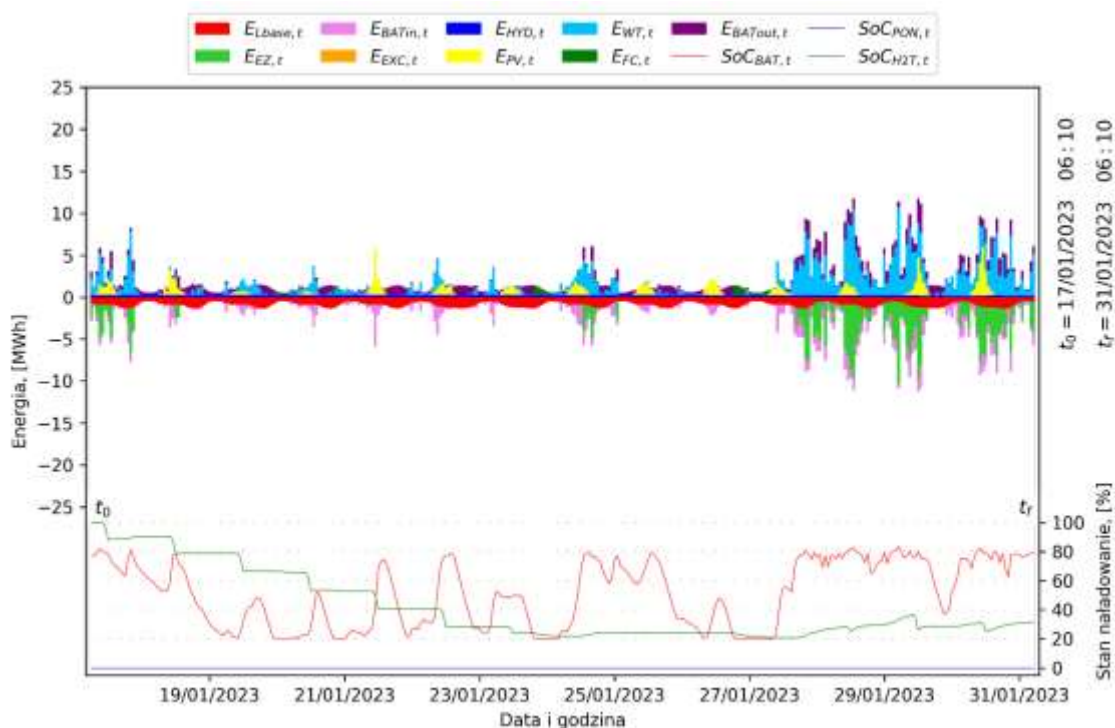
Rys. F50. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A2 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 19/11/2022 roku, 01:35 do 03/12/2022 roku, 01:35). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



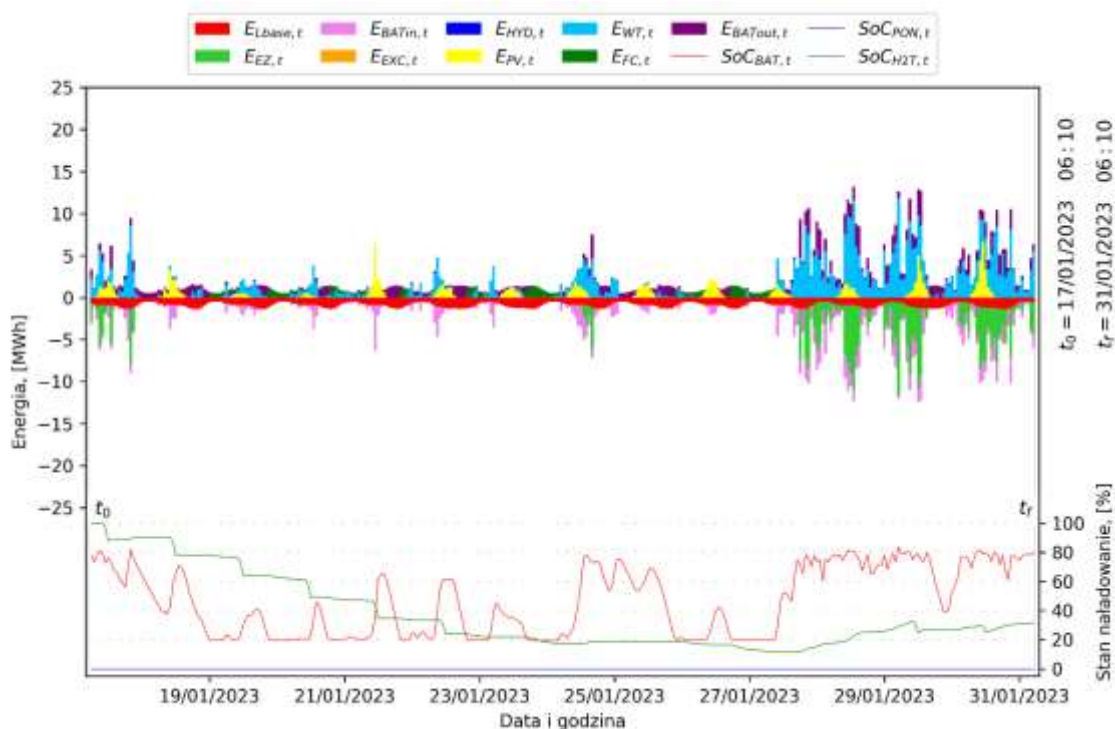
Rys. F51. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A3 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 19/11/2022 roku, 08:10 do 03/12/2022 roku, 08:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



Rys. F52. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariancie A4 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 19/11/2022 roku, 09:15 do 03/12/2022 roku, 09:15). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



Rys. F53. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A5 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 06:10 do 31/01/2023 roku, 06:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.



Rys. F54. Czternastodniowy okres maksymalnego deficytu mocy z podstawowych źródeł energii w stosunku do bazowego zapotrzebowania w wariantcie A6 przedstawiony z krokiem czasowym  $t = 1$  h (od 17/01/2023 roku, 06:10 do 31/01/2023 roku, 06:10). Oznaczenia jak na rysunku 11.3.

## Załącznik G

Tab. G1. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych w wariancie A2.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	511,10	293,69	0,10	-1,76
$P_{PVia}$	808,55	1448,64	2,07	3,35
$P_{WTia}$	862,09	1376,71	1,66	1,42
$P_{FCia}$	2,63	35,80	15,25	246,05
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	2,02	2,76	1,03	-0,51
$BAT_{SoCia}$	72,69	15,77	-1,24	1,80
$PON_{SoCia}$	79,36	17,74	-1,05	-0,19
$H_2T_{SoCia}$	73,81	23,94	-0,71	-0,85

Tab. G2. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych w wariancie A3.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	434,27	270,51	0,18	-1,73
$P_{PVia}$	1262,69	2262,30	2,07	3,35
$P_{WTia}$	1544,30	2466,16	1,66	1,42
$P_{FCia}$	4,90	56,65	13,73	203,31
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	3,54	4,76	0,95	-0,72
$BAT_{SoCia}$	72,07	16,14	-1,09	1,48
$PON_{SoCia}$	73,50	26,66	-1,30	0,57
$H_2T_{SoCia}$	74,91	22,64	-0,84	-0,46

Tab. G3. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych w wariancie A4.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	326,36	224,19	0,24	-1,72
$P_{PVia}$	1677,45	3005,42	2,07	3,35
$P_{WTia}$	1769,49	2825,77	1,66	1,42
$P_{FCia}$	7,67	64,42	10,69	131,93
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	4,30	5,88	0,97	-0,68
$BAT_{SoCia}$	69,76	18,40	-0,92	0,47
$PON_{SoCia}$	63,98	33,32	-0,74	-0,95
$H_2T_{SoCia}$	74,81	22,70	-0,82	-0,52

