



KATEDRA MASZYN I URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI
POLITECHNIKA ŚLĄSKA



ROZPRAWA DOKTORSKA

**Analiza techniczno-ekonomiczna oraz optymalizacja
hybrydowego systemu magazynowania energii
w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze**

Michał Brzuszkiewicz

Dyscyplina: Inżynieria Środowiska, Górnictwo i Energetyka

Promotor: Dr hab. inż. Łukasz Bartela, Prof. PŚ

Opiekun z ramienia przedsiębiorcy: Dr inż. Jakub Tuka

Gliwice, 2025

Autor:

mgr inż. Michał Brzuszkiewicz

Energoprojekt Katowice S.A.

ul. Jesionowa 15, Katowice 40-159

email:

brzuszkiewicz.michal@epk.com.pl

Promotor:

dr hab. inż. Łukasz Bartela, Prof. PŚ

Politechnika Śląska Wydział Inżynierii
Środowiska i Energetyki

ul. Konarskiego 18, Gliwice 44-100

email: lukasz.bartela@polsl.pl

Opiekun z ramienia przedsiębiorcy:

dr inż. Jakub Tuka

Energoprojekt Katowice S.A.

ul. Jesionowa 15, Katowice 40-159

email: tuka.jakub@epk.com.pl

Podziękowania

Dziękuję mojemu Promotorowi, profesorowi Łukaszowi Barteli, za jego nieocenioną cierpliwość, życzliwość i wsparcie. Jego wiedza oraz gotowość do dzielenia się doświadczeniem były dla mnie inspiracją i ogromnym wsparciem na każdym etapie pracy.

Dziękuję również mojemu Opiekunowi, doktorowi Jakubowi Tuka, za jego wskazówki oraz profesjonalne podejście.

Jestem wdzięczny pracownikom Politechniki Śląskiej, którzy zajmują się tematyką magazynowania energii w sprężonych gazach za ich otwartość i życzliwość.

Moje podziękowanie kieruję również do Prezesa Energoprojekt Katowice S.A. Łukasza Greli, do mojego przełożonego Rafała Browarskiego za zrozumienie, wsparcie i stworzenie warunków sprzyjających naukowemu rozwojowi. Podziękowania kieruję również do moich koleżanek i kolegów z pracy, których życzliwość i wsparcie wiele dla mnie znaczyły.

Szczególne wyrazy wdzięczności kieruję do doktora Sebastiana Waniczka, który w najtrudniejszych chwilach wspierał mnie merytorycznie i mentalnie. Jego pomoc była dla mnie bezcenna, a wsparcie pozwoliło mi doprowadzić ten projekt do końca.

Nie sposób nie podziękować mojej Rodzinie – mojej ukochanej Żonie i Dzieciom. Wasza cierpliwość, wyrozumiałość i nieustające wsparcie sprawiły, że dokonałem czegoś, co wydawało się niemożliwe. Wasza codzienna obecność jest dla mnie najważniejszym źródłem motywacji. Dziękuję, że jesteście.

SPIS TREŚCI

SPIS TREŚCI.....	4
1. WSTĘP	7
2. CEL I ZAKRES PRACY	14
3. PRZEGLĄD TECHNOLOGII MAGAZYNOWANIA ENERGII.....	17
3.1. Systemy grawitacyjne	19
3.2. Elektrownie szczytowo - pompowe	20
3.3. Magazynowanie energii w sprężonym powietrzu CAES	21
3.4. Magazynowanie energii w ciekłym powietrzu - LAES	25
3.5. Magazynowanie energii w sprężonym dwutlenku węgla	26
3.6. Magazynowanie energii w wodorze	28
3.7. Magazynowanie energii w syntetycznym gazie ziemnym	31
4. KONCEPCJA SYSTEMU	33
4.1. Podsystem magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla	36
4.1.1. Potencjalne rozwiązania techniczne dla zbiorników niskociśnieniowych dwutlenku węgla	38
4.1.2. Założenia dotyczące podsystemu	43
4.1.3. Wariantowość podsystemu	43
4.2. Podsystem produkcji wodoru i tlenu	44
4.2.1. Założenia dotyczące podsystemu	45
4.2.2. Wariantowość podsystemu	45
4.3. Podsystem produkcji syntetycznego gazu ziemnego	46
4.3.1. Założenia dotyczące podsystemu	47
4.3.2. Wariantowość podsystemu	47
4.4. Podsystem produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego	48
4.4.1. Założenia dotyczące podsystemu	50
4.4.2. Wariantowość podsystemu	50
4.5. Analiza rynku dostawców głównych komponentów	50
4.6. Analiza termodynamiczna	52
4.6.1. Metodologia	52
4.6.2. Założenia	60
4.6.3. Wyniki obliczeń i ich analiza	63
5. ANALIZA EKONOMICZNA	92
5.1. Metodologia	92
5.1.1. Zaktualizowana wartość netto NPV	92
5.1.2. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	93
5.1.3. Przepływy pieniężne	93
5.1.4. Koszty	93
5.1.5. Przychody	95
5.2. Założenia	98
5.2.1. Przychody	98
5.2.2. Koszty	101

5.2.3.	Wydatki inwestycyjne	105
5.3.	Wyniki i ich analiza	105
5.3.1.	Możliwości urentownienia projektu	106
6.	KONKLUZJE I WNIOSKI	109
6.1.	Efektywność techniczna systemu	109
6.2.	Wyniki analiz ekonomicznych	109
6.3.	Najbardziej obiecujące warianty	110
6.4.	Znaczenie wdrożeniowe	111
7.	BIBLIOGRAFIA	113
SPIS RYSUNKÓW		121
SPIS TABEL		122
ZAŁĄCZNIKI		125
STRESZCZENIE		127
ABSTRACT		128

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH SYMBOLI I OZNACZEŃ

Oznaczenie łacińskie

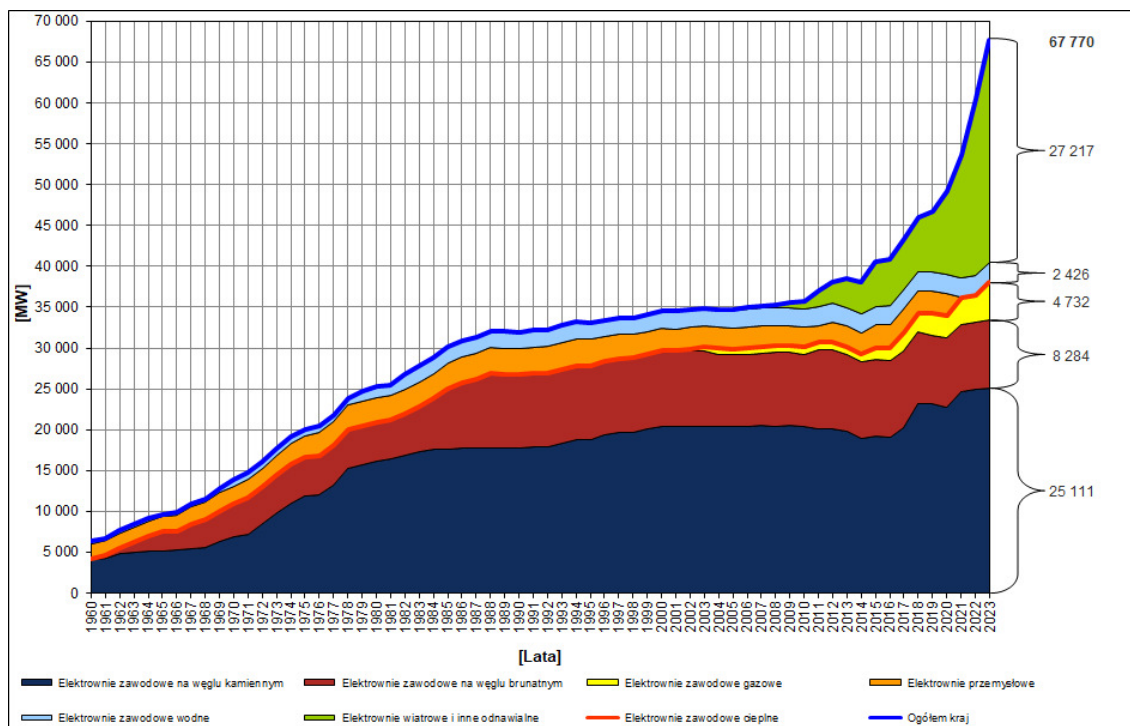
d, D	- średnica, m
E	- zużycie energii elektrycznej, kWh/rok
h	- entalpia właściwa, J/kg
H	- wysokość, m
k	- wskaźnik wykorzystania, -
l	- długość, m
m	- masa, kg
N	- moc elektryczna, W
p	- ciśnienie, Pa
q	- energia właściwa, J/kg
Q	- energia chemiczna, kWh/rok
T, t	- temperatura, K, °C
V	- objętość, m ³

Oznaczenie greckie

ε_{wc}	- efektywność wymiennika, -
η	- sprawność, -
η_i	- sprawność izentropowa, -
η_p	- sprawność politropowa, -
τ	- czas, s

1. Wstęp

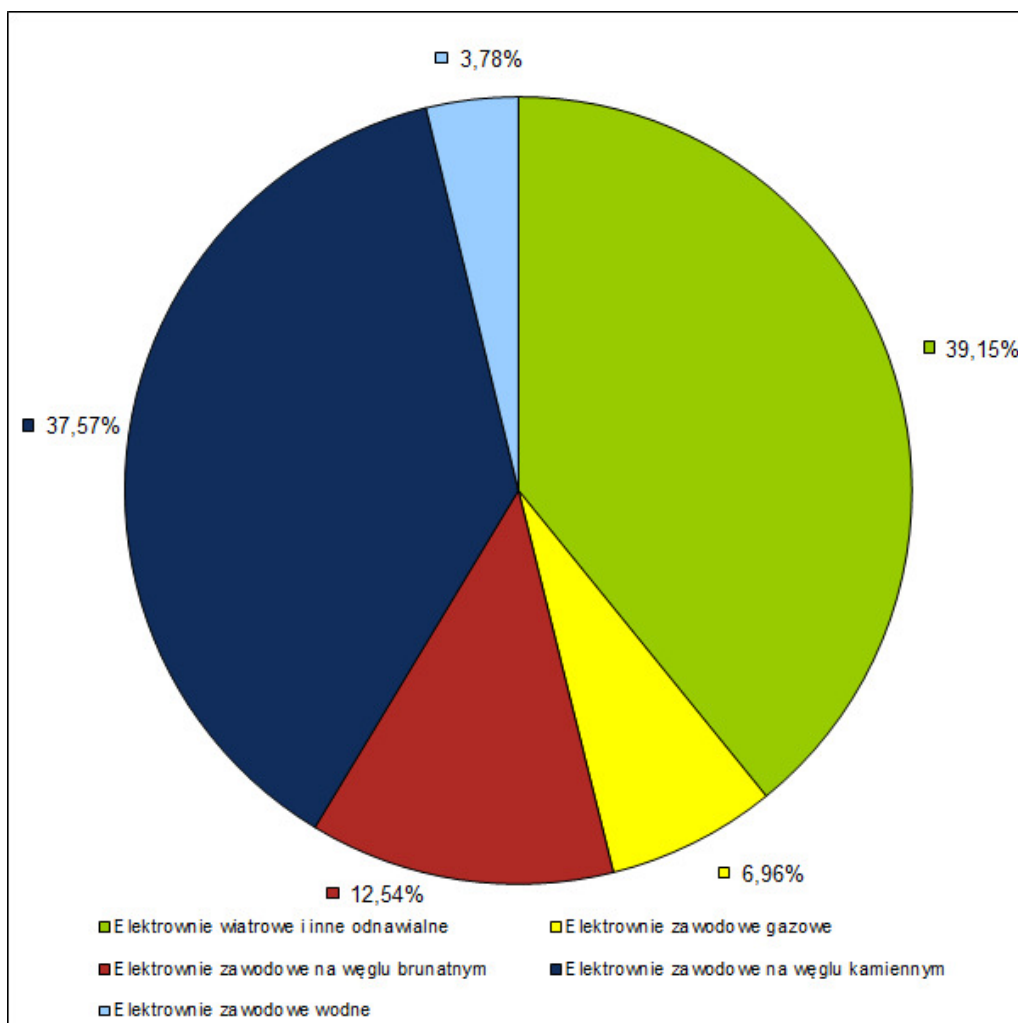
Współczesny świat staje przed wyzwaniami związanymi z zapewnieniem stabilności systemów energetycznych w kontekście dynamicznie rosnącego zapotrzebowania na energię oraz coraz większego nacisku na transformację w kierunku gospodarki niskoemisyjnej [1]. Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, uczestniczy w realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu [2], [3], którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Jednym z kluczowych elementów tej strategii jest rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), takich jak energia wiatrowa czy słoneczna, które charakteryzują się zmiennością generacji, uzależnioną od warunków atmosferycznych. Analizując dynamikę wzrostu mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w latach 1960–2023, który pokazano na Rys. 1.1, można zauważyć znaczący wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w krajowym miksie energetycznym.



Rys. 1.1 Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960÷2024 [4]

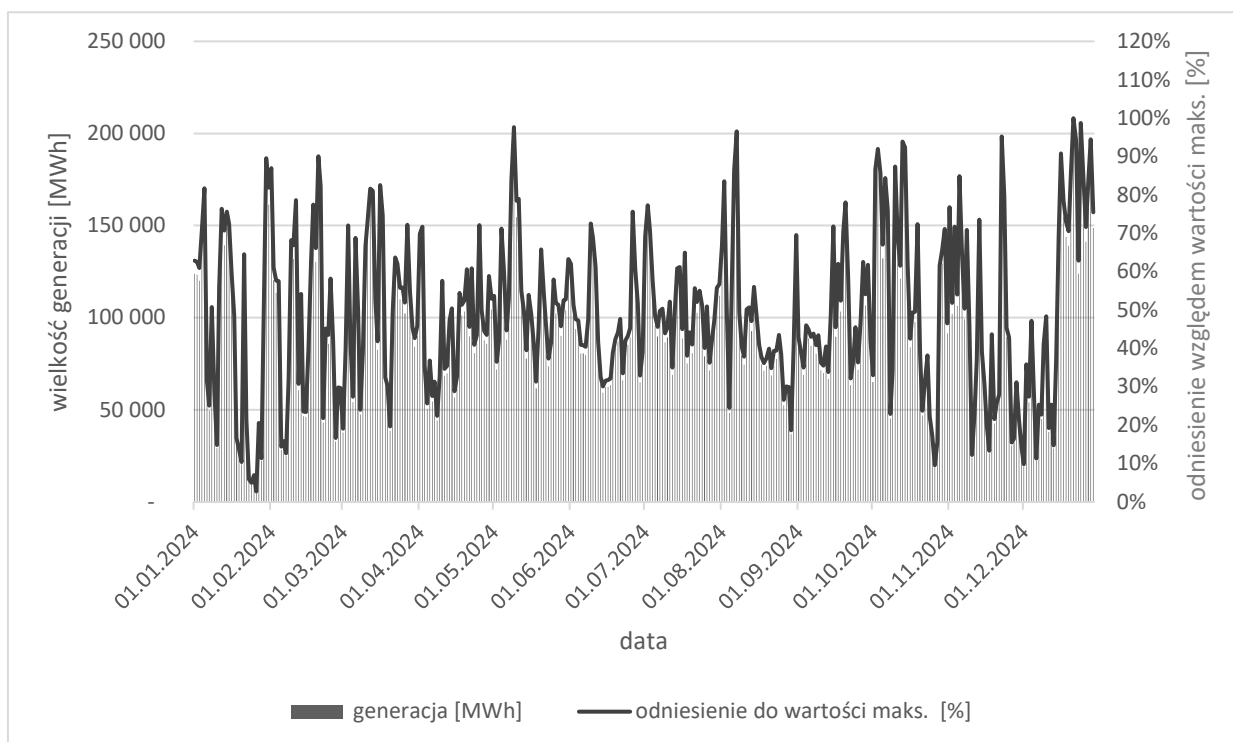
Znamienne jest to, iż dynamiczny wzrost udziału OZE, z niemal zerowego poziomu do ponad 39%, obserwowanym był przez ostatnich 15 lat (Rys. 1.2) Taka dynamika wskazuje na intensyfikację inwestycji w technologie odnawialne oraz sukcesywną

integrację tych źródeł z polskim systemem elektroenergetycznym, co stanowi istotny element transformacji energetycznej.



Rys. 1.2 Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2023 roku [4]

Wprowadzenie znacznych mocy OZE do polskiego systemu elektroenergetycznego skutkuje koniecznością zwrócenia się z problemami związanymi z bilansowaniem produkcji i zużycia energii. Rys. 1.3 przedstawia dzienny profil generacji w 2023 roku źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych podłączonych do KSE.



Rys. 1.3 Profil dzienny generacji źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych podłączonych do KSE w 2023 [5]

W okresach nadwyżki generacji, szczególnie w dni o intensywnym nasłonecznieniu lub silnym wietrze, pojawia się ryzyko destabilizacji systemu oraz potrzeba odpowiedniego zarządzania nadmiarową energią. Z kolei w czasie niedoborów energii, wynikających z ograniczeń produkcyjnych OZE, system wymaga elastycznych rozwiązań umożliwiających szybkie pokrycie zapotrzebowania.

Istotnym wyzwaniem pozostają także zawirowania na rynku cen energii elektrycznej. W ostatnich latach w Polsce obserwuje się znaczne wahania cen, wynikające zarówno z dynamicznych zmian popytu i podaży, jak i rosnących kosztów uprawnień do emisji CO₂. Wahania te negatywnie wpływają na stabilność finansową przedsiębiorstw oraz gospodarstw domowych, co z kolei podkreśla konieczność wdrożenia nowoczesnych mechanizmów stabilizujących rynek energii.