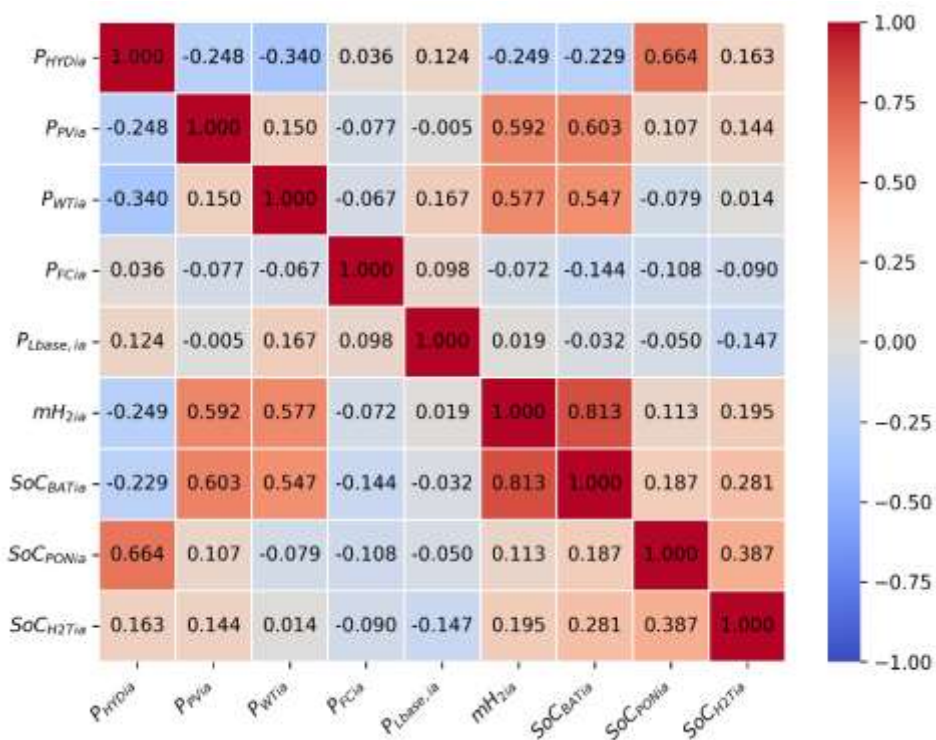
Tab. G4. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych w wariancie A5.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	153,04	79,32	0,46	-1,12
$P_{PVia}$	2219,03	3975,73	2,06	3,35
$P_{WTia}$	2162,94	3454,09	1,66	1,42
$P_{FCia}$	11,78	85,55	9,01	94,55
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	5,38	7,49	1,00	-0,61
$BAT_{SoCia}$	66,93	21,10	-0,66	-0,57
$PON_{SoCia}$	nd.	nd.	nd.	nd.
$H_2T_{SoCia}$	75,84	21,98	-0,85	-0,36

Tab. G5. Wartości podstawowych statystyk opisowych wybranych zmiennych w wariancie A6.

zmienna	$\bar{x}$	s	$G_s$	$G_k$
$P_{HYDia}$	nd.	nd.	nd.	nd.
$P_{PVia}$	2496,75	4473,31	2,07	3,35
$P_{WTia}$	2446,81	3907,41	1,66	1,42
$P_{FCia}$	20,76	122,07	6,96	55,31
$P_{Lbase,ia}$	775,32	252,30	0,34	-0,63
$mH_{2ia}$	5,97	8,43	1,03	-0,57
$BAT_{SoCia}$	65,77	22,02	-0,61	-0,73
$PON_{SoCia}$	nd.	nd.	nd.	nd.
$H_2T_{SoCia}$	76,65	21,72	-0,92	-0,13

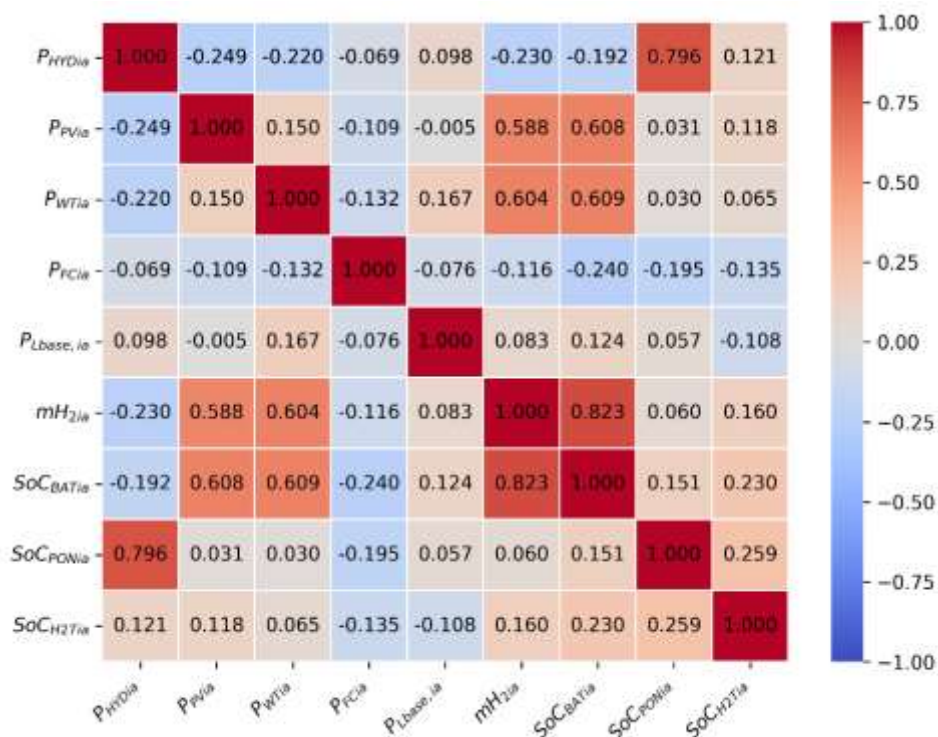
## Załącznik H



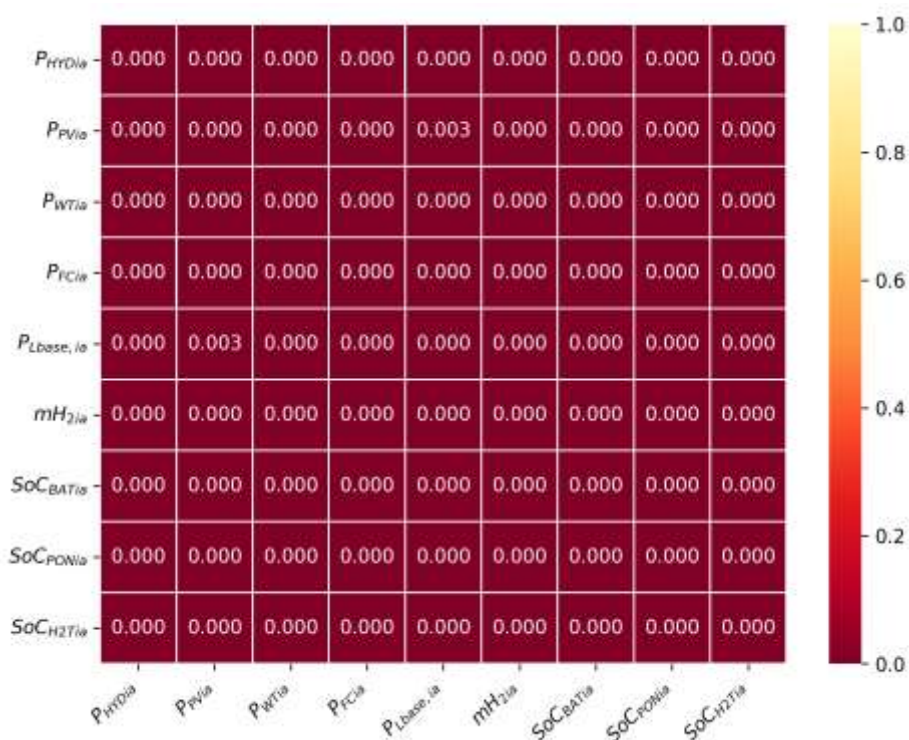
Rys. G1. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A2. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



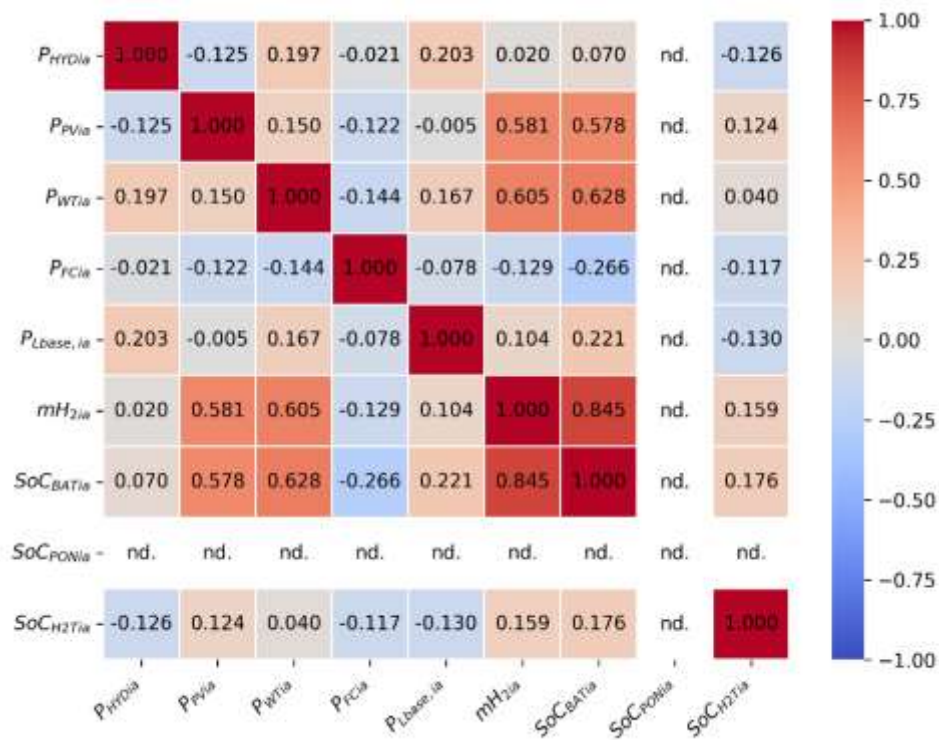
Rys. G2. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A2. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