Polski system elektroenergetyczny (KSE) stoi przed wyzwaniami związanymi z integracją OZE oraz koniecznością modernizacji przestarzałej infrastruktury. Wśród systemów energetyki zawodowej, gdzie dominują systemy zasilane węglem kamiennym oraz brunatnym, przeważająca większość bloków energetycznych przekroczyła już planowany czas eksploatacji, co prowadzi do wzrostu ich awaryjności i kosztów utrzymania [6]. Polska Grupa Energetyczna (PGE) planuje wyłączyć cztery

pozostałe bloki węglowe w Elektrowni Rybnik o łącznej mocy 900 MW do końca 2025 roku. Decyzja ta jest zgodna z wygasającymi kontraktami na rynku mocy oraz ogólną tendencją polskich przedsiębiorstw energetycznych do odchodzenia od węgla na rzecz odnawialnych źródeł energii. Wcześniej PGE wycofała z eksploatacji cztery inne bloki węglowe w tej elektrowni i planuje zastąpić je blokiem gazowym o mocy 882 MW, który ma zostać oddany do użytku do końca 2026 roku [7]. Tempo odchodzenia od węgla, a zarazem identyfikowane ograniczenia w obszarze włączania nowych bloków opalanych gazem ziemnym, a w tym potencjalnie możliwy do pozyskania poza granicami kraju wolumen paliwa, stwarza kolejne wyzwanie transformacyjne. Brak możliwości dodatkowo szybkiego odbudowania mocy w oparciu o technologię jądrową, co jest związane z długimi okresami inwestycyjnymi, formułuje potrzebę wdrażania systemów generacji energii elektrycznej opartej na wykorzystaniu OZE. Ich zaletą jest potencjalnie wysokie tempo ich wdrażania, co wynika z ich rozproszonego charakteru inwestycji, jak również dogodnych mechanizmów finansowania. Jako przykład posłużyć może zaobserwowane bardzo wysokie tempo wdrożenia w Polsce prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, które wykorzystując finansowy mechanizm wsparcia głównie zdecydowały o przekroczeniu obecnie w Polsce mocy zainstalowanej 20 GW, a więc poziomu wyższego od poziomu przewidywanego w strategii Państwa [8] dopiero na rok 2040 (10-16 GW).

Rozwój OZE wpływa na strukturę rynku energii oraz kształtowanie się cen. W okresach nadprodukcji energii z OZE, zwłaszcza w słoneczne i wietrzne dni, ceny energii mogą spadać, a nawet osiągać wartości ujemne [9], [10], co stanowi wyzwanie dla operatorów systemu oraz producentów energii. Z kolei w okresach niedoboru energii, spowodowanych brakiem wiatru czy słońca, ceny mogą gwałtownie rosnąć. Opisane powyżej skrajne ceny energii można było zaobserwować w dniach 10 - 11.08.2024r. co przedstawia Tabela 1.1.

Tabela 1.1 Indeks TGeBase i średnioważone ceny godzinowe dla dostawy w dniach 10 - 11 sierpnia 2024 r. – opracowanie własne na podstawie notowań TGE

godzina	cena PLN/MWh	
	11.08.2024	10.08.2024
0 - 1	395,00zł	394,87zł
1 - 2	381,40zł	383,01zł
2 - 3	366,33zł	362,56zł
3 - 4	362,73zł	348,70zł
4 - 5	363,10zł	352,55zł
5 - 6	370,94zł	274,18zł
6 - 7	378,81zł	345,26zł
7 - 8	351,78zł	265,46zł
8 - 9	251,04zł	120,69zł
9 - 10	28,84zł	1,80zł
10 - 11	-18,77zł	-56,43zł
11 - 12	-76,49zł	-122,39zł
12 - 13	-120,15zł	-222,21zł
13 - 14	-202,12zł	-274,82zł
14 - 15	-223,71zł	-258,51zł
15 - 16	-148,44zł	-204,21zł
16 - 17	-18,75zł	-33,61zł
17 - 18	254,68zł	37,41zł
18 - 19	428,82zł	345,94zł
19 - 20	480,38zł	470,56zł
20 - 21	532,76zł	547,03zł
21 - 22	515,36zł	536,73zł
22 - 23	474,92zł	459,00zł
23 - 24	409,93zł	401,47zł

Nie bez znaczenia pozostają wydarzenia związane z rosyjską agresją na Ukrainę, które miały istotny wpływ na kształtowanie globalnego rynku energetycznego. Jednym z kluczowych następstw tej agresji było nałożenie przez państwa zachodnie sankcji na rosyjskie surowce energetyczne, co w znaczący sposób ograniczyło ich dostępność na rynkach międzynarodowych. W rezultacie doszło do poważnych zakłóceń w dostawach paliw, prowadząc do znacznych niedoborów oraz wzrostu ich cen.

Sytuacja ta wywołała obawy o możliwość wystąpienia głębokiego kryzysu energetycznego, co zmusiło rządy wielu krajów, w tym Polski, do podjęcia działań mających na celu ograniczenie zużycia energii elektrycznej oraz paliw kopalnych.

Wśród podejmowanych środków znalazły się zarówno inicjatywy legislacyjne, jak i programy wsparcia dla gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw, ukierunkowane na poprawę efektywności energetycznej i promowanie oszczędzania energii.

Równolegle podjęto działania mające na celu zwiększenie elastyczności systemów energetycznych, szczególnie w kontekście integracji odnawialnych źródeł energii (OZE). Wyzwania związane z bilansowaniem energii z OZE, takich jak energia wiatrowa czy słoneczna, stały się jednym z priorytetów polityki energetycznej. Prace koncentrują się na rozwoju technologii magazynowania energii, wdrażaniu inteligentnych sieci energetycznych oraz modernizacji infrastruktury przesyłowej. Kroki te mają na celu nie tylko złagodzenie skutków kryzysu, ale również przygotowanie systemów energetycznych na przyszłe wyzwania wynikające z transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej [11].

Ze względu na konieczność wdrażania systemów elektroenergetycznych, które będą w pełni kontrolowane przez ich operatorów, coraz większe znaczenie zyskują prace rozwojowe nad układami magazynowania energii. Kluczowe są rozwiązania o dużej pojemności, które jednocześnie zapewniają szybką reakcję na dynamiczne zmiany w obszarze wytwarzania i zużycia energii. Dla zminimalizowania kosztów magazynowania energii bardzo ważne jest, aby takie systemy magazynowania były tanie oraz wysokosprawne. Obecnie na świecie dominują wielkoskalowe elektrownie szczytowo-pompowe, których budowa w dużej skali przedsięwzięć w wielu rejonach świata nie jest możliwa z uwagi na uwarunkowania geologiczne – taka sytuacja występuje również w Polsce. Inną technologią wielkoskalową, której możliwości wdrożeniowe wiążą się z warunkami geologicznymi, jest technologia magazynowania energii w sprężonym powietrzu. W tzw. systemach CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*), na etapie ładowania prowadzi się energochłonny proces sprężania powietrza, które jest deponowane w zbiornikach ciśnieniowych, i które jest tam przetrzymywane do rozpoczęcia etapu rozładowywania. Na tym etapie powietrze kierowane jest do ekspandera gazowego celem wykonania pracy, napędzając generator energii elektrycznej. Choć na świecie funkcjonują obecnie zaledwie dwa duże systemy tego typu (Huntorf, Niemcy oraz McIntosh, USA) aktualnie w wielu państwach prowadzone są projekty mające na celu wdrożenie kolejnych systemów wielkoskalowych. Inną technologią o potencjale adaptacji dla wielkoskalowego

magazynowania energii jest konwersja energii elektrycznej do energii chemicznej wodoru w procesie elektrolizy, z opcjonalną dalszą konwersją do energii chemicznej syntetycznego gazu ziemnego, co może być realizowane przy udziale dwutlenku węgla odseparowanego ze spalin. Tak wytworzony gaz wysokokaloryczny może być wykorzystywany w gospodarce, również celem wytworzenia energii elektrycznej w okresie wysokiego na nią zapotrzebowania. Choć w przypadku tej technologii korzystne jest niewielkie zapotrzebowanie na pojemności magazynowe, to wadą jest niska sprawność magazynowania energii, wysokie nakłady inwestycyjne oraz niska żywotność wykorzystywanych urządzeń elektrochemicznych. Dywersyfikacja technologiczna w zakresie badań i wdrażania systemów magazynowania energii jest istotna z punktu widzenia minimalizacji ryzyka w zakresie potrzeby zagwarantowania w przyszłości bezpieczeństwa energetycznego kraju. Takie ryzyko może wynikać z dostępu do wykorzystywanych materiałów, mediów, czy też potencjału lokalizacyjnego dla budowy zbiorników wielkogabarytowych. Z kolei magazyny elektrochemiczne, w tym baterie litowo-jonowe, charakteryzują się wysoką elastycznością i możliwością szybkiego reagowania na zmiany w systemie energetycznym. Według raportu Międzynarodowej Agencji Energii (IEA, 2022) [12], rola magazynów elektrochemicznych wzrasta, szczególnie w kontekście integracji OZE. Istotną barierą jednak, dla przyszłościowego wdrażania technologii litowo-jonowej na dużą skalę, może okazać się ograniczony dostęp do metali ziem rzadkich, których pokłady są zlokalizowane głównie na terytoriach państw politycznie niestabilnych. Potrzeba dywersyfikacji technologicznej w ramach rynku systemów magazynowania energii wynika z ograniczonej obecnie wielkości globalnego rynku elektrochemicznych systemów magazynowania energii, który zgodnie z [13] objawił się w roku 2023 pojemnością energetyczną systemów zainstalowanych na świecie zaledwie na poziomie 2,4 TWh. Szacowane przez ekspertów pojemności wymagane wyłącznie dla Polski w razie ukierunkowania inwestycji wyłącznie w kierunku niestabilnych OZE wynieść mogą w przyszłości nawet 10 TWh.

2. Cel i zakres pracy

Celem niniejszego doktoratu wdrożeniowego jest przeprowadzenie wielokryterialnych analiz dla koncepcji systemu magazynowania energii wykorzystującego jednostkowe procesy konwersji energii:

- proces sprężania oraz ekspansji dwutlenku węgla,
- proces elektrolizy wody,
- proces syntezy metanu z wykorzystaniem dwutlenku węgla i wytworzonego w procesie elektrolizy wodoru.
- proces tlenowego wysokociśnieniowego spalania wytworzonego metanu syntetycznego z zasilaniem spalinami ekspandera.

Idea będącego przedmiotem analiz systemu hybrydowego zakłada integrację dwóch podsystemów mogących stanowić odrębne systemy magazynowania energii. Pierwszy z podsystemów wykorzystuje dwa zbiorniki ciśnieniowe na dwutlenek węgla, tj. zbiornik wysokociśnieniowy oraz zbiornik niskociśnieniowy. Na etapie ładowania systemu magazynowania dwutlenek węgla zgromadzony w zbiorniku niskociśnieniowym jest sprężany i magazynowany w zbiorniku wysokociśnieniowym, przy czym ciepło wywiązane w procesie sprężania może być rozpraszane w otoczeniu lub magazynowane. Na etapie rozładowywania systemu wysokociśnieniowy dwutlenek węgla jest podgrzewany na drodze wykorzystania wcześniej zmagazynowanego ciepła, lub też ciepła ze źródła zewnętrznego, po czym podlega procesowi ekspansji w ekspanderze napędzającym generator energii elektrycznej. Dwutlenek węgla po rozprężeniu kierowany jest do zbiornika niskociśnieniowego. Drugim podsystemem przedmiotowego systemu hybrydowego jest system magazynowania energii z wykorzystaniem procesu elektrolizy wody oraz procesu metanizacji z wykorzystaniem dwutlenku węgla. Przyjęto, iż w ramach tego podsystemu produkt syntezy – syntetyczny gaz ziemny jest spalany w atmosferze gazu stanowiącego mieszaninę dwutlenku węgla oraz tlenu, stanowiącego uboczny produkt procesu elektrolizy, po czym wywiązane spaliny podlegają procesowi ekspansji w ekspanderze spalinowym napędzającym generator energii elektrycznej. Przedmiotowa dla doktoratu idea hybrydyzacji zakłada cieplną integrację dwóch podsystemów, co prowadzi do uzyskiwania korzystnych efektów termodynamicznych.

Idea systemu hybrydowego jest objęta patentem [14], gdzie podmiotem zgłaszającym jest Politechnika Śląska. W ramach niniejszej pracy przeprowadzono studium obejmujące analizę wariantów, uwzględniającą procesy optymalizacji struktur i optymalizacji najważniejszych wielkości charakterystycznych. Podstawową zmienną decyzyjną w procesie optymalizacji były udziały dwóch podstawowych procesów energochłonnych w łącznej konsumpcji energii elektrycznej na etapie ładowania systemu magazynowania energii, tj. procesu elektrolizy oraz procesu sprężania dwutlenku węgla. Tak ukierunkowana analiza pozwoliła na ocenę zasadności integracji dwóch systemów mogących stanowić rozwiązania rozdzielone, a w tym umożliwi wyodrębnienie efektów synergii wynikających ze współpracy dwóch podsystemów. Takie procesy fizyczne oraz procesy chemiczne, choć są dobrze rozpoznane i stosowane w obszarze szeroko pojętego przemysłu, to w ramach proponowanego innowacyjnego systemu magazynowania energii mogą przebiegać w specyficznych warunkach, zdeterminowanych chęcią maksymalizacji sprawności oraz pojemności systemu magazynowania energii jak również występującymi w systemie wzajemnymi zależnościami. Niezbędne dla oszacowania energetycznego potencjału technologii w krajowej energetyce będzie oszacowanie objętości oraz limitów stosowanych wartości parametrów pracy zbiorników wielkogabarytowych, stanowiących potencjalne miejsca składowania ciśnieniowego gazów. Problemem z uwagi na wymaganą objętość jest tutaj organizacja zbiornika niskociśnieniowego dwutlenku węgla, który w odróżnieniu od dwutlenku węgla przechowywanego w stanie nadkrytycznym w zbiorniku wysokociśnieniowym, charakteryzuje się umiarkowaną gęstością.

W ramach prac badawczych weryfikowane były dwa główne kierunki organizacji niskociśnieniowej infrastruktury magazynowej dwutlenku węgla. Jednym z analizowanych rozwiązań było adaptowanie poeksploatacyjnych szybów kopalnianych. Wysoki potencjał wykorzystania jako zbiorników ciśnieniowych wyrobisk pokopalnianych wynika z prowadzonego obecnie procesu dekarbonizacji gospodarki, czego następstwem jest likwidacja kopalń. Likwidowane zakłady posiadają od czterech do ośmiu szybów (szyby wydobywcze, zjazdowo-materiałowe oraz wentylacyjne) o głębokościach od 600 do ponad 1000 m, co decyduje o tym, że potencjał wynikający z zastosowania tejże infrastruktury jest znaczący. W ramach doktoratu prowadzono również analizy możliwości wykorzystania innych, poeksploatacyjnych wyrobisk kopalnianych. Uwzględniono tutaj względy techniczne, jak i prawne.

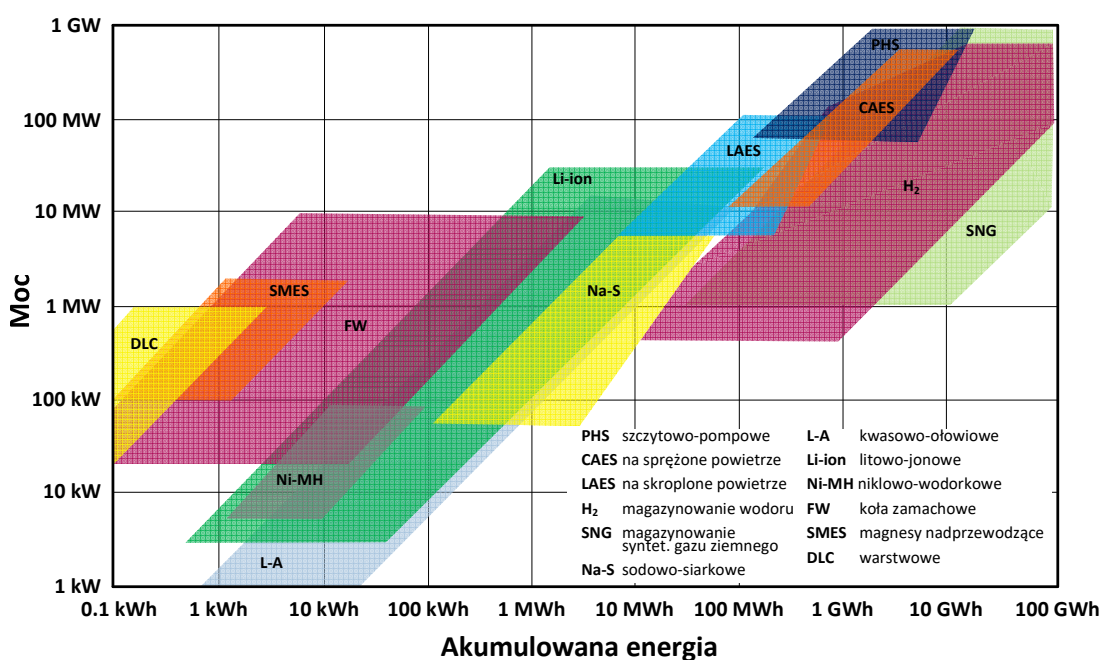
Poszukiwano również alternatywnych sposobów magazynowania niskociśnieniowego dwutlenku węgla, w tym z wykorzystaniem naziemnych zbiorników membranowych. Efektem prac w tym obszarze był współudział w opracowaniu innowacyjnego systemu izobarycznych zbiorników na dwutlenek węgla dla systemów magazynowania energii, które to rozwiązanie otrzymało patent [15]. Efektywność zastosowania tego rozwiązania była przedmiotem publikacji [16].

Fizycznym efektem doktoratu, jest studium wykonalności dla systemu magazynowania energii z wykorzystaniem jako nośnika energii sprężonego dwutlenku węgla oraz wodoru. W ramach wykonanych prac przeprowadzono rozpoznanie możliwości budowy systemu z punktu widzenia obecnej rynkowej dostępności wymaganych maszyn i urządzeń, jak i możliwości technicznej adaptacji lub budowy zbiorników ciśnieniowych. Przeprowadzono analizy ekonomiczne.

Teza doktoratu brzmi: technicznie możliwa i ekonomicznie uzasadniona jest rynkowa adaptacja hybrydowego i skalowalnego systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz w wodorze z wykorzystaniem dla niskociśnieniowego dwutlenku węgla referencyjnej objętości szybu pokopalnianego.

3. Przegląd technologii magazynowania energii

Magazyny energii można klasyfikować ze względu na ich moc, wielkość akumulowanej energii oraz sposób magazynowania. Rys. 3.1 przedstawia moce i pojemności dla różnych dostępnych i rozwijanych technologii magazynowania energii. Aby efektywnie magazynować energię ze źródeł odnawialnych, potrzebne są systemy o dużej mocy i zdolności akumulowania znacznych ilości energii, będące w stanie zapewnić energię na przestrzeni dni, a nie tylko minut czy godzin.



Rys. 3.1 Moce i pojemność różnych rodzajów magazynów energii [17]

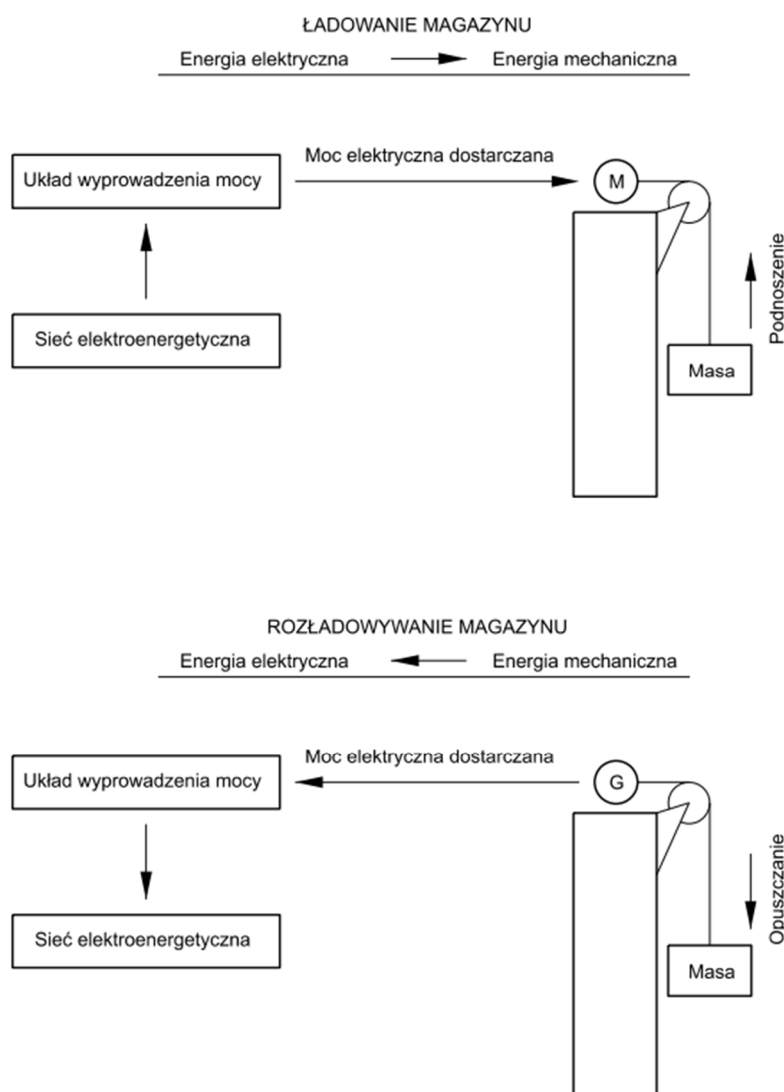
Zastosowanie długotrwałego magazynowania energii jest niezbędne, aby odnawialne źródła, których produkcja energii jest z natury niestabilna i nieciągła, mogły stać się podstawą systemu elektroenergetycznego. Systemy magazynowania energii o takich właściwościach można znaleźć w prawym górnym rogu Rys. 3.1. W Tabeli 3.1 zestawiono cechy charakterystyczne technologii klasyfikowanych jako technologie wielkoskalowego magazynowania. Wiedza na temat zalet oraz wad poszczególnych rozwiązań, a tutaj głównie ograniczeń implementacyjnych, może stanowić podstawę dla szacowania potencjału wdrożeniowego. W kolejnych sekcjach rozdziału przedstawiono zwięzłe charakterystyki technologii, które są brane również pod uwagę przez krajowych inwestorów.

Tabela 3.1 Cechy poszczególnych typów magazynowania energii

Technologia	Sprawność, %	Koszty inwestycyjne	Zdolność magazynowania	Wpływ na środowisko	Zalety	Wady
Elektrownie szczytowo-pompowe	70–85	Wysokie	Bardzo duża kilkudziesiąt GWh	Wymaga dużych ingerencji w środowisko	Sprawdzona technologia, długi czas eksploatacji; wysoka sprawność	Ograniczone do terenów górzystych lub z wodą; długi czas budowy
CAES konwencjonalny (D-CAES)	40–55	Średnie	Duża setki MWh	Emisje CO ₂ związane ze spalaniem paliwa	Długa żywotność;	Niska sprawność w porównaniu do innych systemów, wymaga dostępu do struktur magazynujących sprężone powietrze
CAES Adiabaticzny (A-CAES)	60–80	Średnio- wysokie	Duża setki MWh	Niski wpływ na środowisko	Możliwość budowy blisko obiektów przemysłowych; brak emisji CO ₂ , wysoka sprawność	Koszty związane z budową magazynu ciepła, wymaga dostępu do struktur magazynujących sprężone powietrze, niska dojrzałość technologiczna
CAES Izotermiczny (I-CAES)	50–70	Wysokie	Duża setki MWh	Niski wpływ na środowisko	Możliwość wykorzystania CO ₂ jako medium magazynującego; wsparcie dekarbonizacji	Technologia w fazie rozwoju; wysokie koszty inwestycyjne
LAES	60–75	Średnio- wysokie	Duża setki MWh	Niski wpływ na środowisko	Możliwość budowy blisko obiektów przemysłowych; brak emisji CO ₂	Koszty związane z utrzymaniem niskich temperatur; ograniczona sprawność technologii
Systemy grawitacyjne	60–85	Średnie	Średnia kilkadziesiąt MWh	Minimalny wpływ na środowisko	Niskie koszty utrzymania;	Ograniczenia technologiczne i skalowalność; zależność od infrastruktury
Magazyny CO ₂	50–70	Wysokie	Duża setki MWh	Możliwość redukcji emisji CO ₂	Możliwość wykorzystania CO ₂ jako medium magazynującego; wsparcie dekarbonizacji	Technologia w fazie rozwoju; wysokie koszty inwestycyjne

3.1. Systemy grawitacyjne

Koncepcja magazynowania energii w postaci energii potencjalnej związanej z siłą grawitacji oddziałującej na ciała stałe (SGES/FW) zyskuje na znaczeniu jako obiecująca technologia, która może zapewnić efektywne, ekonomiczne i zrównoważone rozwiązania do bilansowania niestabilnych źródeł energii. Zasadę działania SGES, przedstawia Rys. 3.2. Opiera się ona na wykorzystaniu energii potencjalnej grawitacji. Proces ten polega na podnoszeniu masy na określoną wysokość w celu zmagazynowania energii, a następnie przekształcaniu jej w energię elektryczną w momencie, gdy masa opada [18], [19].



Rys. 3.2 Zasada działania SGES [20]

System składa się z następujących komponentów:

- Medium magazynujące energię: Zazwyczaj wykorzystywane są materiały stałe (np. bloki betonowe lub metalowe), które pełnią rolę masy podnoszonej.
- Mechanizm podnoszenia: Silnik lub wciągarka służy do unoszenia masy na ustaloną wysokość, podczas gdy energia jest magazynowana.

W miarę jak masa opada, napędza generator, który przekształca energię mechaniczną w energię elektryczną [21].

Systemy SGES są uznawane za bardzo efektywne, a niektóre z nich osiągają sprawność na poziomie 80% lub wyższym, w zależności od konstrukcji i parametrów operacyjnych [18].

Jednym z głównych wyzwań SGES jest potrzeba dużych, wysokich konstrukcji pionowych do umiejscowienia masy, zwłaszcza w przypadku systemów na dużą skalę. Może to ograniczać zastosowanie SGES w gęsto zaludnionych lub ograniczonych przestrzeniach [21]. W porównaniu do chemicznych metod magazynowania energii, takich jak baterie, gęstość energii w SGES jest stosunkowo niska. Oznacza to, że do przechowywania dużych ilości energii potrzebne są duże masy, co może sprawić systemy ciężkimi i nieporęcznymi [18]. Choć koszty operacyjne mogą być niskie, to nakłady inwestycyjne w infrastrukturę, taką jak wieże lub systemy podnoszenia, mogą być wysokie. Niemniej jednak, te koszty są zazwyczaj kompensowane przez niskie koszty utrzymania i długi okres eksploatacji [19]. Sprawność SGES może być uzależniona od czynników środowiskowych, takich jak warunki wiatrowe czy pogodowe. Ponadto, kluczowa jest lokalizacja systemu ze względu na wymagane odpowiednie wzniesienia lub możliwość zastosowania istniejącej infrastruktury postindustrialnej [22].

3.2. Elektrownie szczytowo - pompowe

Elektrownie szczytowo-pompowe (PHS) to obecnie jedyna technologia na świecie cechująca się długimi czasami pracy oraz magazynowania jak również bardzo dużymi mocami zainstalowanymi. Pierwsze elektrownie szczytowo-pompowe elektrownie szczytowo-pompowe były wykorzystywane we Włoszech i Szwajcarii w latach 90-tych XIX wieku [23]. Elektrownia Szczytowo-Pompowa Żarnowiec w Polsce dysponuje mocą 780 MW i pojemnością magazynową około 3,8 GWh. Z kolei Elektrownia

Porąbka-Żar ma moc 552 MW i pojemność magazynową około 2 GWh [24]. Na świecie istnieje wiele elektrowni szczytowo-pompowych. Największa z nich, Elektrownia Fengning w Chinach, dysponuje mocą 3,6 GW [25] i pojemnością magazynową około 40 GWh. W Europie wyróżnia się Elektrownia Grand'Maison we Francji o mocy 1,8 GW [26] i pojemności magazynowej 34,8 GWh.

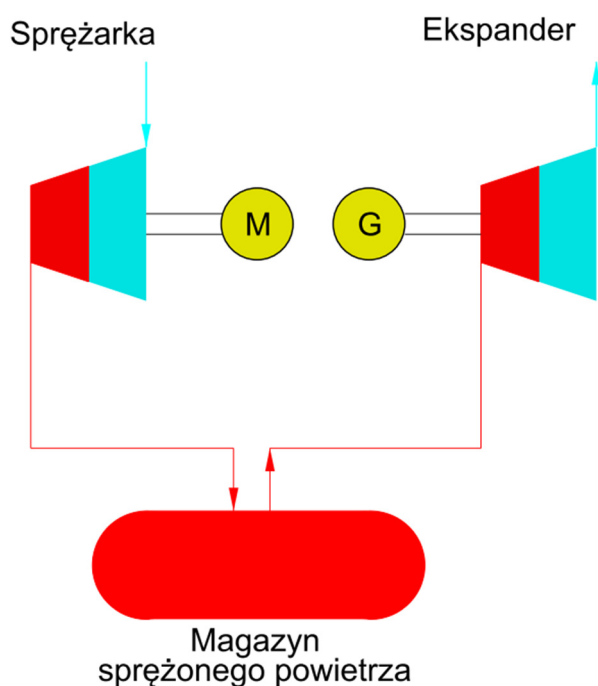
ESP to systemy magazynowania składający się z dwóch zbiorników wodnych, górnego i dolnego, które są połączone rurociągami wyposażonymi w pompy i turbiny, a częściej w hydrozespoły odwracalne (tzw. pompo-turbiny). W trybie pompowania (ładowania) woda za pośrednictwem pompy transportowana jest ze zbiornika dolnego do górnego. W trybie rozładowania następuje przepływ wsteczny, a woda kierowana jest na łopatki turbiny sprzęgniętej z generatorem, który to oddaje moc do sieci elektroenergetycznej. Sprawność cyklu pracy ESP, definiowana jako stosunek energii odzyskanej do włożonej, wynosi zazwyczaj od 65% do 85% [27]. Obecnie ESP stanowią najpopularniejszą formę magazynowania energii na świecie. Głównym celem i zaletą elektrowni szczytowo-pompowych jest wyrównywanie bilansu mocy w systemach elektroenergetycznych państw, co decyduje o tym, że technologia pracuje często w służbie krajowych operatorów systemów. Dzięki sprawnemu wykorzystywaniu ESP elektrownie podstawowe, takie jak ciepłowne i atomowe, mogą pracować z optymalnym obciążeniem, co zwiększa ich sprawność i obniża koszty produkcji energii. Elektrownie te eliminują również konieczność uruchamiania dodatkowych, krótkotrwałych źródeł energii w momentach szczytowego zapotrzebowania. Niestety, budowa elektrowni szczytowo-pompowych wiąże się z bardzo wysokimi kosztami inwestycyjnymi, co stanowi istotną barierę ich rozwoju. Ograniczenie w potencjale wykorzystywania ESP wynika z wymagań terenowych, które dotyczą naturalnego ukształtowania terenu zapewniającego możliwość zabudowy dwóch dużych zbiorników wodnych, najkorzystniej na poziomach o znacząco zróżnicowanych wysokościach. Takie warunki w Polsce są identyfikowane, ale wyłącznie na terenach objętych zakazami prowadzenia działalności przemysłowych (parki krajobrazowe, parki narodowe).

3.3. Magazynowanie energii w sprężonym powietrzu CAES

Koncepcja systemu magazynowania energii w sprężonym powietrzu sięga lat 40 XX wieku [28], jednak przez kolejne dekady nie była rozwijana. W latach 60 XX wieku powrócono do badań nad CAES, co było motywowane potrzebą wyrównywania wahań

między popytem a podażą na energię elektryczną [29]. W połowie lat 70 [30], [31] technologia CAES zyskała większe zainteresowanie, głównie za sprawą trwającego kryzysu paliwowego w Stanach Zjednoczonych, w trakcie którego poszukiwano alternatyw dla paliw kopalnych. W systemie CAES można wyróżnić trzy podstawowe fazy cyklu pracy: ładowanie, magazynowanie i rozładowanie.

Podczas ładowania magazynu, nadwyżka energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego napędza sprężarkę lub grupę sprężarek, które umożliwiają sprężanie powietrza będącego nośnikiem energii do późniejszego wykorzystania. Zmagazynowane sprężone powietrze wykorzystywane jest następnie do napędzenia ekspandera współpracującego z generatorem. Uproszczony schemat działania systemu CAES przedstawia Rys. 3.3.

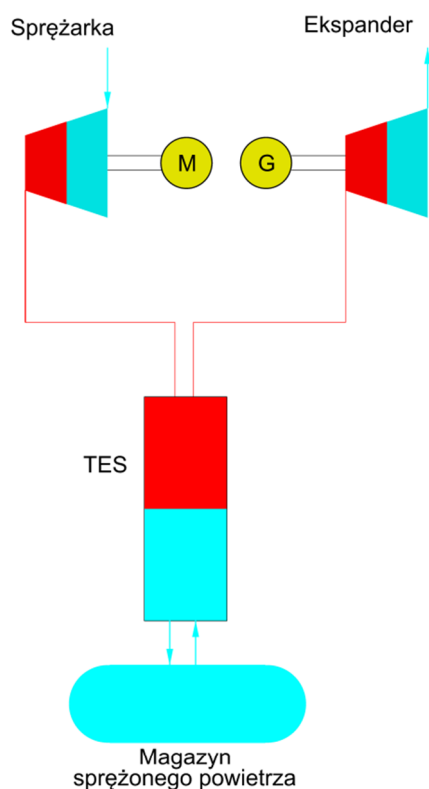


Rys. 3.3 Schemat systemu CAES

W zależności od parametrów pracy układu wykorzystuje się zmodyfikowane turbiny gazowe lub zmodyfikowane turbiny parowe. Z uwagi na sposób doprowadzenia oraz odprowadzenia ciepła w systemie magazynowania energii, w pełnym cyklu jego pracy, można wyróżnić trzy główne typy systemów CAES:

- system adiabatyczny (DCAES),
- system adiabatyczny (ACAES lub AACAES),
- system „izotermiczny” (ICAES).

W przypadku adiabatycznego systemu CAES ciepło sprężania jest tracone do otoczenia. Aby zrekompensować straty energii i podgrzać powietrze przed rozprężeniem, konieczne jest dostarczenie energii z zewnątrz, na przykład w postaci energii chemicznej paliwa, które spalane jest w atmosferze sprężonego powietrza, nim trafi ono do ekspandera. W celu rozwiązania tego problemu rozwijane są systemy adiabaticzne CAES, którego schemat ukazuje Rys. 3.4.

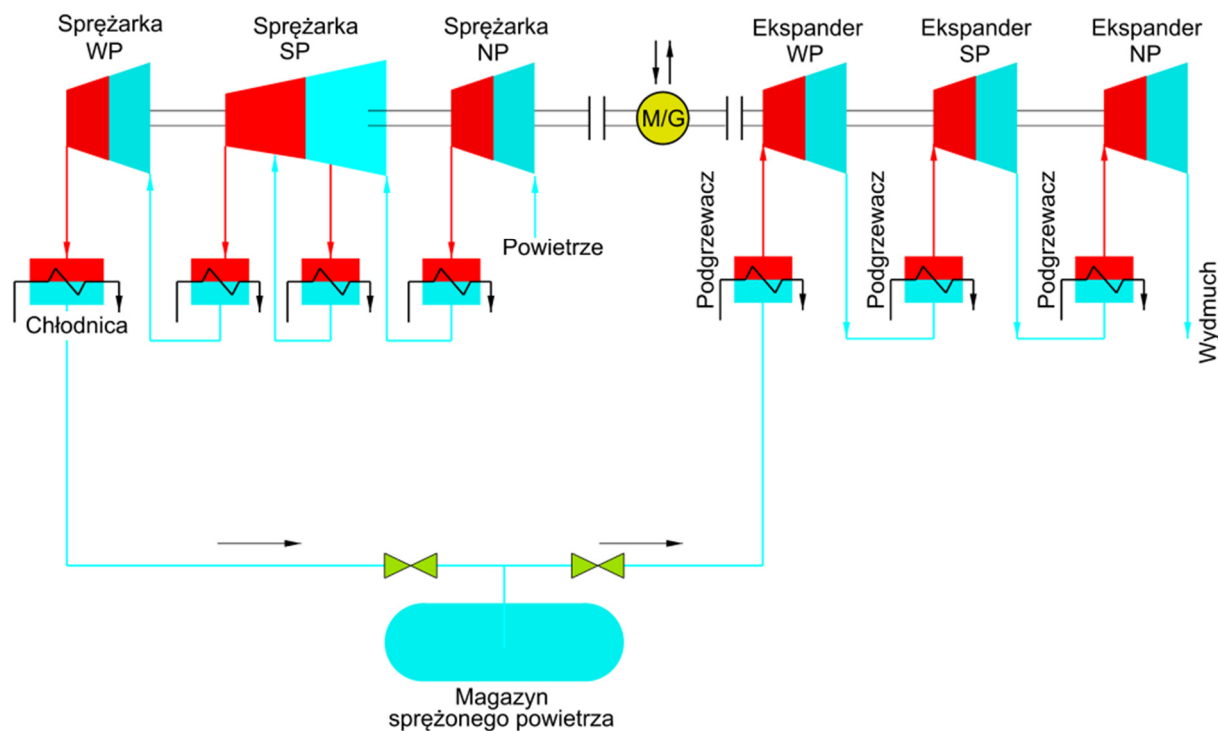


Rys. 3.4 Schemat systemu ACAES

W tym systemie ciepło powstałe podczas sprężania powietrza jest magazynowane, na przykład w zasobniku (TES, *Thermal Energy Storage*), a podczas rozładowywania energia ta jest zwracana do strumienia sprężonego powietrza kierowanego do ekspandera, aby podnieść temperaturę. Prace badawcze dotyczące systemów TES były i są prowadzone przez Zespół z Politechniki Śląskiej, ze wsparciem pracowników firmy Energoprojekt-Katowice [32], [33], [34], [35].