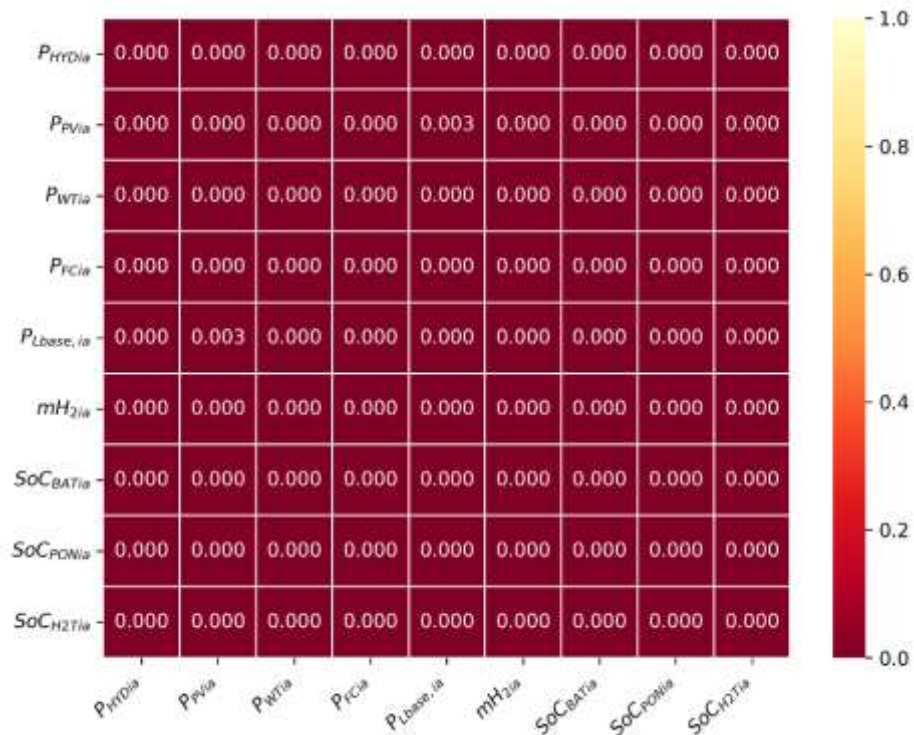
Rys. G3. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A3. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



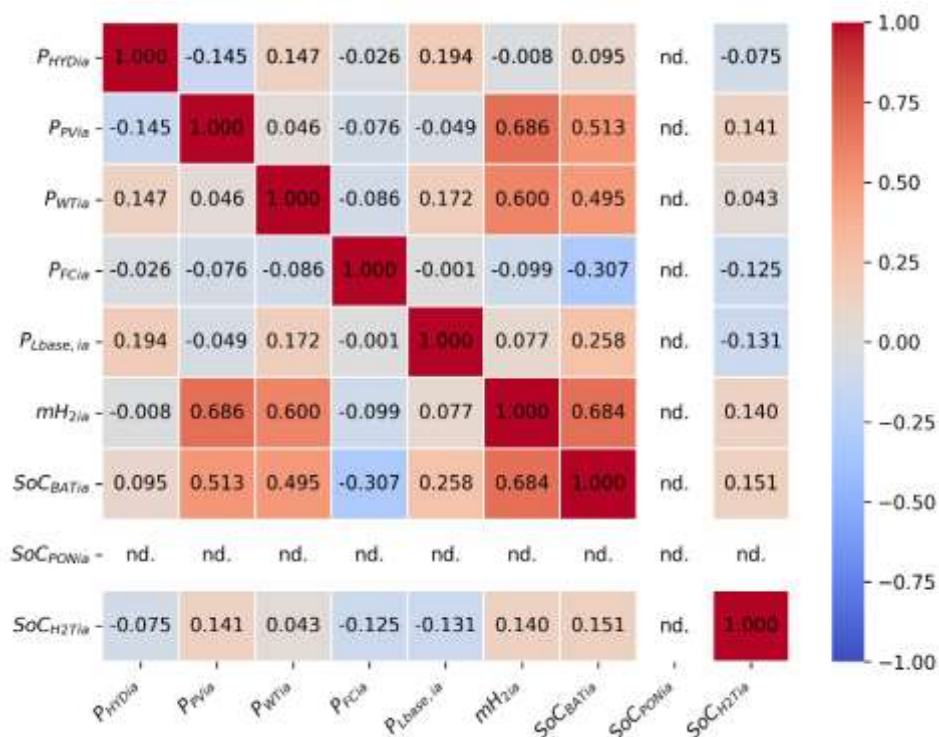
Rys. G4. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A3. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



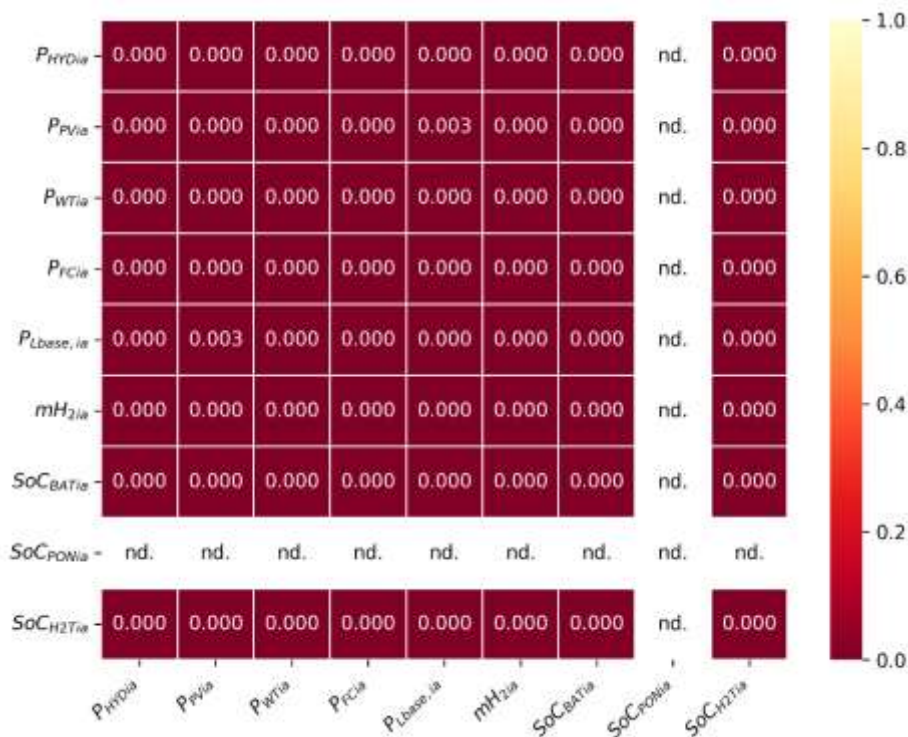
Rys. G5. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A4. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



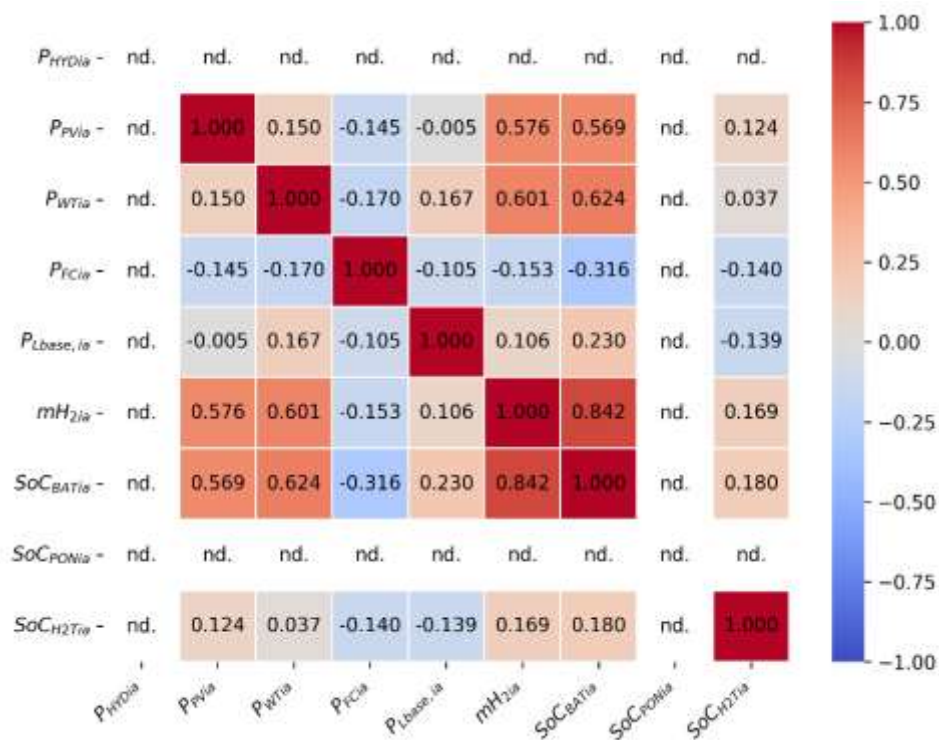
Rys. G6. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A4. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



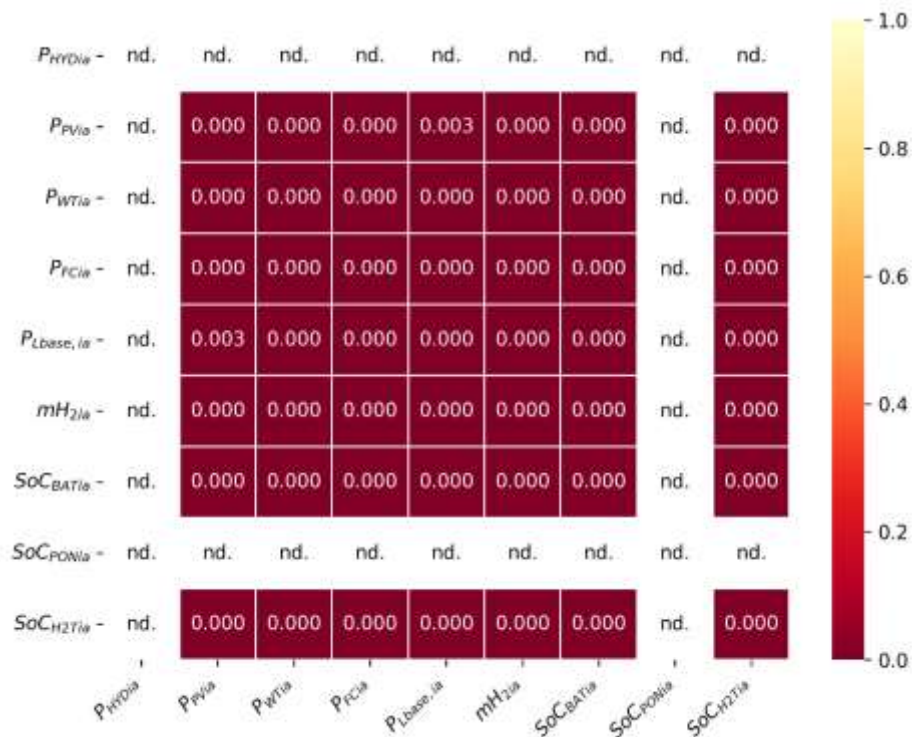
Rys. G7. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A5. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.



Rys. G8. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A5. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.

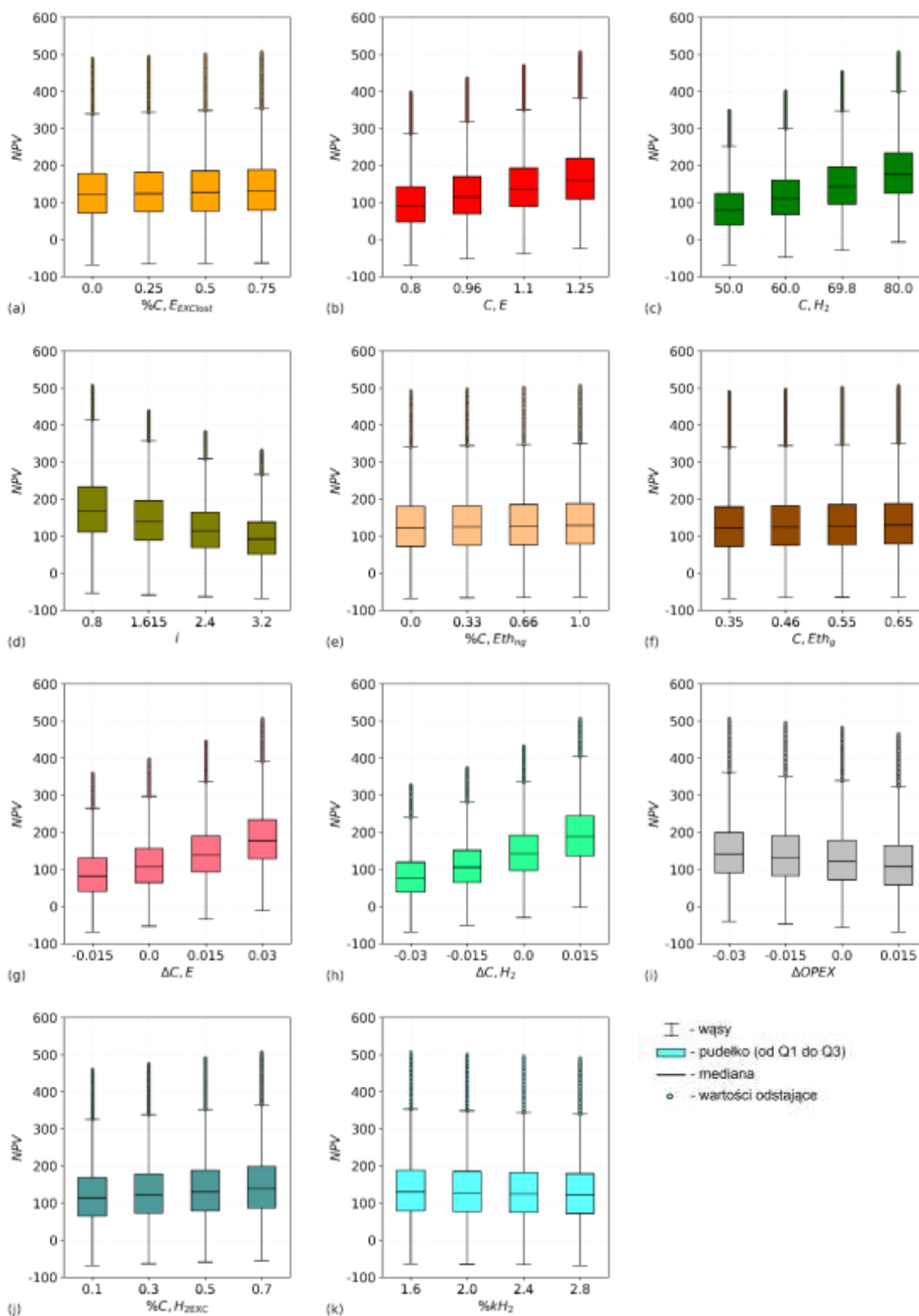


Rys. G9. Macierz korelacji współczynników rang *Spearmana* w wariancie A6. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.