System I-CAES w rzeczywistości jest jedynie zbliżony do izotermicznego, gdyż w trakcie procesu sprężania i rozprężania powietrza występują niewielkie zmiany temperatury czynnika. System ten wykorzystuje maszyny wirnikowe podzielone na liczne sekcje, w których zainstalowane są wymienniki ciepła. Dzięki temu możliwe jest utrzymanie niewielkich zmian temperatury powietrza w trakcie sprężania

i rozprężania W sprężarkach ciepło wytwarzane podczas sprężania jest przekazywane do otoczenia po każdej sekcji, natomiast w ekspanderach ciepło jest dostarczane przed każdą sekcją, co schematycznie przedstawia Rys. 3.5.



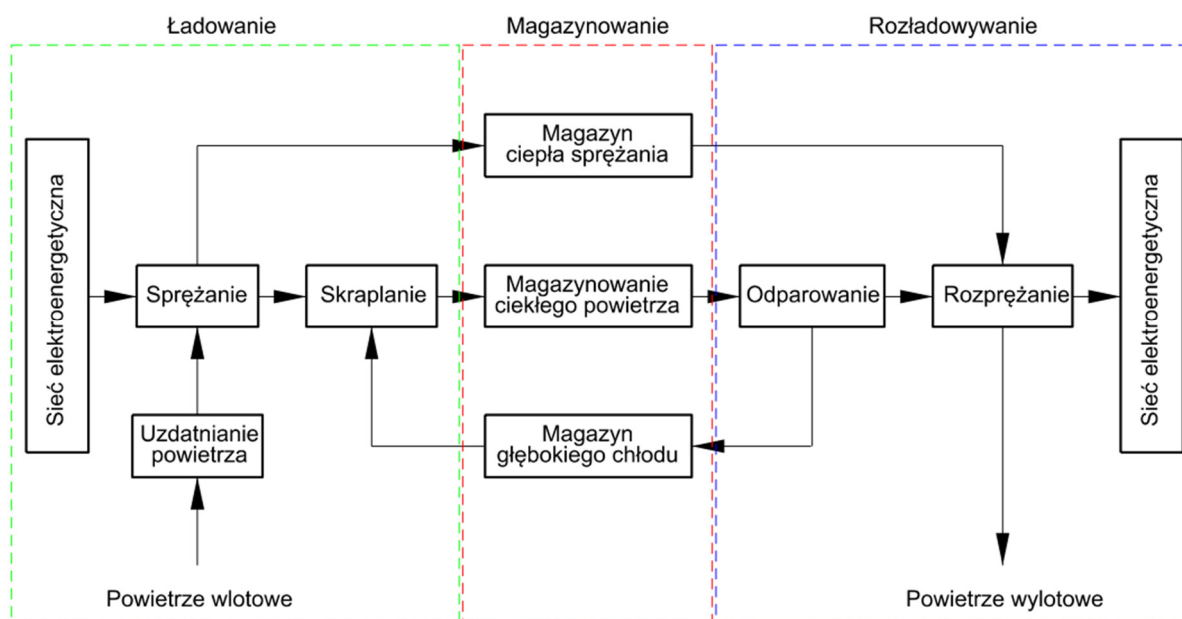
Rys. 3.5 Schemat systemu I-CAES

Głównymi ograniczeniami systemów CAES są wymagania geograficzne dotyczące struktur magazynujących sprężone powietrze (kawerny, komory skalne itp.) oraz spalanie paliw kopalnych w systemach diabatycznych, podczas procesu rozładowania [36], [37].

Nowoczesne systemy CAES przechowują sprężone powietrze w sztucznych pojemnikach na powierzchni lub pod ziemią (np. w kawernach solnych, kawernach skalnych, wodonośnych warstwach solnych). Dodatkowo testowano systemy magazynowania, w których zbiorniki izobaryczne są zlokalizowane na dużych głębokościach w naturalnych zbiornikach wodnych. Systemy te odznaczają się coraz większym zainteresowaniem badawczym i inwestycyjnym.

3.4. Magazynowanie energii w ciekłym powietrzu - LAES

Technologia LAES zaliczana jest do termo-mechanicznych metod magazynowania energii. Jest to nowatorska koncepcja, w której wykorzystywany jest skroplone powietrze w temperaturach kriogenicznych [38], [39], [40]. W technologii tej, podobnie jak w innych systemach magazynowania energii, można wyróżnić trzy podstawowe etapy: ładowanie, magazynowanie i rozładowanie. Schematycznie zasadę działania przedstawia Rys. 3.6.



Rys. 3.6 Schemat poglądowy systemu LAES [39]

Podczas procesu ładowania powietrze atmosferyczne jest najpierw oczyszczane, następnie sprężane z wykorzystaniem nadwyżki energii z systemu elektroenergetycznego, a na końcu chłodzone, aż osiągnie stan ciekły. Skroplone powietrze przechowywane jest w zbiornikach o ciśnieniu bliskim atmosferycznemu. Mimo ekstremalnie niskich temperatur kriogenicznych (temperatura skraplania azotu przy ciśnieniu atmosferycznym wynosi -196°C), izolacja próżniowa lub wypełniona perlitem jest bardzo skuteczna, ograniczając straty w wyniku parowania do jedynie 0,1–0,07% na dzień [41]. Podczas rozładowania energia elektryczna jest odzyskiwana poprzez pompowanie, odparowanie i ekspansję strumienia skroplonego powietrza za pomocą zestawu ekspanderów w jednostce odzyskiwania mocy (PRU, ang. *Power Recovery Unit*). W trakcie działania systemu LAES powstają strumienie ciepła i chłodu – odpowiednio podczas sprężania powietrza (ładowanie) oraz jego

odparowania (rozładowanie). Z tego powodu sekcja magazynowania w LAES zazwyczaj obejmuje również urządzenia magazynujące energię w postaci ciepła (TES) – jedno do magazynowania ciepła, a drugie do magazynowania chłodu wysokiej jakości – oprócz zbiorników na skroplone powietrze. W porównaniu z konkurencyjnymi rozwiązaniami, LAES oferuje znaczące zalety: gęstość energii jest od 10 do 100 razy większa [42], a brak ograniczeń związanych z lokalizacją pozwala na jej wdrożenie praktycznie wszędzie. Z uwagi na przepływy ciepła i chłodu można wyróżnić dwa systemy LAES:

- Samodzielny LAES (*Standalone LAES*): Ten system obejmuje podstawowe układy LAES. Strumienie energii wejściowej i wyjściowej obejmują wyłącznie energię elektryczną; w tej konfiguracji obecne są jedynie powietrze oraz nośniki ciepła odpowiedzialne za przesył ciepła i chłodu wewnątrz samego procesu LAES. Żadne dodatkowe media poza tymi nie występują w systemie.
- Hybrydowy LAES (*Hybrid LAES*): Ten system obejmuje wszystkie układy, w których LAES współpracuje z procesami zewnętrznymi (tzn. nie jest systemem samodzielnym) za pomocą nośnika ciepła, chłodu lub zewnętrznych mediów, takich jak paliwa wykorzystywane do spalania. Strumienie energii wejściowej i wyjściowej mogą obejmować teraz energię elektryczną, ciepło, chłód lub energię chemiczną pochodzącą z paliwa; mogą występować również inne dodatkowe media.

3.5. Magazynowanie energii w sprężonym dwutlenku węgla

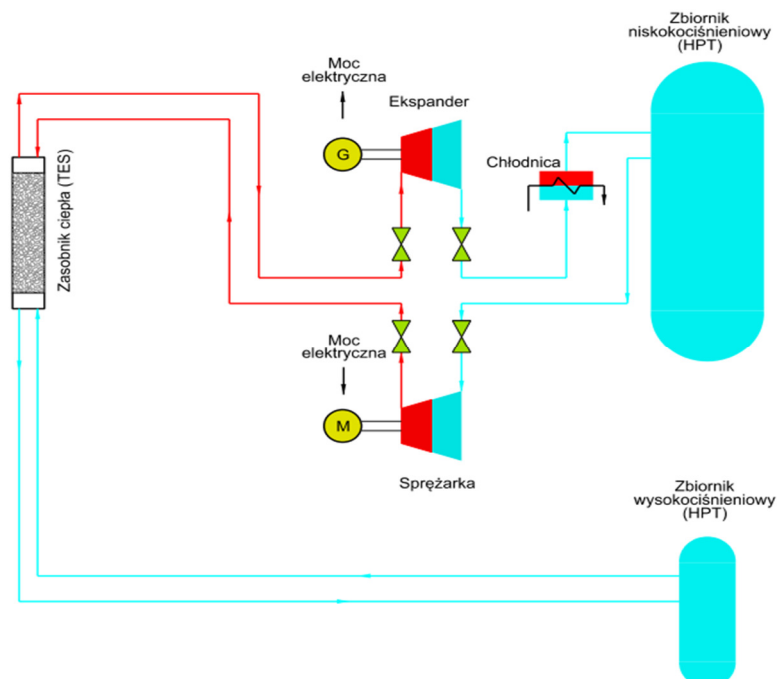
Magazynowanie energii w sprężonym dwutlenku węgla (CCES, ang. *Compressed Carbon Dioxide Energy Storage*) to innowacyjna technologia rozwijana jako alternatywa dla tradycyjnych systemów magazynowania energii w sprężonych gazach, takich jak technologie CAES. Oba te systemy opierają się na zasadzie przechowywania energii w postaci sprężonego medium, jednak różnią się stosowanym medium oraz szczegółami technologicznymi.

Dwutlenek węgla w stanie nadkrytycznym (powyżej temperatury 31,1°C i ciśnienia 7,4 MPa) [43] charakteryzuje się właściwościami pośrednimi między cieczą a gazem, co pozwala na przechowywanie większej ilości energii w mniejszej objętości w porównaniu z powietrzem. Gęstość dwutlenku węgla w warunkach nadkrytycznych,

co ważne bez potrzeby stosowania temperatur kriogenicznych, może osiągać wartości sięgające 900 kg/m^3 . Dwutlenek węgla jest bardziej podatny na kompresję niż powietrze, co umożliwia zmniejszenie objętości zbiorników i zwiększenie efektywności systemów magazynowania energii. Proces sprężania generuje mniej ciepła w porównaniu do powietrza, co pozwala ograniczyć straty energii.

Zbiorniki magazynujące dwutlenek węgla mogą być mniejsze niż te wykorzystywane do sprężonego powietrza, co czyni systemy CCES bardziej praktycznymi w miejscach o ograniczonej przestrzeni.

Rys. 3.7 przedstawia schematycznie budowę systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla, wykorzystującego dwa zbiorniki dwutlenku węgla tj. zbiornik wysokociśnieniowy (HPT) oraz zbiornik niskociśnieniowy (LPT). W okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną lub nadwyżki energii pochodzącej np. z odnawialnych źródeł energii, na etapie ładowania systemu magazynowania, dwutlenek węgla jest pobierany ze zbiornika niskociśnieniowego, sprężany w sprężarce, a następnie magazynowany w zbiorniku wysokociśnieniowym, przy czym ciepło powstające w procesie sprężania może być rozpraszane w otoczeniu lub magazynowane w systemie TES, jak ma to miejsce w przypadku zademonstrowanego systemu.



Rys. 3.7 Magazyn energii w sprężonym dwutlenku węgla [16]

Na etapie rozładowywania systemu, dwutlenek węgla ze zbiornika wysokociśnieniowego jest podgrzewany na drodze wykorzystania wcześniej zmagazynowanego ciepła, lub też ciepła ze źródła zewnętrznego, po czym podlega procesowi ekspansji w ekspanderze napędzającym generator energii elektrycznej. Dwutlenek węgla po rozprężeniu kierowany jest do zbiornika niskociśnieniowego. Proces powtarza się cyklicznie.

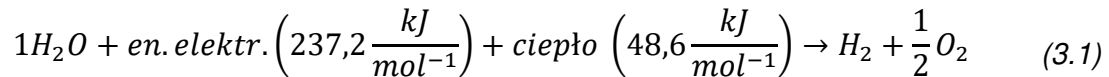
3.6. Magazynowanie energii w wodorze

Magazynowanie energii w wodorze stanowi jeden z kluczowych elementów transformacji energetycznej, zmierzającej do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych oraz osiągnięcia zrównoważonego rozwoju. Wodór, będący najpowszechniej występującym pierwiastkiem we wszechświecie, charakteryzuje się wyjątkowymi właściwościami jako nośnik energii: jest lekki, posiada wysoką gęstość energetyczną na jednostkę masy oraz podczas jego spalania lub przetwarzania w ogniach paliwowych nie powstają bezpośrednie emisje dwutlenku węgla, lecz jedynie woda. Dzięki temu wodór uważany jest za jeden z kluczowych filarów przyszłego systemu energetycznego, opartego na odnawialnych źródłach energii.

W kontekście rosnącej potrzeby stabilizacji systemów elektroenergetycznych oraz magazynowania nadwyżek energii generowanej przez niestabilne źródła, takie jak energia wiatrowa i słoneczna, wodór oferuje wyjątkowe możliwości długoterminowego przechowywania energii. Technologia ta może wspierać nie tylko rozwój sektora energetycznego, ale także przyczynić się do dekarbonizacji przemysłu ciężkiego, transportu i ciepłownictwa. Co więcej, wodór może być łatwo transportowany i wykorzystywany w formie chemicznej, co czyni go atrakcyjnym paliwem o potencjale zastosowania w transporcie lądowym, morskim, a nawet powietrznym.

Pomimo ogromnego potencjału, wodór jako nośnik energii napotyka istotne wyzwania technologiczne i ekonomiczne. Proces jego produkcji, magazynowania i dystrybucji wymaga nie tylko zaawansowanych technologii, ale również znaczących nakładów inwestycyjnych oraz rozwoju odpowiedniej infrastruktury. Ponadto, istotne są aspekty bezpieczeństwa związane z magazynowaniem i transportem wodoru, wynikające z jego niskiej gęstości energetycznej na jednostkę objętości oraz łatwopalności.

Elektroliza wody to jedna z komercyjnych metod produkcji wodoru, polegająca na rozdzieleniu wody (H_2O) na wodór (H_2) i tlen (O_2) pod wpływem prądu elektrycznego, zgodnie z poniższym równaniem [44]:



Proces ten odbywa się w urządzeniach zwanych elektrolizerami. Najbardziej znaną i dojrzałą technologią są elektrolizery alkaliczne (AEL, ang. *Alkaline Electrolysers*). Inne typy, to elektrolizery z membraną polimerową (PEM, ang. *Proton Exchange Membrane*), elektrolizery stałotlenkowe (SOE, ang. *Solid Oxide Electrolysers*) oraz elektrolizery z membraną anionową (AEM, ang. *Anion Exchange Membrane*). Poniżej przedstawiono ogólną charakterystykę każdego z wymienionych typów elektrolizerów.

- Elektrolizery alkaliczne (AEL) są jedną z najstarszych i najczęściej stosowanych technologii do produkcji wodoru, używaną od ponad 100 lat. Działają w temperaturze 70-90°C i wykorzystują ciekły roztwór wodorotlenku sodu lub potasu (KOH) jako elektrolit. Jon wodorotlenkowy (OH^-) transportowany jest przez elektrolit od katody do anody, gdzie powstaje wodór. Ich zaletą jest niski koszt produkcji oraz długotrwała stabilność. Niemniej jednak, technologia ta ma ograniczenia, takie jak możliwość zanieczyszczenia gazu oraz degradacja urządzeń na skutek stosowania korozyjnych elektrolitów.
- Elektrolizery z membraną anionową (AEM) to innowacyjna technologia, która łączy zalety elektrolizerów alkalicznych i PEM. AEM wykorzystują anionowe membrany wymiany (AEM) i działają w umiarkowanych temperaturach, używając mniej korozyjnych elektrolitów. Obecnie są w fazie badań i rozwoju, ale mają potencjał do oferowania niższych kosztów operacyjnych i zwiększonej trwałości.
- Elektrolizery z Membranami Polimerowo-Elektrolitowymi (PEM) stanowią nowoczesne rozwiązanie do produkcji wodoru. Elektrolizery PEM działają w niższych temperaturach, tj. około 50-80°C, i wykorzystują stały polimerowy elektrolit. Woda rozkłada się na anodzie, tworząc tlen i protony, które przemieszczają się przez membranę do katody, gdzie tworzy się wodór. Elektrolizery PEM cechują się wysoką czystością produkowanego wodoru

oraz szybką reakcją systemu. Jednakże, mają wyższe koszty komponentów oraz krótszą trwałość w porównaniu do AEL.

- Elektrolizery stałotlenkowe (SOE) są zaawansowaną technologią w fazie rozwoju, znaną jako elektrolizery wysokotemperaturowe (HTE), pracującą w temperaturach 700-850°C. Wykorzystują stały materiał ceramiczny jako elektrolit, który przewodzi jony tlenu (O^{2-}). Na katodzie para wodna łączy się z elektronami tworząc wodór, a jony tlenu przechodzą przez membranę do anody, gdzie powstaje tlen. SOE oferują wysoką sprawność cieplną i energetyczną oraz niskie emisje. Główne wyzwania to zapotrzebowanie na wysoką temperaturę i moc, co wydłuża czas rozruchu.

Tabela 3.2 przedstawia parametry techniczne poszczególnych technologii elektrolizy, a Tabela 3.3 wady i zalety poszczególnych rozwiązań.

Tabela 3.2 Charakterystyka techniczna dostępnych technologii elektrolizy wody [44]

Typ elektrolizera / parametr	Alkaiczne (AEL)	Z membraną anionową (AEM)	Z membraną polimerowo-elektrolitową (PEM)	Stałotlenkowe (SOEC)
gęstość prądu	0.2–0.8 A/cm ²	0.2–2 A/cm ²	1–2 A/cm ²	0.3–1 A/cm ²
napięcie	1.4–3 V	1.4–2.0 V	1.4–2.5 V	1.0–1.5 V
temperatura pracy	70–90 °C	40–60 °C	50–80 °C	700–850 °C
ciśnienie	<30 bar	<35 bar	<70 bar	1 bar
czystość wodoru	99.5–99.9998%	99.9–99.9999%	99.9–99.9999%	99.9%
sprawność	50%–78%	57%–59%	50%–83%	89% (laborator.)
żywołność	60 000 h	>30 000 h	50 000–80 000 h	20 000 h
stan rozwoju	dojrzały	R&D	komercyjny	R&D
Powierzchnia elektrod	10000–30000 cm ²	<300 cm ²	1500 cm ²	200 cm ²
koszt min. 1 MW	270\$/kW	b.d.	400\$/kW	> 2000\$/kW
koszt min. 10 MW	500–1000\$/kW	b.d.	700–1400\$/kW	b.d.