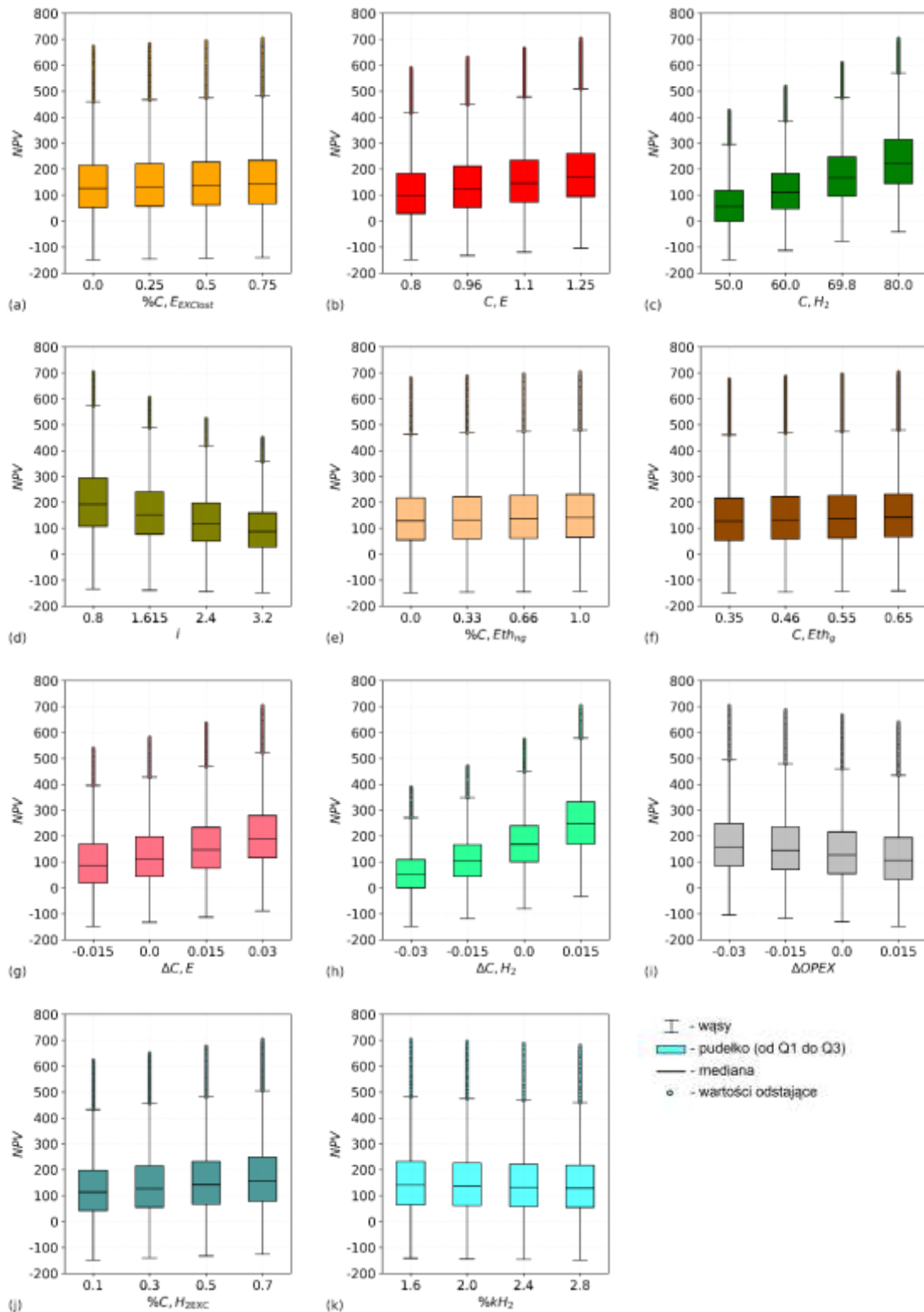


Rys. G10. Macierz poziomów istotności statystycznej ( $p$ ) w wariancie A6. Oznaczenia jak na rysunku 13.1.

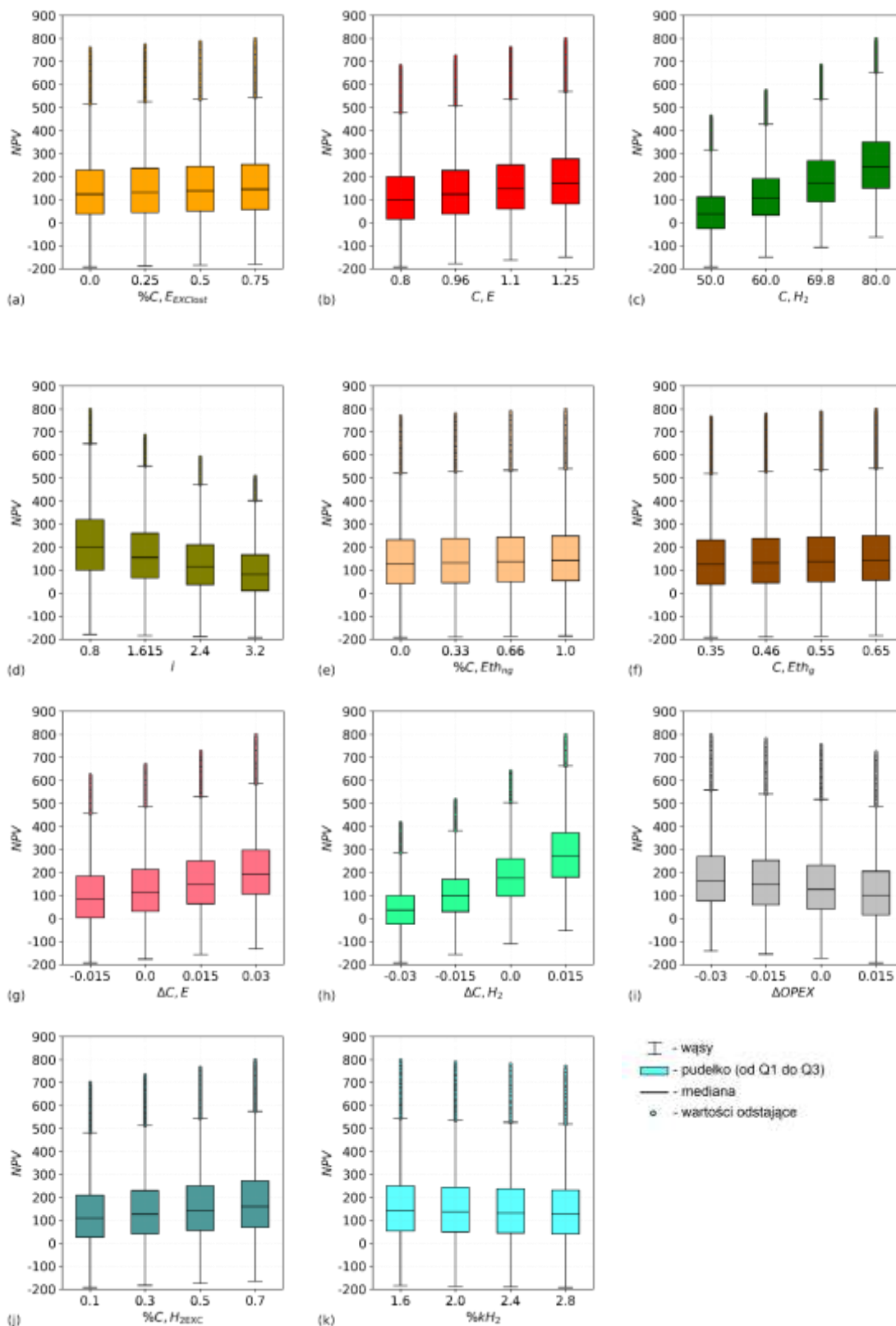
## Załącznik I



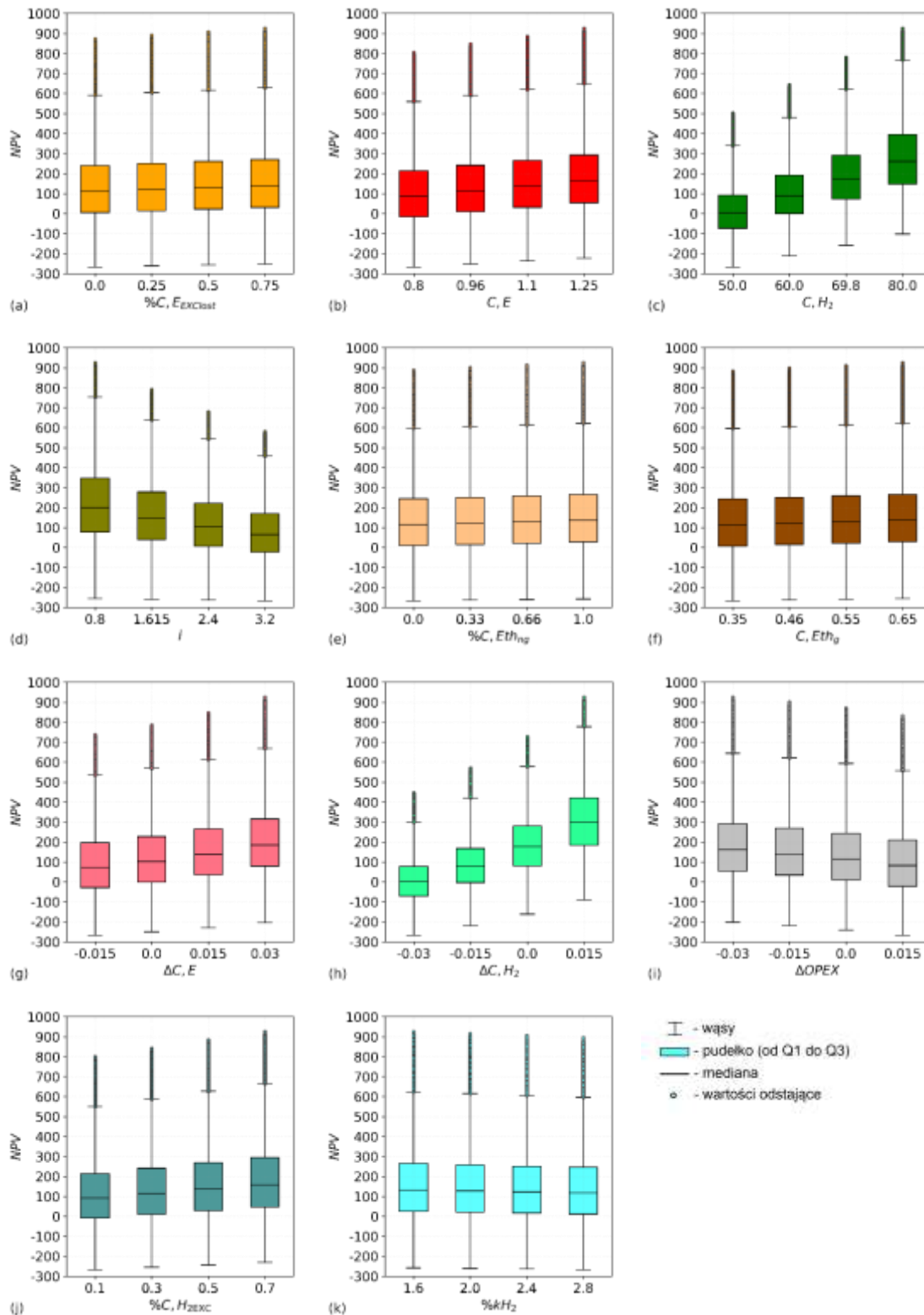
Rys. H1. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych w wariancie A2: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.



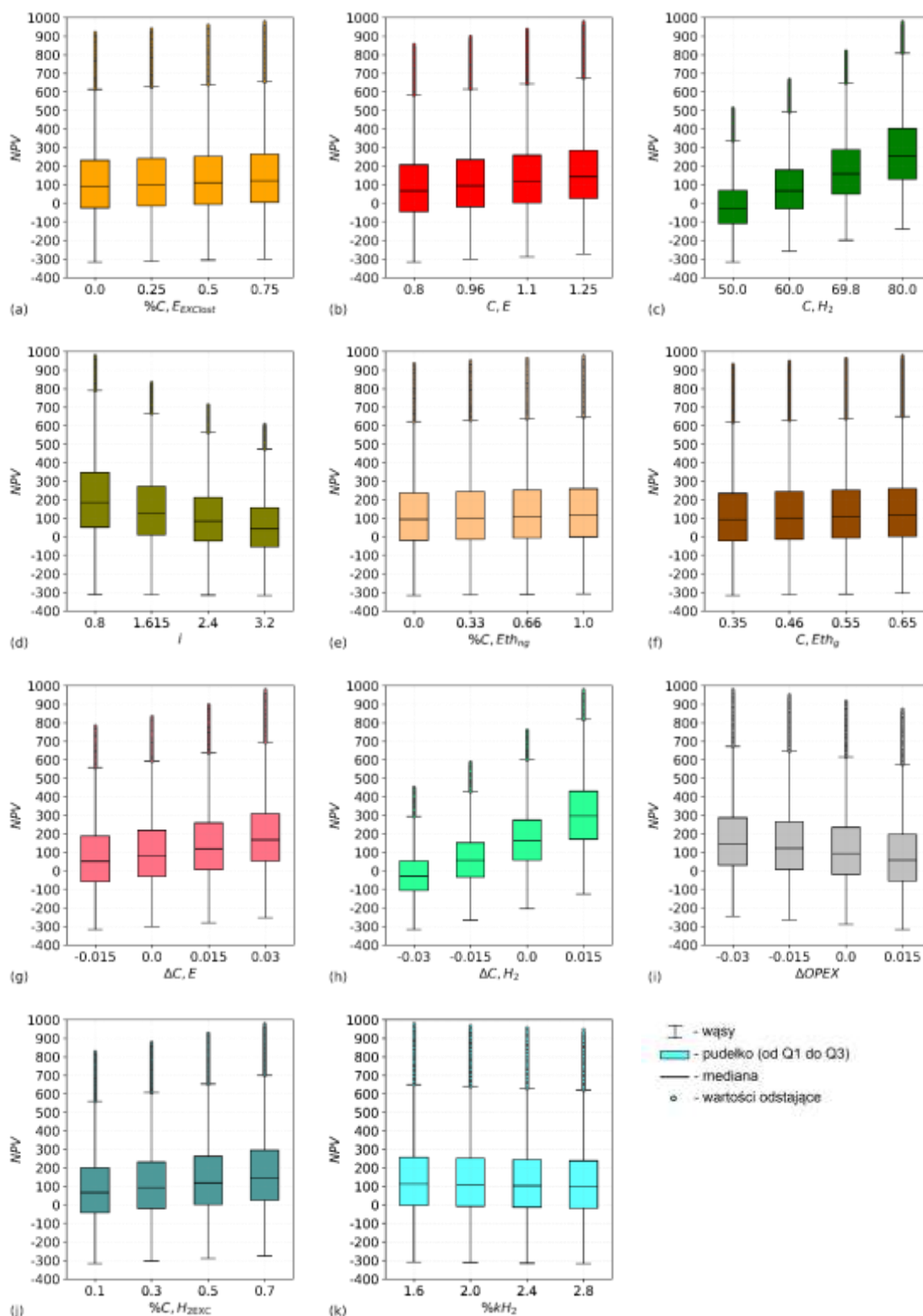
Rys. H2. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych w wariancie A3: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.



Rys. H3. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych w wariancie A4: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.

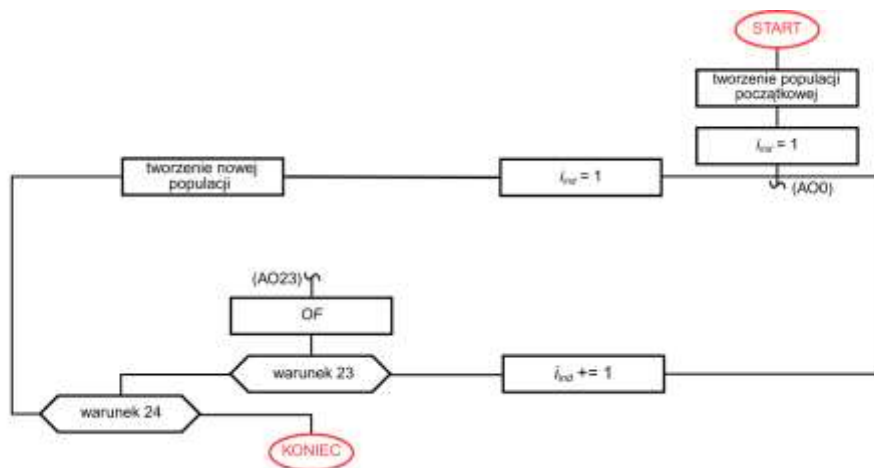


Rys. H4. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych w wariancie A5: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.

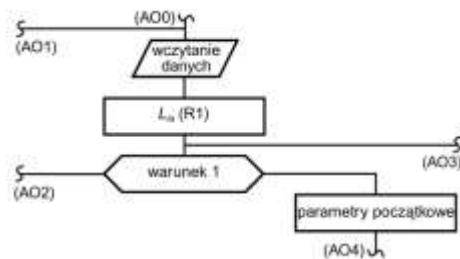


Rys. H5. Wartości bieżące netto dla analizowanego zakresu danych w wariancie A6: a) procent ceny niewykorzystanej nadwyżki energii elektrycznej, b) cena energii elektrycznej, c) cena wodoru, d) rzeczywista stopa dyskontowa, e) procent ceny ciepła poza sezonem grzewczym, f) cena ciepła w sezonie grzewczym, g) procentowa zmiana ceny energii elektrycznej i ciepła rok do roku, h) zmiana ceny wodoru rok do roku, i) zmiana OPEX rok do roku, j) procent ceny nadwyżki wodoru, k) procent ceny niedoboru wodoru.

## Załącznik J

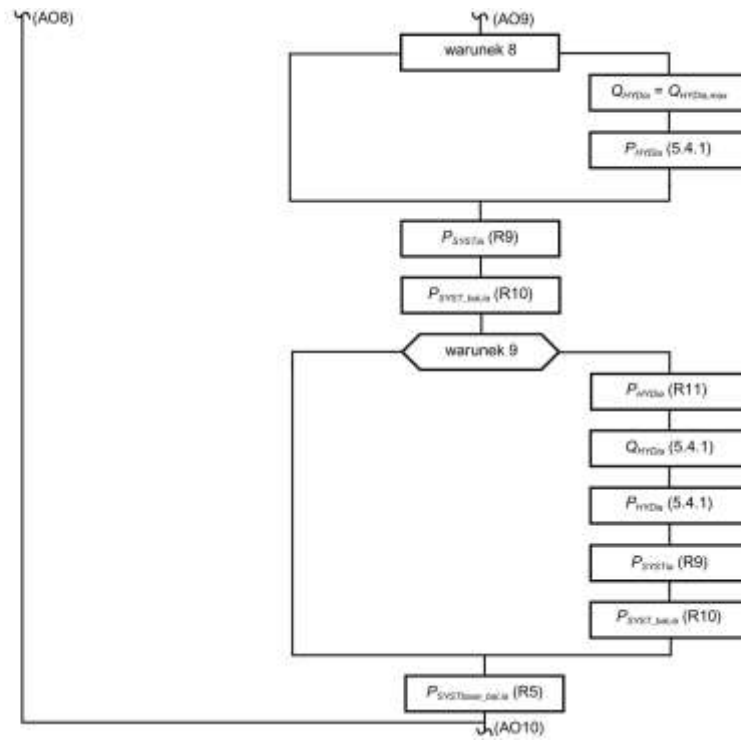


Rys. J1. Blok algorytmu odpowiadający za sterowanie procesem optymalizacji wybranych parametrów autonomicznego systemu energetycznego.