Tabela 3.3 Zalety i wady dostępnych technologii elektrolizy wody [44]

Rodzaj elektrolizera	Zalety	Wady
Alkaiczny	dobrze rozwinięta technologia do zastosowań przemysłowych nie zawierają metali szlachetnych stosunkowo niski koszt stabilna praca w długim okresie wysoka trwałość i żywotność dobrze znana technologia	ograniczone gęstość prądu mieszanie się gazów KOH o wysokim stężeniu
AEM	nie zawierają metali szlachetnych KOH o niskim stężeniu	ograniczona stabilność w fazie rozwojowej
PEM	do zastosowań przemysłowych obsługuje wyższe gęstości prądu wysoka czystość gazu kompaktowa konstrukcja szybki czas reakcji na zmianę obciążenia krótki czas uruchomienia dostępny zakres niskich obciążeń	wysokie koszty zawierają metale szlachetne
Stałotlenkowy	wysoka temperatura pracy wysoka sprawność	ograniczona stabilność w fazie rozwojowej

Podsumowując, wybór elektrolizera zależy od specyficznych wymagań związanych z oczekiwaną czystością wodoru, kosztami, stabilnością oraz elastycznością operacyjną. Elektrolizery AEM i SOE to nowocześniejsze technologie, które cechuje wiele zalet, ale znajdują się jeszcze w fazie rozwoju lub wczesnego wdrożenia. Elektrolizery PEM sprawdzą się w aplikacjach, gdzie czystość wodoru i elastyczność operacyjna są kluczowe, szczególnie przy niestabilnym zasilaniu z OZE, natomiast AEL są rozwiązaniem korzystniejszym dla dużych instalacji przemysłowych, gdzie koszt i długotrwała stabilność są priorytetem.

Elektrolizer PEM będzie właściwym wyborem np. dla wytwórni wodoru zasilanej z paneli fotowoltaicznych i turbin wiatrowych ze względu na swoją zdolność do efektywnej pracy przy zmiennych warunkach zasilania, wysoką czystość produkowanego wodoru (właściwą dla zastosowań w transporcie), kompaktową konstrukcję oraz łatwość skalowania wytwórni.

3.7. Magazynowanie energii w syntetycznym gazie ziemnym

Konwersja dwutlenku węgla i wodoru do syntetycznego gazu ziemnego to kolejna forma chemicznego magazynowania energii w formule Power-to-Gas umożliwiająca chemiczne magazynowanie nadmiaru energii elektrycznej w postaci substancji gazowych [45], [46]. Jednym ze sposobów realizujących politykę uniezależniania od źródeł kopalnych i przyczyniającym się w sposób pośredni do redukcji emisji

dwutlenku węgla, jest jego wychwytywanie i utylizacja (CCU) [47], [48]. Wychwytywany dwutlenek węgla [49], [50] jest przekształcany w takie substancje jak mocznik [50] czy kwas mrówkowy [51] lub w paliwa, takie jak metan [52], metanol [53] lub eter dimetylowy [54], [55], [56]. Połączenie CCU z formułą Power-to-Gas stanowi obiecujące podejście, dzięki któremu wodór, wytwarzany w procesie elektrolizy zasilanej energią elektryczną pozyskiwaną w ramach źródeł odnawialnych, może być wykorzystywany do metanizacji wychwyconego dwutlenku węgla w celu wytworzenia metanu, który w odróżnieniu do wodoru ma mniejsze wymagania w zakresie magazynowania i może być bezpośrednio wtłaczany np. do istniejących infrastruktur sieci gazu ziemnego [57].

Reakcja metanizacji przebiega zgodnie z równaniem (3.2):



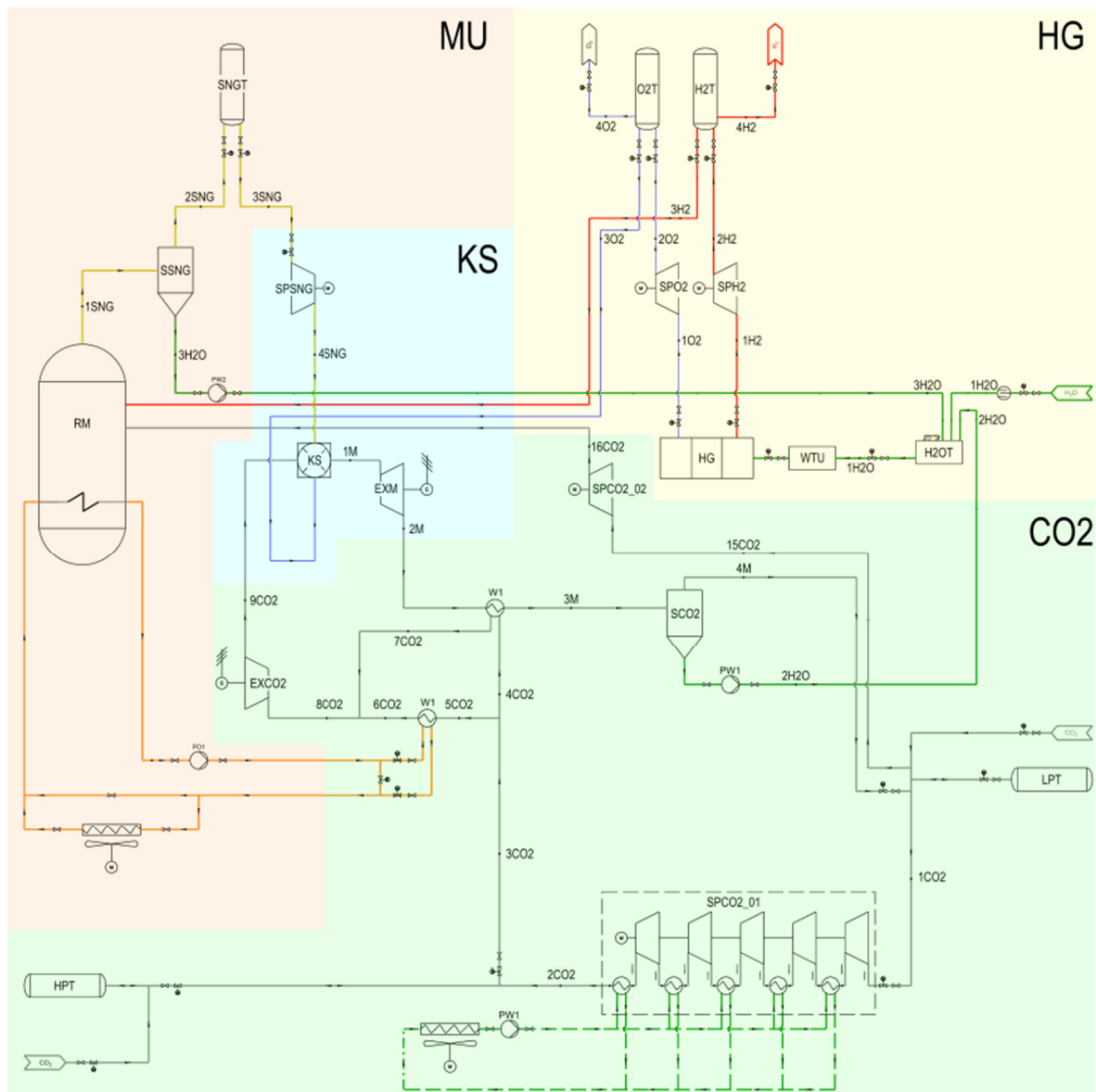
i jest niezwykle egzotermiczną reakcją ($\Delta H_{298\text{ K}} = -165\text{ kJ mol}^{-1}$). Reakcja jest zwykle przeprowadzana w średnich i niskich temperaturach przy zastosowaniu odpowiedniego katalizatora. Reakcja (3.2) jest znana również jako reakcja Sabatiera [58]. Gaz bogaty w metan uzyskany w procesach jest stosowany jako substytut gazu ziemnego (SNG). W zależności od stopnia konwersji dwutlenku węgla w ostatnim etapie łańcucha procesowego, skład SNG może być bardzo zbliżony do składu gazu ziemnego i z powodzeniem może ten gaz zastępować.

4. Koncepcja systemu

Koncepcja systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze podlegająca analizom w niniejszej pracy zakłada budowę instalacji opartej o założenia systemu Hy-Chees. W ramach projektu przewiduje się przeprowadzenie kompleksowej walidacji parametrów funkcjonowania instalacji oraz szczegółową analizę poszczególnych jej podsystemów technologicznych dla przyjętych założeń eksploatacyjnych. Kluczowym celem tych działań jest nie tylko zapewnienie zgodności operacyjnej z założeniami projektowymi, ale także identyfikacja potencjalnych obszarów optymalizacji. Analiza obejmuje zarówno aspekty techniczne, takie jak efektywność energetyczna, trwałość komponentów i niezawodność systemów, jak i ekonomiczne, w tym koszty operacyjne oraz nakłady inwestycyjne. Ostatecznym rezultatem prowadzonych prac jest wypracowanie wariantu eksploatacyjnego instalacji, który będzie jednocześnie najbardziej efektywny technologicznie i korzystny z punktu widzenia kosztów.

Na Rys. 4.1 zamieszczono schemat przedstawiający ideę kompozycji rozważanego układu technologicznego. Proponowany układ integruje cztery podsystemy funkcjonalne:

- Podsystem magazynowania energii elektrycznej, wykorzystujący procesy sprężania oraz rozprężania dwutlenku węgla (CO₂).
- Podsystem produkcji wodoru oraz tlenu, wykorzystujący proces elektrolizy wody (HG).
- Podsystem produkcji syntetycznego gazu ziemnego, wykorzystujący proces syntezy metanu z wodoru oraz dwutlenku węgla (MU).
- Podsystem produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego (KS).



Rys. 4.1 Schemat ideowy koncepcyjnego systemu magazynowania energii

W skład systemu wchodzi następujące główne komponenty (oznaczenia zgodnie ze schematem):

- HG – zespół generatora wodoru;
- EXCO2 – zespół ekspandera dwutlenku węgla wraz z generatorem energii elektrycznej;
- EXM – zespół ekspandera spalin wraz z generatorem energii elektrycznej;
- MU - reaktor metanizacji;
- KS - komora spalania tlenowego;
- SPCO2_1 – zespół wielosekcyjnej sprężarki dwutlenku węgla nr 1 z chłodzeniem międzysekcyjnym wraz z silnikiem elektrycznym;

- SPCO2_2 – zespół sprężarki dwutlenku węgla nr 2 wraz z silnikiem elektrycznym;
- SPSNG – zespół sprężarki gazu syntetycznego wraz z silnikiem elektrycznym;
- SPH2 – zespół sprężarki wodoru wraz z silnikiem elektrycznym;
- SPO2 – zespół sprężarki tlenu wraz z silnikiem elektrycznym;
- HPT – zbiornik wysokociśnieniowy dwutlenku węgla;
- LPT – zbiornik niskociśnieniowy dwutlenku węgla;
- H2T – zbiornik wodoru;
- O2T – zbiornik tlenu;
- SNGT – zbiornik metanu;
- H2OT – zbiornik wody;
- SSNG – separator wilgoci z syngazu;
- SCO2 – separator wilgoci z dwutlenku węgla.

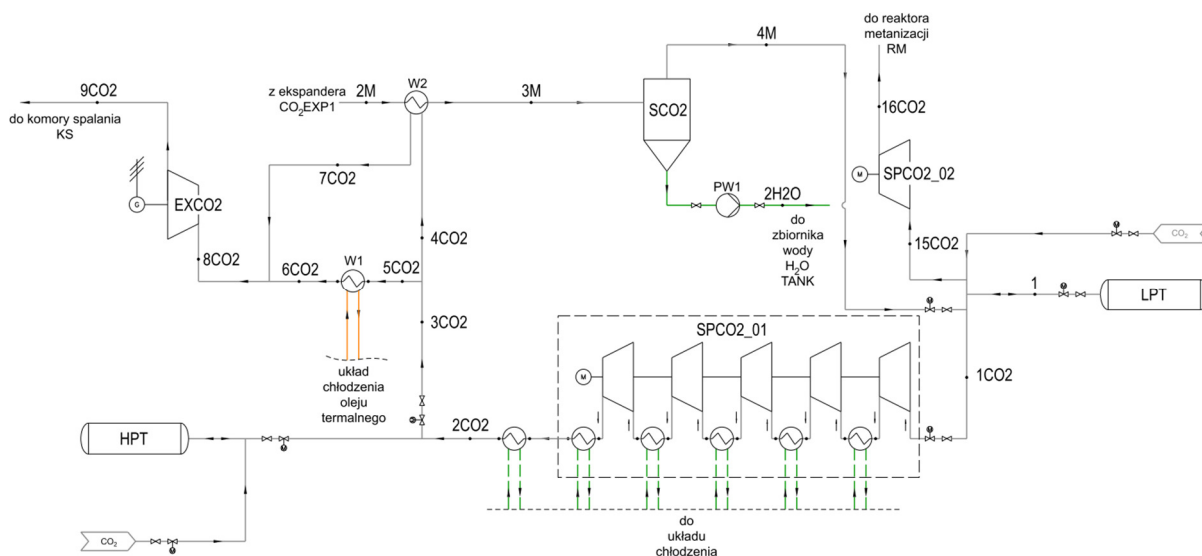
W proponowanym hybrydowym układzie magazynowania energii wyróżnić należy następujące trzy tryby pracy:

1. Tryb ładowania, podczas którego pracuje sprężarka dwutlenku węgla (SPCO2_1) i elektrolizer (HG). Ładowane są zbiornik dwutlenku węgla (HPT) oraz zbiornik tlenu (O2T) i zbiornik wodoru (H2T). Ta faza pracy układu jest realizowana w okresach niskich cen energii elektrycznej na rynku (np. doliny nocne lub nadwyżki pochodzące ze źródeł OZE).
2. Tryb wytwarzania gazu syntetycznego, realizowany w sposób ciągły podczas, którego pracuje sprężarka dwutlenku węgla (SPCO2_2). Dwutlenek węgla (CO2) pobierany ze zbiornika niskociśnieniowego (LPT) oraz wodór (H2) ze zbiornika (H2T) podawane są do reaktora metanizacji (MU), gdzie syntezowane są do gazu syntetycznego (SNG) charakteryzującego się dużą zawartością wilgoci. Woda z syngazu jest separowana w separatorze wilgoci (SSNG), po czym gaz lokowany jest w zbiorniku (SNGT).
3. Tryb rozładowywania, podczas którego zmagazynowana w syngazie i dwutlenku węgla energia jest transformowana do energii elektrycznej. W tym trybie sprężarka syngazu (SPSNG) podaje go ze zbiornika (SNGT) do komory spalania (KS), gdzie jest spalany w atmosferze tlenu kierowanego

ze zbiornika (O2T), oraz dwutlenku węgla ze zbiornika wysokociśnieniowego (HPT). Dwutlenek węgla przed podaniem do komory spalania jest rozprężany w zespole ekspandera (EXCO2) sprężonego z generatorem energii elektrycznej. Powstałe w procesie spalania gazy spalinowe kierowane są do ekspandera spalin (EXM) sprężonego z generatorem energii elektrycznej. Spaliny składające się głównie z dwutlenku węgla pozbawione wilgoci w separatorze (SCO2), kierowane są do zbiornika niskociśnieniowego dwutlenku węgla (LPT). Energia elektryczna wytworzona w tym etapie pracy instalacji będzie sprzedawana do sieci podczas szczytowego zapotrzebowania na rynku, tj. w okresach wysokich cen rynkowych.

4.1. **Podsystem magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla**

Na Rys. 4.2 znajduje się schemat ukazujący strukturę podsystemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla. Dwutlenek węgla pobierany jest ze zbiornika LPT podczas dwóch faz pracy systemu, tj. podczas procesu metanizacji, który będzie realizowany w trybie ciągłym, oraz podczas ładowania układu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla w okresach niskich cen energii elektrycznej. Na potrzeby dalszych analiz przyjęto, iż cykl ładowania układu będzie trwał 8 godzin dziennie. W czasie zapotrzebowania na dwutlenek węgla w procesie metanizacji, strumień CO₂ (punkt 15CO₂) jest pobierany z izobarycznego zbiornika niskiego ciśnienia LPT i sprężany z wykorzystaniem sprężarki SPCO₂_02 do ciśnienia procesu metanizacji tj. 2 MPa i kierowany do metanizatora (punkt 16CO₂). W fazie ładowania dwutlenek węgla pobierany ze zbiornika LPT (punkt 1CO₂) sprężany w pięciosekccyjnej sprężarce wyposażonej w chłodnice międzystopniowe do ciśnienia 8 MPa (punkt 2CO₂) i lokowany w izobarycznym zbiorniku wysokociśnieniowym HPT. Podczas funkcjonowania komory spalania, tj. w fazie rozładowywania układu, sprężony dwutlenek węgla dostarczany jest z izobarycznego zbiornika wysokiego ciśnienia HPT. Strumień (punkt 3CO₂) kierowany jest do układu wymienników ciepła W1 lub W2. W wymienniku W1 dwutlenek węgla, kierowany do ekspandera EXCO₂, jest podgrzewany wykorzystując ciepło spalin (punkty 4CO₂ i 7CO₂). W wymienniku W2 dwutlenek węgla (punkty 5CO₂ i 6CO₂) podgrzewany jest wykorzystując ciepło metanizacji przekazywane z wykorzystaniem oleju termalnego.



Rys. 4.2 Schemat podsystemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla

Stosunek strumieni dwutlenku węgla, które kierowane są na wymiennik spalinowy W2 (strumień 4CO_2) lub na wymiennik reaktora metanizacji W1 (strumień 5CO_2), jest predefiniowany i podlega optymalizacji ze względu na wymagania dotyczące parametrów dwutlenku węgla podawanego do ekspandera dwutlenku węgla (punkt 8CO_2), w którym następuje ponowne zmieszanie strumieni. Funkcją celu jest tutaj maksymalizacja temperatury dwutlenku węgla trafiającego do ekspandera EXCO2. Strumień CO_2 podlega procesowi ekspansji w ekspanderze EXCO2 do założonego ciśnienia panującego w komorze spalania, a następnie kierowany jest (punkt 9CO_2) do komory spalania. Gaz pełni rolę balastu w procesie spalania i umożliwia redukcję temperatury spalin do poziomu bezpiecznego, determinowanego termowyrtrzymałością materiałów, z których wykonane są łopatki pierwszego stopnia ekspandera EXM. Założono temperaturę 1173 K.

Jednym z podstawowych parametrów determinujących wielkość tego podsystemu, mającym też kluczowy wpływ na parametry pozostałych podsystemów, a tym samym całego układu jest objętość magazynowa dwutlenku węgla. Fundamentalna jest tutaj część niskociśnieniowa.

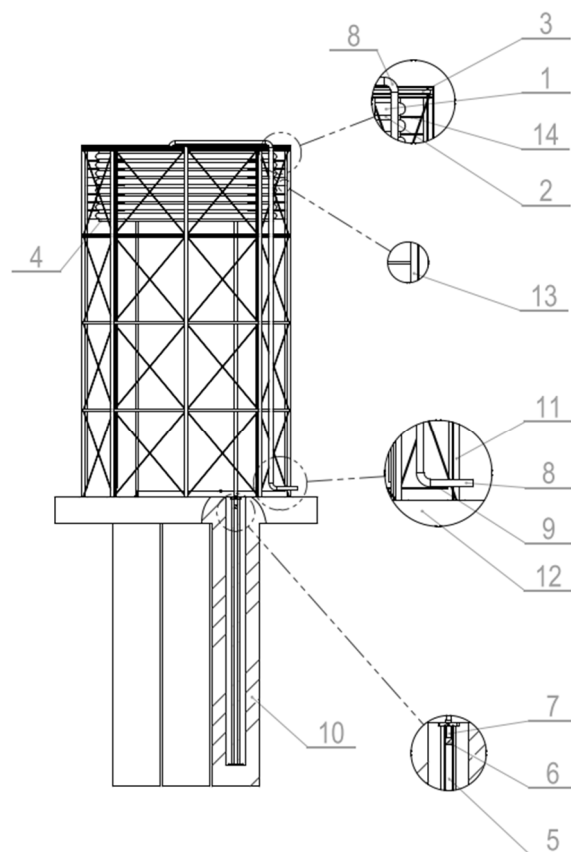
4.1.1. Potencjalne rozwiązania techniczne dla zbiorników niskociśnieniowych dwutlenku węgla

System zbiorników izobarycznych na dwutlenek węgla

Rys. 4.3 przedstawia koncepcję systemu zbiorników izobarycznych do zastosowania w systemach magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla. Głównym zadaniem systemu jest utrzymanie stałych ciśnień w poszczególnych jego częściach tj. w części niskociśnieniowej i wysokociśnieniowej, zarówno podczas procesu ładowania, jak i podczas rozładowywania magazynu. W przedstawionym układzie zastosowano sześć zbiorników cylindrycznych, z których jeden jest zbiornikiem niskociśnieniowym, a pozostałe są zbiornikami wysokociśnieniowymi. Zbiornik niskiego ciśnienia jest usytuowany nad zbiornikami wysokiego ciśnienia [59].

Poniższy opis układu przedstawionego na Rys. 4.3 jest zgodny z opisem wynalazku, który jest chroniony uzyskanym patentem, będącym bezpośrednio efektem doktoratu wdrożeniowego [60]. Zbiornik niskociśnieniowy składa się z elastycznej membrany zbiornika (1), do której przymocowane są osiowo symetrycznie w stałych odległościach od siebie pierścienie wzmacniające (2), a także sztywnego dachu zbiornika (3) i sztywnego ruchomego dna zbiornika (4). Membrana z pierścieniami wzmacniającymi tworzącymi jej przekrój poprzeczny wraz z dachem i dnem tworzą zamkniętą, szczelną, cylindryczną objętość magazynową, której wysokość można zmieniać poprzez zmianę położenia ruchomego dna w osi zbiornika, co powoduje również zmianę odległości pomiędzy pierścieniami wzmacniającymi.

Zbiorniki wysokociśnieniowe składają się z cylindrycznych, zamkniętych z jednej strony cylindrów, z osadzonymi w ich objętości tłokami (6), które są sztywno połączone tłoczyskami z ruchomym dnem zbiornika niskociśnieniowego. Kierunki osi symetrii zbiorników gazu i tłoczysk są pionowe. Zbiornik niskociśnieniowy jest wyposażony w przyłączy rurowe niskiego ciśnienia (8), a zbiorniki wysokociśnieniowe w przyłącza rurowe wysokiego ciśnienia (9).



Rys. 4.3 System zbiorników izobarycznych

Wysokości zbiornika niskociśnieniowego i zbiornika lub zbiorników wysokociśnieniowych, umożliwiając realizację tych samych przemieszczeń osiowych, odpowiednio ruchomego dna i tłoków. Izobaryczne zbiorniki dwutlenku węgla umożliwiają pracę układu magazynowania energii bez potrzeby stosowania zaworów dławiących, których użycie w układach bez zbiorników izobarycznych byłoby niezbędne ze względu na konieczność zasilania zarówno sprężarki, jak i ekspandera.

Należy jednak podkreślić, iż zastosowanie przedstawionego rozwiązania wymaga sporej powierzchni zabudowy, co w przypadku wymaganych dużych objętości (powyżej 5.000 m³) magazynu niskociśnieniowego może stanowić ograniczenie lokalizacyjne. Oszacowane koszty budowy systemów zbiorników izobarycznych okazały się bardzo wysokie, co doprowadziło do rezygnacji z wykorzystania niniejszej konstrukcji jako referencyjnej w prowadzonych analizach.

Możliwość adaptacji infrastruktury kopalń na potrzeby systemu

Alternatywę dla przedstawionego powyżej rozwiązania, szczególnie, tam gdzie wymagane są znaczące objętości części niskociśnieniowej może stanowić podziemna

infrastruktura nieczynnych kopalń, w szczególności kopalń węgla kamiennego, których będzie przybywać w związku z postępującą dekarbonizacją energetyki i ogólnie pojętego przemysłu. Według danych Wyższego Urzędu Górniczego łączna liczba zakładów górniczych w Polsce wynosiła 31 [61]:

- węgla kamiennego – 19,
- węgla kamiennego w likwidacji – 4,
- węgla kamiennego w budowie – 1,
- rud miedzi – 3,
- rud cynku i ołowiu w likwidacji – 1,
- soli – 1,
- gipsu i anhydrytu – 1,
- solanki do celów leczniczych – 1.

Potencjalna możliwość wykorzystania nieczynnych zakładów górniczych, z uwagi na bardzo duże pojemności magazynowe wydaje się stanowić atrakcyjną alternatywę dla budowy nowej, naziemnej, dużej infrastruktury na cele magazynów niskociśnieniowych dwutlenku węgla. Tabela 4.1 zawiera pojemności poszczególnych wyrobisk dla jednej z kopalń znajdujących się na terenie Śląska.

Tabela 4.1 Pojemności wyrobisk w przykładowej kopalni węgla kamiennego [62]

Typ	Pojemność, m ³
Szyby	64 828,44
Poziom III (1050 m)	6 927,70
Połączenia poziomów III i II	26 805,60
Poziom II (850 m)	496 873,00
Połączenia poziomów II i I	153 442,10
Poziom I (650 m)	503 442,10
Łącznie	1 252 087,44

Przyjmując najbardziej niekorzystny przypadek, gdzie jedynym elementem infrastruktury możliwym do wykorzystania jest szyb kopalniany, pojemność magazynowa i tak jest znacząca, mogąc się tym samym stać podstawą dla budowy systemów o pojemnościach, stawiających je w segmencie systemów magazynowania wielkoskalowego. Rys. 4.4 przedstawia mapę czynnych i zlikwidowanych szybów

na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW). Czynnych szybów kopalnianych wchodzących w skład kopalni węgla kamiennego jest około 140.



Rys. 4.4 Mapa czynnych i zlikwidowanych szybów na terenie GZW [32]

Znacząca część szybów została już zlikwidowanych poprzez ich zasypanie. Przykładem może być kopalnia „Morcinek”, która posiadała łącznie cztery szyby, w tym trzy o średnicy 8 m każdy, i głębokościach 1130, 1142 oraz 1213 m.

W latach 1995-2000 częściowo zrealizowano program budowy podziemnego magazynu gazu ziemnego z wykorzystaniem likwidowanej kopalni „Nowa Ruda”, pole „Słupiec”, który został wstrzymany po wycofaniu się inwestora. Jeden z wariantów projektu (nie wybrany do realizacji) zakładał budowę magazynu wysokociśnieniowego, pracującego w zakresie od 1,0 do 4,0 MPa i pojemności geometrycznej na poziomie 220 tys. m³ [63]. Finalnie wybrano wariant niskociśnieniowy, dla którego pojemność geometryczna wszystkich wyrobisk była szacowana w zakresie od 7,6 do 12,5 mln m³.

Jak wykazano powyżej, infrastruktura zamykanych kopalń stanowi potencjał w tym obszarze. Na potrzeby koncepcji zakłada się zatem wykorzystanie nieczynnego szybu kopalni jako niskociśnieniowego zbiornika (LPT) dwutlenku węgla, przy zastosowaniu ciśnienia magazynowania na poziomie 100 kPa.

Wykorzystanie szybów nieczynnych kopalń jako zbiorników niskociśnieniowych dla dwutlenku węgla jest uzasadnione zarówno z perspektywy technicznej, jak i środowiskowej. Przede wszystkim, istniejące struktury kopalń, takie jak szyby i wyrobiska, oferują znaczną objętość magazynową bez konieczności budowy nowych, kosztownych instalacji. Takie podejście pozwala na efektywne zagospodarowanie infrastruktury przemysłowej, co przekłada się na redukcję kosztów inwestycyjnych.

Dodatkowo, górotwór otaczający szyby kopalniane charakteryzuje się wysoką stabilnością mechaniczną, co sprzyja utrzymaniu szczelności i minimalizacji ryzyka wycieków CO₂ do środowiska. W przypadku odpowiedniej adaptacji, np. uszczelnienia przepuszczalnych warstw i wzmocnienia wyrobisk, takie zbiorniki mogą zapewniać długoterminowe bezpieczeństwo przechowywania gazu.

Ponadto, wykorzystanie istniejących kopalń może przeciwdziałać degradacji terenów pogórnich, przyczyniając się do ich rewitalizacji oraz minimalizacji negatywnego wpływu na lokalne środowisko [64].

Adaptacja wyrobisk pokopalnianych dla magazynowania gazów, w tym dwutlenku węgla, może być realizowana poprzez następujące działania [65]:

- renowacja obudowy szybu: naprawa lub wymiana istniejącej obudowy w celu ograniczenia wodoprzepuszczalności,
- cementacja szczelin: wypełnienie szczelin i przepuszczalnych warstw w górotworze otaczającym szyb za pomocą materiałów uszczelniających, takich jak beton czy specjalistyczne zaprawy cementowe,
- izolacja stref nieszczelnych: zastosowanie tam izolacyjnych w miejscach, które są trudne do uszczelnienia lub gdzie naprawa jest nieopłacalna,
- budowa gazoszczelnych tam izolacyjnych na wlotach i wylotach szybu w celu zapobiegania ucieczce gazu,
- instalowanie systemów monitorujących szczelność i ciśnienie w magazynie,
- opracowanie i wdrożenie planu zarządzania ryzykiem, obejmującego procedury awaryjne na wypadek wykrycia nieszczelności lub innych zagrożeń.

Przyjęto, iż na potrzeby niskociśnieniowego zbiornika dwutlenku węgla LPT zostanie zaadoptowany szyb o średnicy $d_{sz}=9,0$ m i głębokości $L_{sz}=950,0$ m, co pozwoli na zapewnienie ok. 60.000,00 m³ objętości.

4.1.2. Założenia dotyczące podsystemu

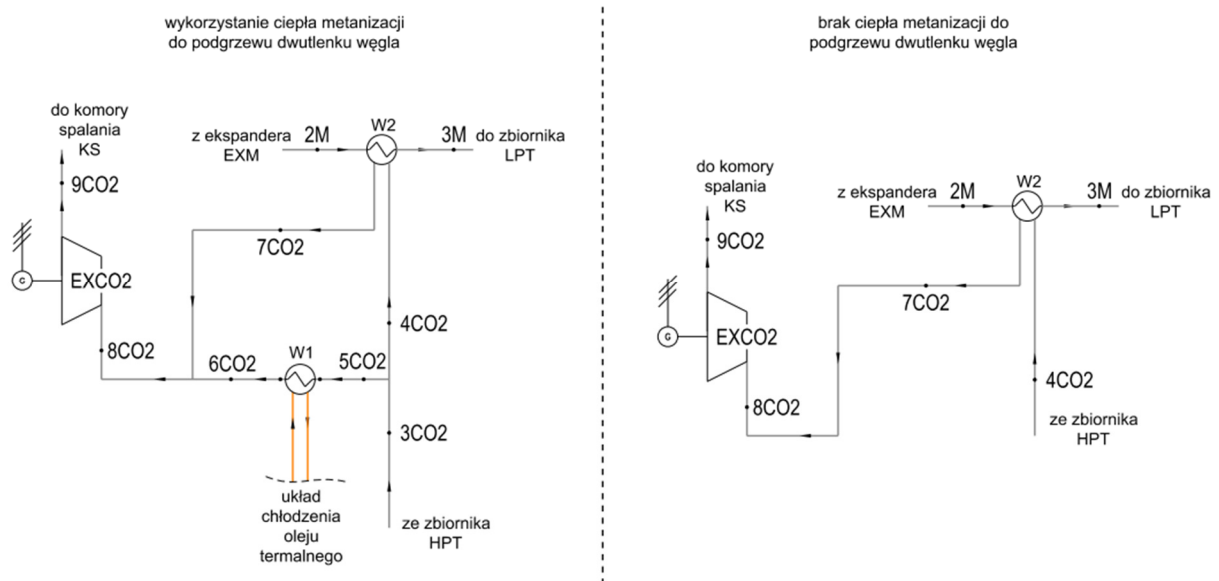
Do analiz przyjęto poniższe założenia dla podsystemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla:

- Zbiorniki dwutlenku węgla LPT i HPT będą zbiornikami izobarycznymi.
- Ciśnienie składowania dwutlenku węgla w zbiorniku niskociśnieniowym to 0,1 MPa.
- Ciśnienie magazynowania w zbiorniku wysokociśnieniowym LPT to 8,0 MPa.
- Temperatura utrzymywana w zbiornikach dwutlenku węgla to 303,15 K.
- Cały dwutlenek węgla tj. 60.000,00 m³ zgromadzony w zbiorniku LPT zostanie wykorzystany w ciągu jednego cyklu pracy układu tj. podczas 8 godzinnej fazy ładowania oraz podczas fazy metanizacji realizowanej w trybie ciągłym.
- Podział dwutlenku węgla ze zbiornika LPT kierowanego pomiędzy proces metanizacji oraz proces magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla zostanie tak dobrany, aby temperatura spalin przed ekspanderem EXM wynosiła 1173 K.
- Zostanie zastosowana pięciostopniowa sprężarka dwutlenku węgla SPCO2_01 z wodnym chłodzeniem międzystopniowym i końcowym.

4.1.3. Wariantowość podsystemu

Analizie zostały poddane dwa aspekty eksploatacyjne mające wpływ na magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla:

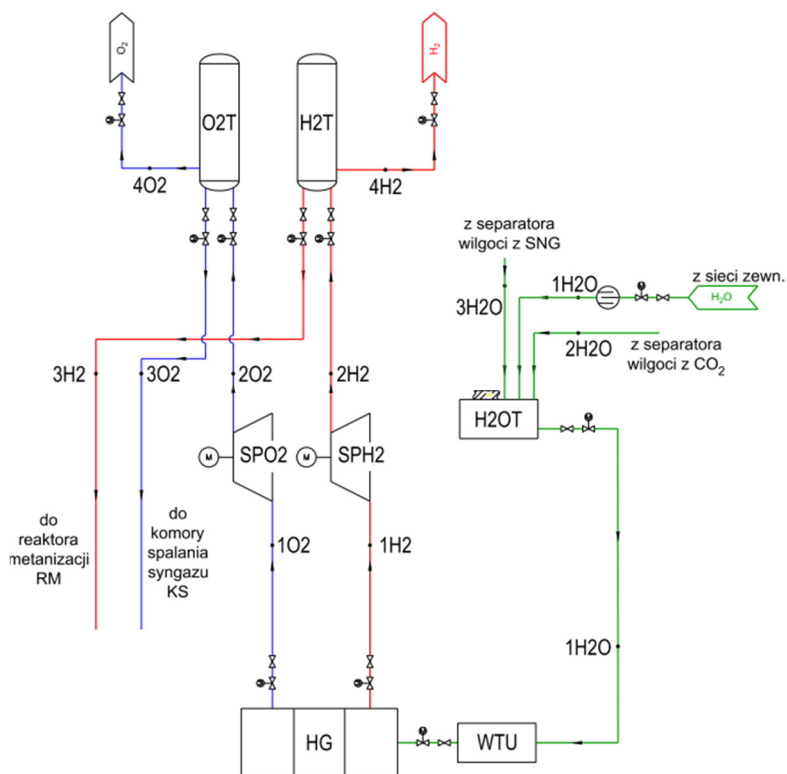
- Badania przeprowadzono dla dwóch wartości czasu trwania fazy rozładowywania tj. 2 godziny i 4 godziny w ciągu dnia.
- Analiza obejmowała wariantowość w aspekcie wykorzystania ciepła metanizacji na potrzeby podgrzewu dwutlenku węgla w wymienniku W2, lub komercyjne wykorzystanie tego ciepła na potrzeby odbiorców zewnętrznych. Przedmiotową wariantowość ukazano na Rys. 4.5.



Rys. 4.5 Wariantowość w zakresie wykorzystania ciepła metanizacji na potrzeby podgrzewu dwutlenku węgla

4.2. Podsystem produkcji wodoru i tlenu

Strukturę podsystemu produkcji wodoru i tlenu przedstawiono na Rys. 4.6. Wodór i tlen są wytwarzane w procesie elektrolizy realizowanym w fazie ładowania systemu przez elektrolizer (HG).



Rys. 4.6 Schemat podsystemu produkcji wodoru i tlenu

Wodór wytworzony podczas tego procesu (punkt 1H₂) jest w całości sprężany przez sprężarkę wodoru (SPH₂) do ciśnienia 15 MPa i kierowany (punkt 2H₂) do wysokociśnieniowego zbiornika (H₂T), skąd kierowany jest (punkt 3H₂) do procesu metanizacji.

Analogicznie, tlen wytworzony w czasie procesu elektrolizy (punkt 1O₂) jest w całości sprężany przez sprężarkę tlenu (SPO₂) do ciśnienia 6 MPa i kierowany (punkt 2O₂) do wysokociśnieniowego zbiornika tlenu (O₂T). Przyjęto, iż wydajność elektrolizera (HG) ma pokryć całkowite dobowe zapotrzebowanie na wodór i tlen. W związku z tym, w różnych stanach eksploatacyjnych, należy spodziewać się nadprodukcji jednego z tych gazów. Przewiduje się zatem, że gaz produkowany w nadmiarze będzie sprzedawany odbiorcom zewnętrznym.