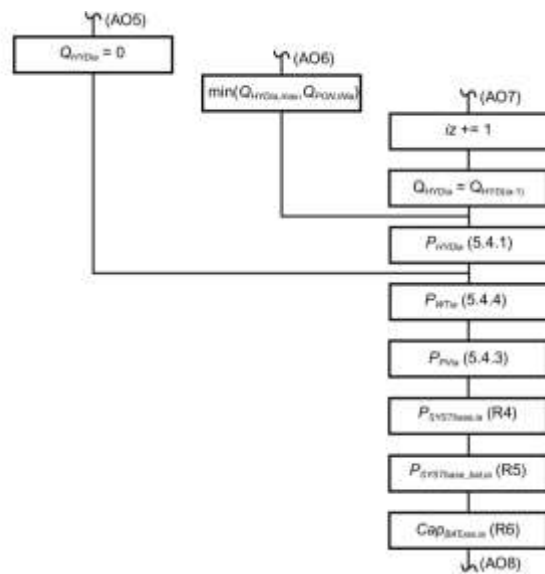


Rys. J2. Blok algorytmu inicjalizujący ustawienia symulacji i przywracanie wartości bazowych wybranych parametrów osobnika.

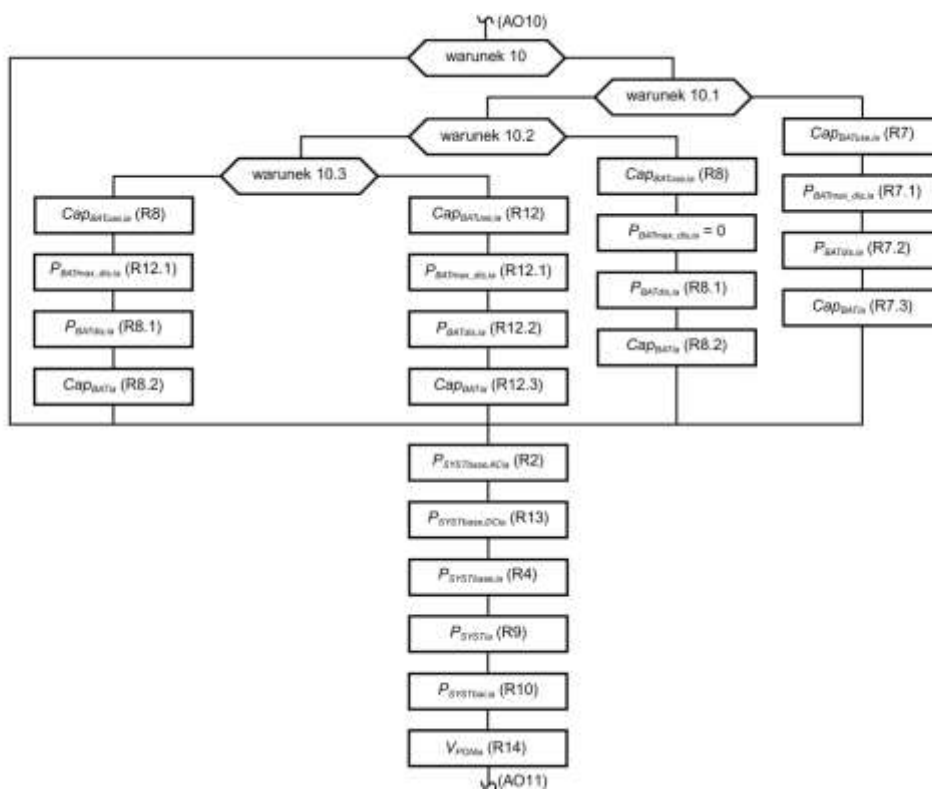




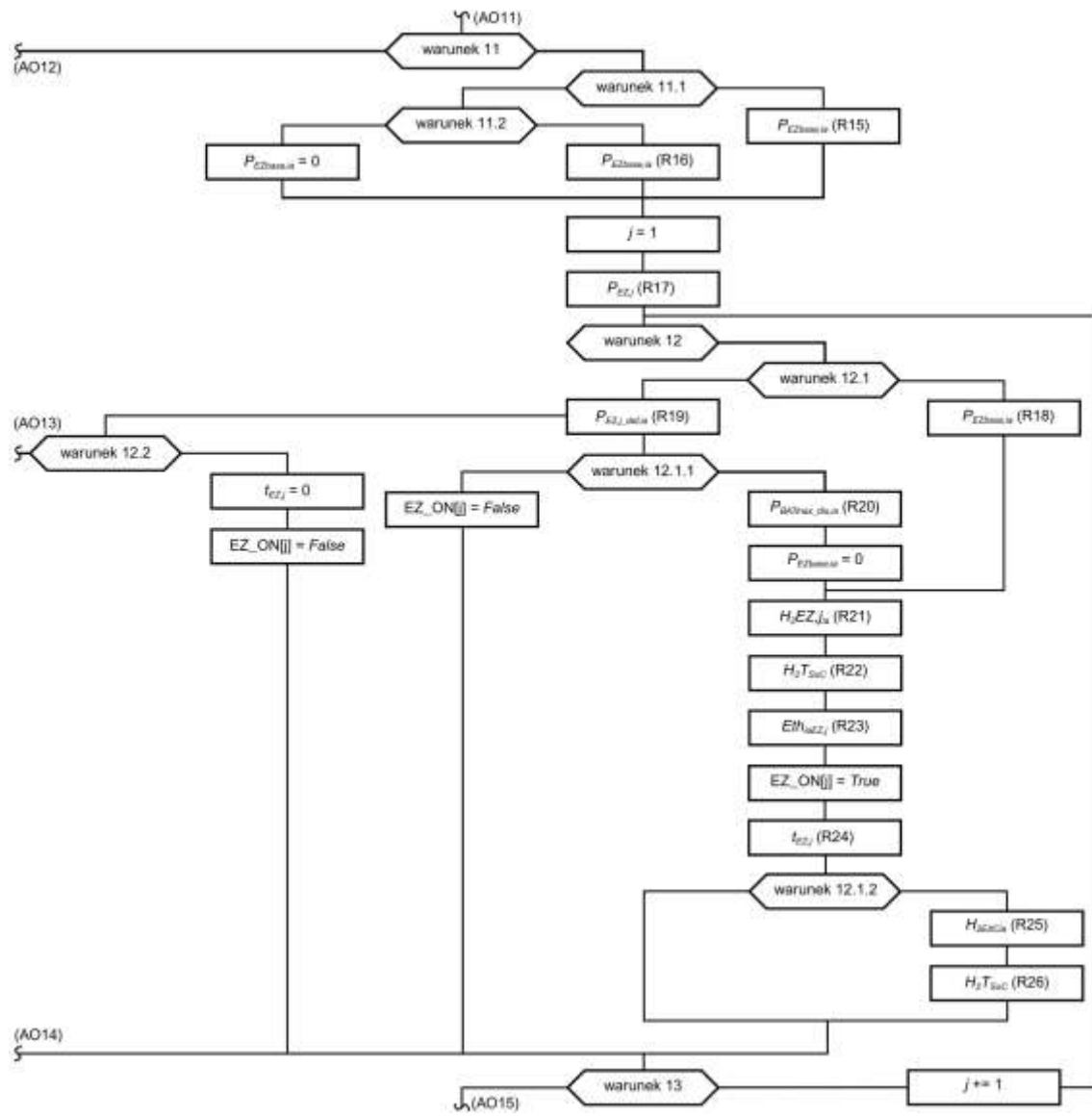
Rys. J4. Blok algorytmu obliczający mocy wyjściową poszczególnych komponentów systemu – część 2.



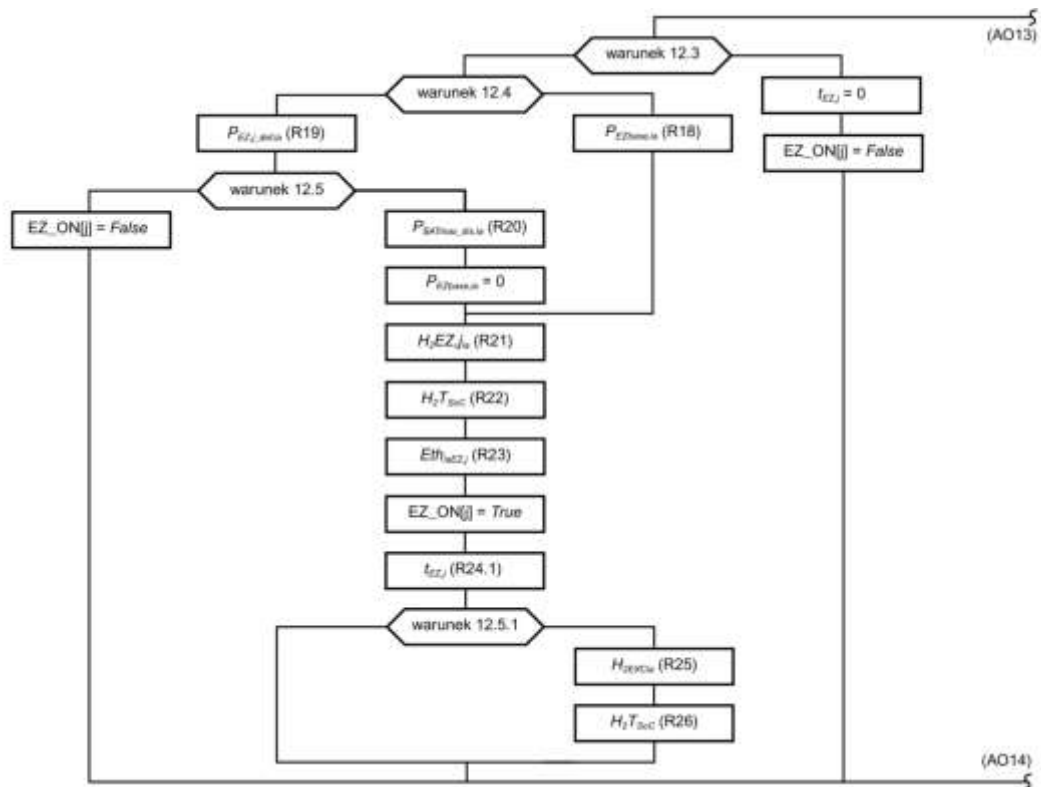
Rys. J5. Blok algorytmu obliczający moc wyjściową poszczególnych komponentów systemu przy braku możliwości sterowania przepływem przez turbinę wodną lub nieobecności elektrowni wodnej.



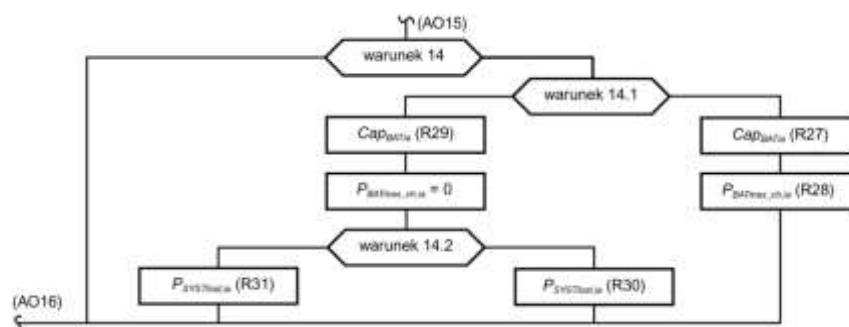
Rys. J6. Blok algorytmu odpowiadający za sterowanie pracą magazynu bateryjnego w odpowiedzi na deficyt mocy w systemie.



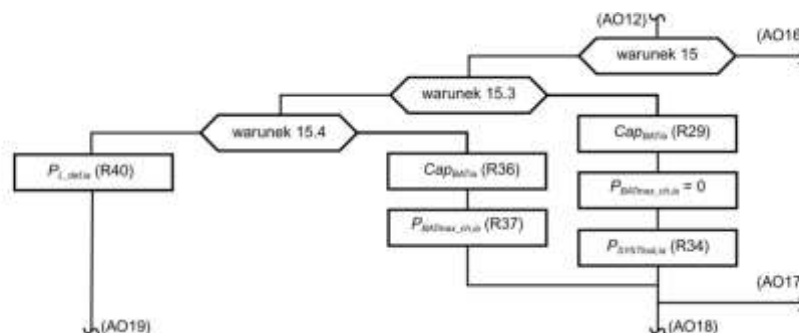
Rys. J7. Blok algorytmu odpowiadający za sterowanie pracą elektrolizerów i napełnianie zbiornika wodoru – część 1.



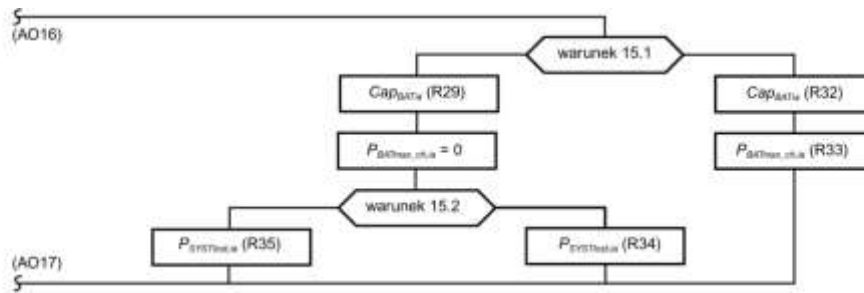
Rys. J8. Blok algorytmu odpowiadający za sterowanie pracą elektrolizerów i napełnianie zbiornika wodoru – część 2.



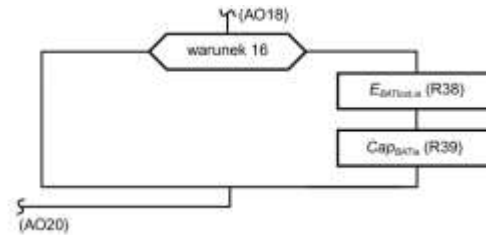
Rys. J9. Blok algorytmu odpowiadający za ładowanie magazynu baterijnego z udziałem technologii wodorowych.



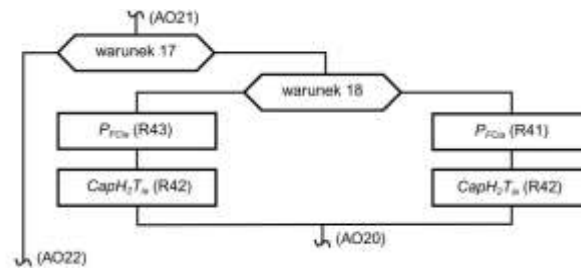
Rys. J10. Blok algorytmu odpowiadający za ładowanie magazynu baterijnego bez udziału technologii wodorowych – część 1.



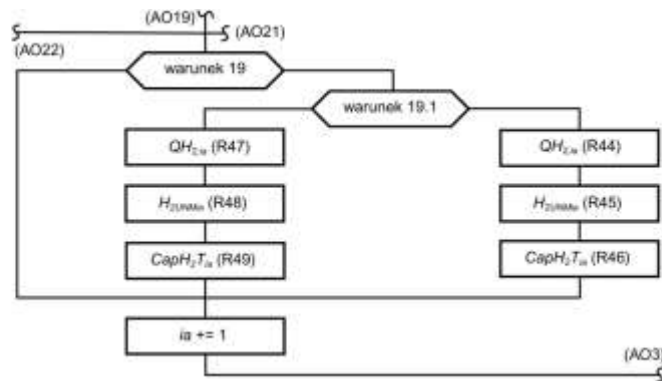
Rys. J11. Blok algorytmu odpowiadający za ładowanie magazynu bateryjnego bez udziału technologii wodorowych – część 2.



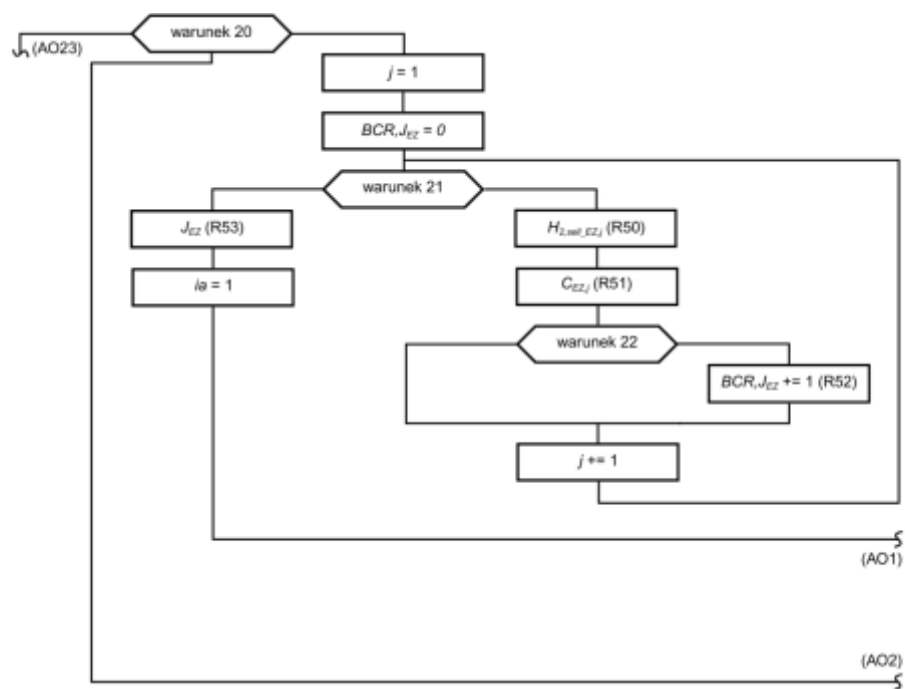
Rys. J12. Blok algorytmu ograniczający maksymalny dopuszczalny stopień naładowania magazynu bateryjnego.



Rys. J13. Blok algorytmu odpowiadający za kompensację niedoboru energii elektrycznej z wykorzystaniem ogniwa paliwowego.



Rys. J14. Blok algorytmu odpowiadający za zarządzanie sprzedażą wodoru.



Rys. J15. Blok algorytmu odpowiadający za określenie optymalnej finansowo liczby elektrolizerów.