4.2.1. Założenia dotyczące podsystemu

W analizach przyjęto poniższe założenia dla podsystemu produkcji wodoru i tlenu:

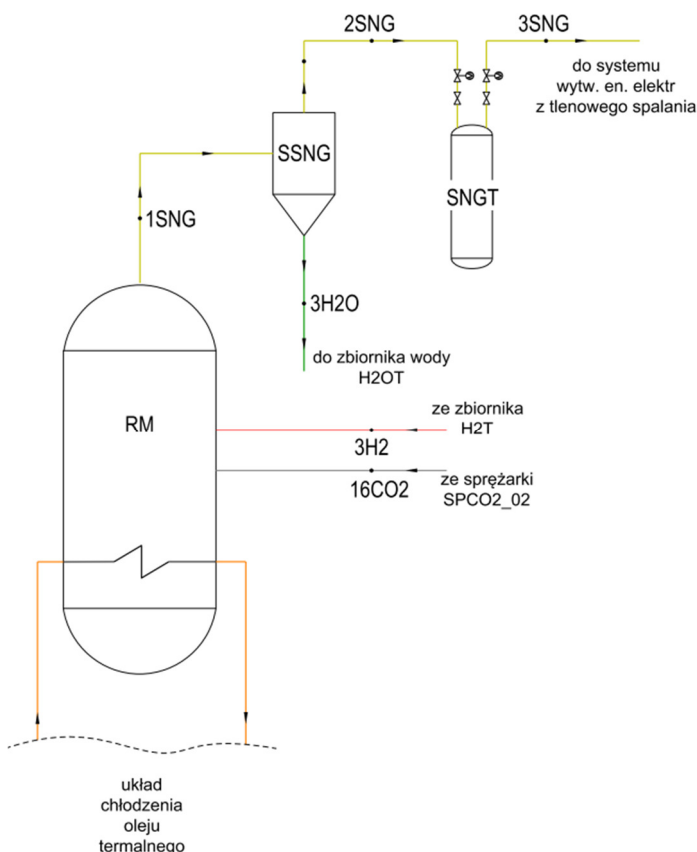
- Elektrolizer (HG) oraz sprężarki wodoru (SPH₂) i tlenu (SPO₂) będą pracowały w czasie fazy ładowania tj. 8 godzin w ciągu cyklu.
- Wydajność elektrolizera (HG) zostanie tak dobrana, aby zaspokoić zapotrzebowanie systemu zarówno na wodór i tlen. Zakłada się zatem, że w zależności od przyjętego wariantu eksploatacyjnego może wystąpić nadprodukcja wodoru lub tlenu.
- Ciśnienie magazynowania w zbiorniku tlenu O₂T to 6,0 MPa.
- Ciśnienie magazynowania w zbiorniku wodoru H₂T to 15,0 MPa.
- Gaz występujący w nadmiarze będzie sprzedawany odbiorcom zewnętrznym.

4.2.2. Wariantowość podsystemu

Przewiduje się, iż wariantowość prowadzonych analiz w obszarze podsystemu produkcji gazu syntetycznego, opisanych w punkcie 4.3.2, będzie miała wpływ na parametry podsystemu produkcji wodoru i tlenu. Spodziewane konsekwencje będą obejmowały zmienność wydajności elektrolizera oraz wymaganych wielkości magazynowych zbiorników wodoru (H₂T) i tlenu (O₂T), jak również rodzaj i ilość gazów (punkty 4O₂ i 4H₂ na Rys. 4.6) kierowanych do odbiorców zewnętrznych na zasadach komercyjnych.

4.3. Podsystem produkcji syntetycznego gazu ziemnego

Schemat zamieszczony na Rys. 4.7 przedstawia strukturę podsystemu produkcji syntetycznego gazu ziemnego. W reaktorze metanizacji (RM) opartym o egzotermiczną reakcję Sabatiera w parametrach znamionowych - ciśnieniu 2 MPa i temperaturze 573,15 K, zachodzi proces syntezy dwutlenku węgla doprowadzanego (punkt 16CO₂) ze sprężarki SPCO₂_02 oraz wodoru doprowadzanego (punkt 3H₂) ze zbiornika magazynowego wodoru (H₂T) w syntetyczny gaz ziemny, który z procesu metanizacji jest (punkt 1SNG) kierowany do separatora wilgoci (SSNG). Osuszony gaz syntetyczny jest kierowany (punkt 2SNG) do zbiornika magazynowego (SNGT). Podczas fazy rozładowywania układu magazynowania energii syngaz jest kierowany (punkt 3SNG) do sprężarki osuszonego SPSNG, której zadaniem jest podniesienie ciśnienia tej części gazu, która kierowana jest wyłącznie w okresie pracy podsystemu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania SNG.



Rys. 4.7 Schemat podsystemu produkcji syntetycznego gazu ziemnego

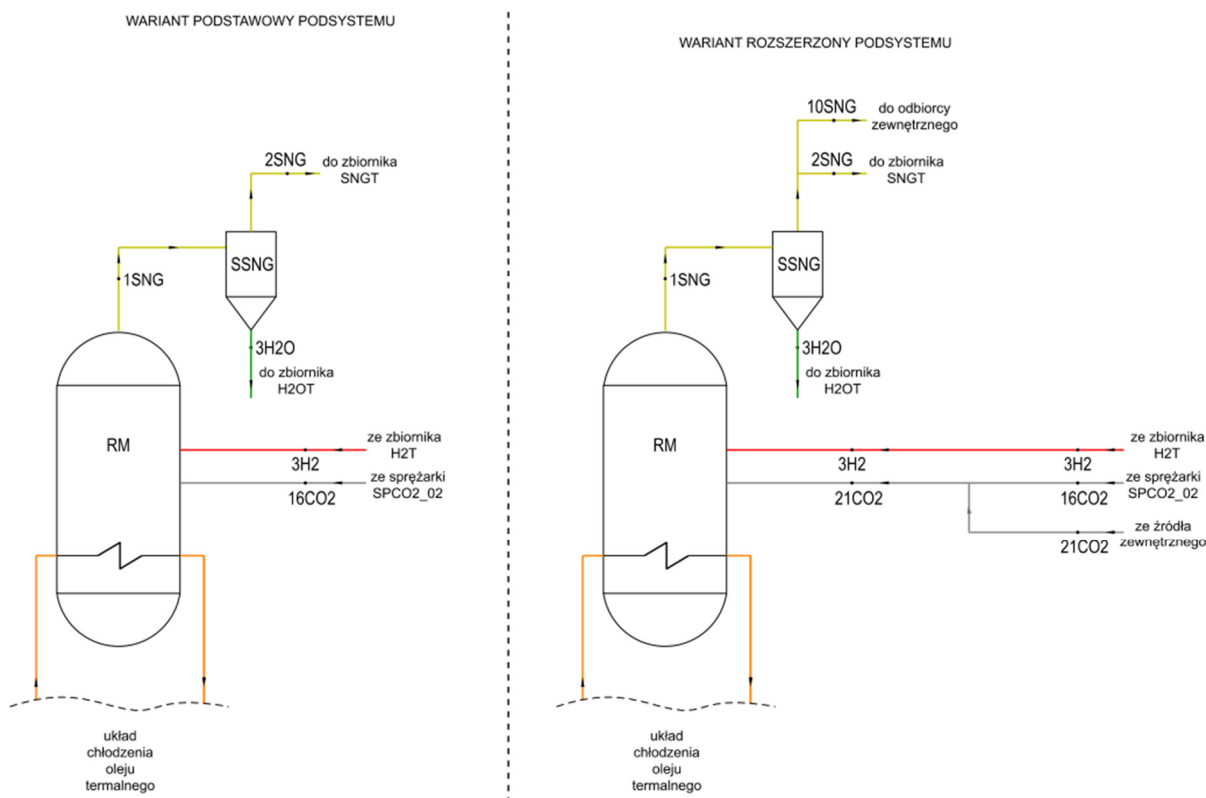
4.3.1. Założenia dotyczące podsystemu

W analizach przyjęto poniższe założenia dla podsystemu metanizacji:

- Zastosowany zostanie reaktor metanizacji (RM) o mocy dostosowanej do wymaganej wydajności produkcji gazu syntetycznego, oparty o egzotermiczną reakcję Sabatiera. Przyjmuje się, iż proces będzie zachodził przy ciśnieniu 2,0 MPa i temperaturze 573,15 K.
- Reaktor metanizacji będzie pracował w sposób ciągły. Taki tryb pracy jest zasadny z uwagi na długie czasy, jakie wymagane są dla rozruchów oraz odstawień urządzenia, które prowadzą również do wyższych kosztów eksploatacyjnych i szybszej degradacji charakterystyk pracy.
- Egzotermiczny charakter reakcji metanizacji wymusza ciągłe chłodzenie reaktora metanizacji. Odbiór ciepła z reaktora metanizacji będzie realizowany na drodze chłodzenia płaszcza reaktora z wykorzystaniem w tym celu oleju termalnego Therminol VP-1 będącego eutektyczną mieszaniną bifenyli i tlenku difenyli [66]. Podstawowo układ chłodzenia oleju termalnego obejmuje wykorzystanie go do wstępnego podgrzewu obiegowego dwutlenku węgla, a w przypadku i odprowadzenia nadmiaru ciepła w chłodnicy wentylatorowej.
- Ze względu na przyjętą ciągłość fazy pracy metanizatora, zachodzi potrzeba magazynowania gazu do czasu wystąpienia zapotrzebowania podczas fazy rozładowywania. W tym celu przewidziano zastosowanie zbiornika gazu syntetycznego SNGT, którego objętość będzie dostosowana do potrzeb systemu.
- Cały wyprodukowany w fazie metanizacji SNG będzie zużyty w fazie rozładowania, w procesie spalania tlenowego.

4.3.2. Wariantowość podsystemu

Planuje się przeprowadzenie analiz dla dwóch wariantów pracy podsystemu wytwarzania syntetycznego gazu ziemnego. Szczegóły zostały przedstawione na Rys. 4.8.

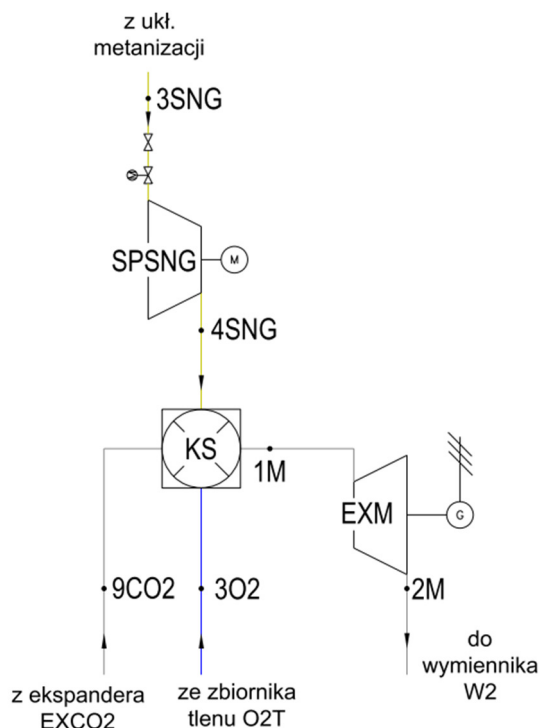


Rys. 4.8 Wariantowe rozwiązania systemu w obszarze podsystemu wytwarzania syntetycznego gazu ziemnego

- W wariantcie podstawowym przyjęto, iż wydajność układu metanizacji jest dostosowana do ilości dwutlenku węgla kierowanego do tego podsystemu ze zbiornika LPT.
- W wariantcie rozszerzonym przewiduje się wprowadzenie funkcjonalności podsystemu polegającej na możliwości komercyjnej utylizacji dwutlenku węgla ze źródeł zewnętrznych (punkt 21CO₂), np. z przemysłowych instalacji CCS. W konsekwencji wymagane będzie zastosowanie metanizatora o większej mocy oraz konieczność wyprowadzenia nadmiaru syngazu (punkt 10SNG). Tutaj również przyjmuje się komercyjne jego przekazanie odbiorcom zewnętrznym.

4.4. Podsystem produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego

Strukturę podsystemu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego pokazano na Rys. 4.9. Zaplanowano, że ten podsystem funkcjonować będzie w szczycie cenowym energii elektrycznej.



Rys. 4.9 Schemat podsystemu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego

Wysokociśnieniowa komora spalania KS zasilana będzie gazem syntetycznym (punkt 4SNG) podawanym ze sprężarki SPSNG. Proces spalania prowadzony będzie pod ciśnieniem 4 MPa w atmosferze czystego tlenu (punkt 3O₂) produkowanego w procesie elektrolizy w fazie ładowania systemu. Tlen pobierany będzie z ciśnieniowego zbiornika O₂T. Ze względu na konieczność obniżenia temperatury spalin (punkt 1M) przed podaniem ich do układu ekspandera spalin EXM do komory spalania doprowadzony jest także sprężony dwutlenek węgla (punkt 9CO₂) uprzednio rozprężony do ciśnienia spalania w ekspanderze EXCO₂. Do dalszych analiz przyjęto, iż dla maksymalizacji sprawności systemu do ekspandera EXM będą podawane spaliny o najwyższej dopuszczalnej ze względów konstrukcyjnych temperaturze. Ustalono, iż temperatura spalin podawanych do ekspandera będzie utrzymywana na poziomie 1173 K. Ekspander spalinowy napędza generator G wytwarzający energię elektryczną. Spaliny (punkt 2M) po rozprężeniu do ciśnienia 0,1 MPa kierowane są do wymiennika ciepła W2 w celu wykorzystania ich potencjału temperaturowego do podgrzewu strumienia CO₂.

4.4.1. Założenia dotyczące podsystemu

W analizach przyjęto poniższe założenia dla podsystemu metanizacji:

- Zastosowana zostanie wysokociśnieniowa komora spalania, a proces spalania prowadzony będzie pod ciśnieniem 4 MPa w atmosferze czystego tlenu.
- Przyjęto, iż temperatura spalin podawanych do ekspandera będzie utrzymywana na poziomie 1173 K.

4.4.2. Wariantowość podsystemu

Badania zostaną przeprowadzone dla dwóch wartości czasu trwania fazy rozładowywania tj. 2 godziny i 4 godziny w ciągu dnia.

4.5. Analiza rynku dostawców głównych komponentów

Dla potrzeb wykazania wykonalności technicznej dokonano badania rynku dostawców maszyn i urządzeń. Wynik tego badania wskazuje, iż jednym ze zidentyfikowanych problemów jest niska dostępność ekspanderów gazowych dla małych mocy. Taki limit nie występuje dla ekspanderów o mocach wyższych niż 10 MW.

Guidehouse Insights [67] jako jeden z wiodących dostawców rozwiązań wytwarzania wodoru z wykorzystaniem elektrolizerów PEM wskazuje m.in firmy:

- Plug Power, Latham, USA,
- ITM Power, Sheffield, UK,
- Nel Hydrogen, Oslo, Norway,
- John Cockerill, Seraing, Belgium,
- SunFire, Dresden, Germany,
- Bloom Energy, San Jose, USA,
- Thyssenkrupp, Dortmund, Germany,
- Cummins New Power, Columbus, USA,
- Enapter, Pisa, Italy.

Podjęto próby pozyskania ofert technicznych urządzeń i rozwiązań wytwarzania wodoru, spełniających przyjęte wcześniejszych punktach założenia. Niestety żadna z prób nie zakończyła się sukcesem. Rynek elektrolizerów PEM znajduje się obecnie na etapie dynamicznego rozwoju i wzrostu, napędzanego rosnącym

zapotrzebowaniem na zielony wodór, jako kluczowy element transformacji energetycznej. Pomimo osiągnięcia pewnego poziomu dojrzałości technologicznej, nadal trwają intensywne prace nad poprawą efektywności, zmniejszeniem kosztów produkcji i zwiększeniem trwałości elektrolizerów PEM. Elektrolizery PEM są wdrażane w nowych, innowacyjnych aplikacjach. Producenci inwestują duże środki w badania i rozwój, jednocześnie starając się w maksymalny możliwy sposób strzec wypracowanych rozwiązań przed konkurencją. Dlatego też często nieufnie podchodzą do niezwiązanych z nimi jednostek badawczych, a przekazanie szczegółów technicznych warunkują m.in. podpisaniem umowy o poufności, która wyklucza możliwość publikacji pozyskanych w ten sposób danych.

Istotne problemy, jakie zidentyfikowano na etapie studium wykonalności dotyczą również dostawy reaktora metanizacji do konwersji wodoru na SNG oraz komory spalania tlenowego w atmosferze dwutlenku węgla. Nie potwierdzono jednoznacznie możliwości budowy układu zgodnie z przyjętymi założeniami. Konsultacje z potencjalnymi dostawcami, wskazują, że komora spalania jest w znacznym stopniu innowacyjna i wymaga rozwiązania prototypowego.

Rynek dostawców reaktora metanizacji do konwersji wodoru na SNG w Europie jest stosunkowo mały. Dostrzegane są jednak ruchy firm, które zaczynają się przygotowywać do oferowania przedmiotowych rozwiązań. Jako liczących się dostawców technologii w Europie zidentyfikowano:

Linde AG to globalna firma inżynieryjna produkująca szeroki zakres produktów i usług dla różnych branż, w tym dla branży energetycznej. Reaktory metanizacji Linde opierają się na technologii złoża stałego, wykorzystujących katalizator na bazie miedzi, która umożliwia działanie w wysokim ciśnieniu i produkcję metanu o wysokiej czystości. Proces odbywa się w warunkach wysokiego ciśnienia i wysokiej temperatury, zwykle około 350 do 400 °C i 20 do 40 barów. Technologia metanizacji Linde oferuje kilka korzyści, takich jak wysoka selektywność produkcji metanu i wysokie współczynniki konwersji, co skutkuje gazem metanowym o wysokiej czystości. Technologia ta jest również elastyczna, umożliwiając dostosowanie składu gazu zasilającego, prędkości przepływu oraz warunków temperatury i ciśnienia w celu optymalizacji wydajności procesu.

Air Liquide S.A. to globalny dostawca gazów i usług działający w ponad 80 krajach. Technologia syntezy metanu firmy Air Liquide (inaczej nazywana jako technologia Lurgi) opiera się na dwóch adiabatycznych reaktorach ze złożem stałym z chłodzeniem międzysekcyjnym i pętlą recyrkulacji gazu. Proces metanizacji zachodzi w wysokiej temperaturze (około 350-500°C) i pod wysokim ciśnieniem (około 20-30 bar). Typowym katalizatorem jest tlenek chromu na nośniku z tlenku glinu.

Johnson Matthey to globalna firma specjalizująca się w produkcji specjalistycznych chemikaliów, katalizatorów, metali szlachetnych i innych produktów. Reaktory syntezy metanu firmy Johnson Matthey opierają się na technologii złoża stałego, która wykorzystuje katalizator na bazie miedzi. Reaktory metanizacji Johnson Matthey zostały zaprojektowane do pracy w dużych objętościach i mogą produkować duże ilości gazu metanowego z wysoką wydajnością. W procesie HICOM zaproponowanym przez Johnson Matthey syngaz przechodzi przez szereg adiabatycznych reaktorów ze złożem stałym. Typowe parametry metanizacji HICOM to temperatura 300-450°C, ciśnienie 20-30 bar. Reakcja prowadzona jest zwykle nad katalizatorem na bazie niklu na materiale nośnym o dużej powierzchni, takim jak tlenek glinu lub krzemionka. Również część gazu z pierwszych etapów jest zawracana, a część przechodzi przez kolejne reaktory metanizacji w niższej temperaturze roboczej. Ciepło odzyskane z chłodzenia gazu końcowego jest wykorzystywane do ogrzewania gazu zasilającego w saturatorze przed pierwszymi stopniami metanizacji.

Haldor Topsoe to globalna firma katalizatorów i technologii, która specjalizuje się w produkcji chemikaliów i energii odnawialnej. Reaktory syntezy metanu firmy Haldor Topsoe opierają się na technologii złoża stałego, która wykorzystuje katalizator na bazie niklu. Reaktory metanizacji Haldor Topsoe zostały zaprojektowane do pracy w wysokich temperaturach i mogą produkować metan o wysokiej czystości z wysoką wydajnością.

4.6. Analiza termodynamiczna

4.6.1. Metodologia

Model obliczeniowy opracowano wykorzystując oprogramowanie Microsoft Excel, rozszerzone o narzędzie Coolprop zawierające tablice parametrów termofizycznych gazów i cieczy [68], [69]. W obliczeniach termodynamicznych procesów sprężania, ekspansji i spalania wykorzystano modele gazów rzeczywistych:

- w przypadku dwutlenku węgla oprogramowanie wykorzystuje równanie zaproponowane przez Spana i Wagnera [70], które opisuje stan dwutlenku węgla, co ważne także przy parametrach nadkrytycznych,
- dla wodoru wykorzystywane są równania stanu J.W. Leachman, R.T. Jacobsen, S.G. Penoncello, E.W. Lemmon. [71],
- dla tlenu oprogramowanie korzysta z równania stanu opracowanego przez R. Schmidt i W. Wagner [72] oraz parametrów termodynamicznych dla opracowanych przez Richard B. Stewart, Richard T. Jacobsen, i W. Wagner [73],
- dla metanu narzędzie obliczeniowe wykorzystuje tablice opracowane w oparciu o równanie stanu autorstwa U. Setzmann i W. Wagner [74].

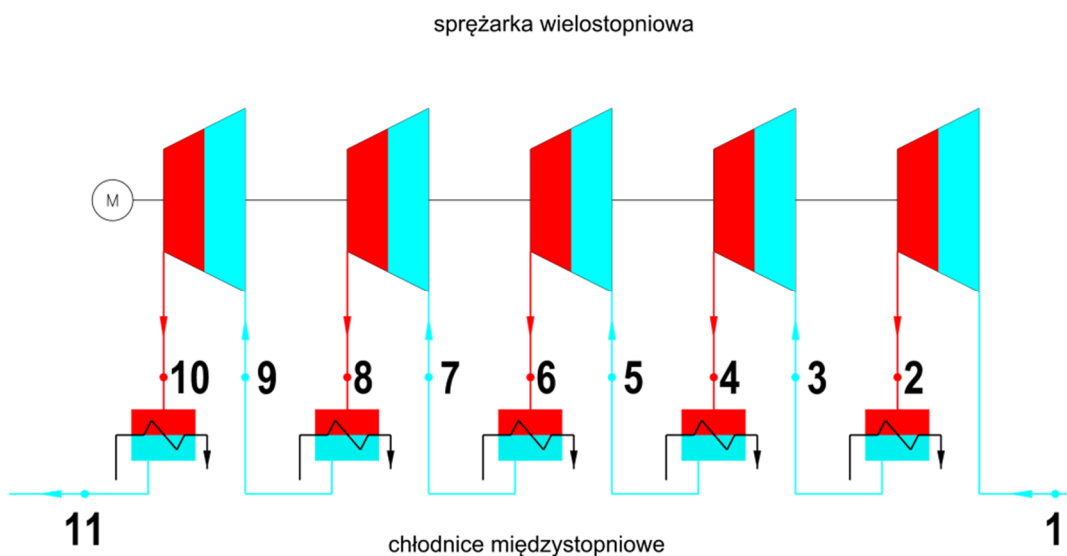
Model matematyczny dla procesu metanizacji został opracowany na etapie prac, które towarzyszyły przygotowaniu studium wykonalności dla PGNiG – Grupa Orlen w ramach projektu Hy-Chess, współfinansowanego w konkursie Nowe Technologie w Zakresie Energii (konkurs I) przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Model opracowany został w środowisku programu Aspen Plus v10. Do obliczeń wykorzystano równanie stanu Peng-Robinson ze zmodyfikowanymi regułami Boston - Mathias (PM-BM). Symulację przeprowadzono przy użyciu reaktora chemicznego, który zakłada równowagę wielofazową opartą na minimalizacji energii swobodnej Gibbsa. Zintegrowany model systemu wykorzystuje model reaktora metanizacji typu „black-box”, oparty na równaniach opisujących kluczowe parametry pracy reaktora jako funkcje podstawowych zmiennych procesowych, takich jak temperatura i ciśnienie, a także udział poszczególnych składników gazowych uczestniczących w procesie.

Wśród danych obliczeniowych są wielkości charakterystyczne dla maszyn i urządzeń, a w tym sprężarek, ekspanderów, wymienników ciepła, zbiorników.

Sprężarki

W badanym systemie znaczącą rolę pełnią sprężarki, które zatłaczają media pomiędzy poszczególnymi elementami instalacji. Zastosowane zostały sprężarki jednostopniowe tj. dwutlenku węgla nr 2 (SPCO2_02), syngazu (SPSNG) oraz tlenu (SPO2), trzystopniowa wodoru (SPH2) oraz pięciostopniowa dwutlenku węgla nr 1 (SPCO2_01).

Zastosowanie sprężarek wielostopniowych zostało podyktowane względami konstrukcyjnymi tych sprężarek. Za poszczególnymi stopniami sprężarek zabudowane są wymienniki ciepła, dzięki którym możliwe jest schłodzenie gazu przed wlotem do kolejnych stopni. Choć obniżenie temperatury gazu na wlocie do kolejnego stopnia sprężarki pozwala na redukcję wartości jednostkowej pracy niezbędnej dla osiągnięcia wymaganego ciśnienia, co prowadzi do zmniejszenia energochłonności procesu sprężania, to zastosowanie chłodzenia międzystopniowego jest również odpowiedzialne za wyprowadzenie ciepła z osłony kontrolnej systemu magazynowania energii, które najczęściej stanowi ciepło bezpowrotnie tracone. Zastosowanie chłodzenia międzystopniowego jest często jednak obligatoryjne, bowiem jego brak skutkowałby przyrostem temperatury sprężanego gazu ponad poziom gwarantujący bezpieczeństwo pracy sprężarki. Taka sytuacja miałaby właśnie w przypadku sprężarki SPCO2_01 analizowanego systemu.



Rys. 4.10 Schemat poglądowy sprężarki pięciostopniowej z chłodzeniem międzystopniowym i końcowym

Moce wewnętrzne poszczególnych sekcji sprężarki (N_{is_i}) wyznaczano za pomocą równania:

$$N_{is_i} = \dot{m} \cdot (h_{out_i} - h_{in_i}), \quad (4.1)$$

gdzie:

- h_{out_i} – entalpia właściwa gazu na wylocie z i-tego stopnia sprężarki, kJ/kg,
- h_{in_i} – entalpia właściwa gazu na wlocie do i-tego stopnia sprężarki, kJ/kg,
- $\dot{m}$ – masowy strumień gazu przepływający przez sprężarkę, kg/s.

Definicja sprawności izentropowej była podstawą dla określania parametrów gazu po procesie sprężania:

$$\eta_{is} = \frac{h_{out_s} - h_{in}}{h_{out} - h_{in}}, \quad (4.2)$$

gdzie:

- h_{out_s} – entalpia właściwa gazu na wylocie ze sprężarki dla sprężania izentropowego, kJ/kg,
- h_{out} – entalpia właściwa gazu na wylocie ze sprężarki, kJ/kg,
- h_{in} – entalpia właściwa gazu na wlocie do sprężarki, kJ/kg.

Ekspandery

W systemie występują dwa ekspandery tj. dwutlenku węgla EXCO₂ i spalin EXM.

Moce wewnętrzne ekspanderów (N_{iE}) wyznaczano za pomocą równania:

$$N_{iE} = \dot{m}_a \cdot (h_{in} - h_{out}), \quad (4.3)$$

gdzie:

- h_{out} – entalpia właściwa gazu na wylocie z ekspandera, kJ/kg,
- h_{in} – entalpia właściwa gazu na wlocie do ekspandera, kJ/kg,
- $\dot{m}_a$ – masowy strumień gazu przepływający przez sprężarkę, kg/s.

Dla określenia entalpi gazu opuszczającego ekspander wykorzystuje się definicję sprawności izentropowej:

$$\eta_{iE} = \frac{h_{in} - h_{out}}{h_{in} - h_{out_s}}, \quad (4.4)$$

gdzie:

- h_{out_s} – entalpia właściwa gazu na wylocie z ekspandera dla rozprężania izentropowego, kJ/kg,
- h_{out} – entalpia gazu na wylocie z ekspandera, kJ/kg,
- h_{in} – entalpia gazu na wlocie do ekspandera, kJ/kg.

Sprawność systemu magazynowania energii

Sprawność systemu magazynowania energii η_{ESS} jest zwykle definiowana jako stosunek energii pobranej z systemu na etapie rozładowywania E_{out} do energii wprowadzonej do magazynu na etapie ładowania E_{in} , zgodnie z równaniem:

$$\eta_{ESS} = \frac{E_{out}}{E_{in}}, \quad (4.5)$$

Zazwyczaj oblicza się go dla określonego okresu czasu (np. roku, miesiąca, pełnego cyklu), uwzględniając odpowiednie do przyjętego okresu ilości energii. W zależności od rodzaju systemu magazynowania, do równania można podstawić ciepło, energię elektryczną lub energię chemiczną paliw. W niniejszej analizie sprawność została definiowana przez następującą zależność:

$$\eta_{ESS} = \frac{E_{EXM} + E_{EXCO2} - E_{AUX_rozł}}{E_{SPCO2_01} + E_{SPCO2_02} + k_{HG} \times E_{HG} + E_{AUX_ład}}, \quad (4.6)$$

gdzie:

- E_{EXM} – energia elektryczna wyprodukowana przez zespół ekspandera spalin, kWh/rok,
- E_{EXCO2} – energia elektryczna wyprodukowana przez zespół ekspandera dwutlenku węgla, kWh/rok,
- $E_{AUX_rozł}$ – zużycie energii elektrycznej przez główne maszyny pomocnicze w fazie rozładunku systemu, kWh/rok,
- E_{SPCO2_01} – zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę dwutlenku węgla nr 1, kWh/rok,
- E_{SPCO2_02} – zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę

	dwutlenku węgla nr 2, kWh/rok,
E_{HG}	– zużycie energii elektrycznej przez zespół elektrolizera, kWh/rok,
k_{HG}	– wskaźnik wykorzystania energii zużytej przez elektrolizer na potrzeby procesu magazynowania,
$E_{AUX_ład}$	– zużycie energii elektrycznej przez główne maszyny pomocnicze w fazie ładowania, kWh/rok.

Wskaźnik wykorzystania energii zużytej przez elektrolizer na potrzeby systemu zdefiniowano jako stopień wykorzystania mediów produkowanych przez elektrolizer na w podsystemach tego systemu. Wskaźnik ten definiuje wzór:

$$k_{HG} = k_{SNG} \times k_{H_2}, \quad (4.7)$$

gdzie:

k_{SNG}	– wskaźnik wykorzystania syngazu w procesie magazynowania energii,
k_{H_2}	– wskaźnik wykorzystania wodoru w procesie magazynowania energii.

Wskaźniki k_{SNG} , k_{H_2} zostały zdefiniowane odpowiednio w równaniach (4.10), (4.11).

Zużycie energii elektrycznej przez główne urządzenia pomocnicze w fazie rozładunku określa równanie:

$$E_{AUX_rozł} = E_{SPCO2_01_rozł} + E_{SPSNG_rozł}, \quad (4.8)$$

gdzie:

$E_{SPCO2_01_rozł}$	– zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę dwutlenku węgla nr 2 podczas fazy rozładunku, kWh/rok,
$E_{SPSNG_rozł}$	– zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę syngazu podczas fazy rozładunku, kWh/rok.

Analogicznie zdefiniowano zużycie energii elektrycznej przez główne urządzenia pomocnicze w fazie ładowania systemu:

$$E_{AUX_lad} = k_{H_2} \times E_{SPH_2_lad} + E_{SPO_2_lad}, \quad (4.9)$$

gdzie:

- | | |
|------------------|--|
| $E_{SPH_2_lad}$ | – zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę wodoru podczas fazy ładowania, kWh/rok, |
| $E_{SPO_2_lad}$ | – zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę tlenu podczas fazy ładowania, kWh/rok. |

W każdym z analizowanych wariantów występują nadwyżki wyprodukowanych gazów. I tak dla:

- Wariantów IA, IB, IIA i IIB występują nadwyżki wodoru,
- Wariantów IIIA i IIIB występują nadwyżki syngazu i tlenu.

W związku z tym wprowadzono wskaźniki wykorzystania w/w gazów na potrzeby analizowanego systemu magazynowania energii.

Dla syngazu przyjęto wskaźnik wykorzystania syngazu w procesie magazynowania energii zgodnie ze wzorem:

$$k_{SNG} = \frac{m_{SNG_zuż}}{m_{SNG_prod}}, \quad (4.10)$$

gdzie:

- | | |
|-----------------|---|
| m_{SNG_prod} | – ilość syngazu wyprodukowana przez system, kg/rok, |
| $m_{SNG_zuż}$ | – zużycie syngazu w procesie magazynowania energii, kg/rok. |

Wskaźnik wykorzystania wodoru w procesie magazynowania energii przyjęto zgodnie ze wzorem:

$$k_{H_2} = \frac{m_{H_2_zuż}}{m_{H_2_prod}}, \quad (4.11)$$

gdzie:

- | | |
|-----------------|---|
| $m_{H_2_prod}$ | – ilość wodoru wyprodukowana przez system, kg/rok, |
| $m_{H_2_zuż}$ | – zużycie wodoru w procesie magazynowania energii przez system, kg/rok. |

Sprawność produkcji wodoru

Sprawność produkcji wodoru η_{H_2} wyrażono wzorem:

$$\eta_{H_2} = \frac{Q_{H_2}}{E_{HG} + E_{SPH_2}}, \quad (4.12)$$

gdzie:

- | | |
|-------------|---|
| Q_{H_2} | – energia chemiczna zawarta w wyprodukowanym wodorze, kWh/rok, |
| E_{HG} | – zużycie energii elektrycznej przez zespół elektrolizera, kWh/rok, |
| E_{SPH_2} | – zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę wodoru, kWh/rok. |

Sprawność produkcji syngazu

Sprawność produkcji SNG w systemie wyrażono wzorem:

$$\eta_{SNG} = \frac{Q_{SNG}}{E_{HG} \times k_{H_2} + E_{SPH_2} \times k_{H_2} + E_{SPSNG}}, \quad (4.13)$$

gdzie:

Q_{SNG}	– energia zawarta w wyprodukowanym syngazie, kWh/rok,
E_{HG}	– zużycie energii elektrycznej przez zespół elektrolizera, kWh/rok,
E_{SPH_2}	– zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę wodoru, kWh/rok,
E_{SPSNG}	– zużycie energii elektrycznej przez sprężarkę syngazu, kWh/rok.

4.6.2. Założenia

Opracowany model numeryczny układu został wykorzystany do wyznaczenia wielkości charakterystycznych systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze dla trzech wariantów tego systemu:

- Wariant I

To wariant bazowy, który został pokazany na Rys. 4.1. Dwutlenek węgla krąży w obiegu zamkniętym systemu. W czasie normalnej pracy systemu nie jest do niego wprowadzany dodatkowy strumień dwutlenku węgla, czy wyprowadzany z niego strumień syntetycznego gazu ziemnego. W podsystemie magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla zarówno ciepło spalin za ekspanderem EXM jak i ciepło metanizacji są wykorzystywane na potrzeby podniesienia temperatury dwutlenku węgla przed podaniem go do ekspandera EXCO₂.

- Wariant II

W tym wariantcie, opartym na założeniach wariantu bazowego, rezygnuje się w podsystemie magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla z wykorzystania ciepła metanizacji do podgrzewu gazu przed podaniem go do ekspandera EXCO₂, co przedstawiono na Rys. 4.5. Przyjmuje się, iż w tym wariantcie ciepło metanizacji będzie stanowiło produkt handlowy dla odbiorcy zewnętrznego.

- **Wariant III**

W wariantcie III dokonano modyfikacji systemu, zgodnie z założeniami przedstawionymi na Rys. 4.8 w zakresie podsystemu produkcji syntetycznego gazu ziemnego, polegającej na wdrożeniu funkcjonalności umożliwiającej komercyjną utylizację dwutlenku węgla, m.in. pochodzącego z przemysłowych instalacji CCS. W odpowiedzi na zwiększony, w porównaniu do wariantu bazowego, strumień dwutlenku węgla kierowany do reaktora, planowane jest podniesienie wydajności reaktora metanizacji oraz elektrolizera. Wygenerowany w ten sposób dodatkowy strumień syntetycznego gazu ziemnego będzie przekazywany na potrzeby komercyjne zewnętrznym odbiorcom.

Każdy z powyższych wariantów był analizowany dla dwóch czasów trwania fazy rozładowywania tj. 2 godzin – wariant z indeksem „A” oraz 4 godzin – wariant z indeksem „B”.

Obliczenia prowadzące do identyfikacji podstawowych wielkości i ewaluacji omawianego systemu magazynowania i wytwarzania energii prowadzono dla przyjętych założeń, przedstawionych w Tabeli 4.2.

Tabela 4.2 Założenia wspólne dla każdego z wariantów systemu magazynowania i wytwarzania energii

Parametr	Wartość	Jednostka
Czas trwania fazy ładowania	8	godzin/dobę
Czas trwania fazy wytwarzania SNG	24	godzin/dobę
Czas trwania fazy rozładowywania	2 lub 4	godzin/dobę
Czas pracy podsystemu sprężania	8	godzin/dobę
Efektywność elektrolizera	5	kWh/m ³ nH ₂
Ciśnienie CO ₂ w zbiorniku niskiego ciśnienia	100	kPa
Ciśnienie CO ₂ w zbiorniku wysokiego ciśnienia	8000	kPa
Temperatura składowania CO ₂ w zbiornikach izobarycznych	303,15	K
Ciśnienie O ₂ w zbiorniku wysokiego ciśnienia	6000	kPa
Temperatura składowania O ₂	303,15	K
Ciśnienie H ₂ w zbiorniku wysokiego ciśnienia	15 000	kPa
Temperatura składowania H ₂	303,15	K
Ilość stopni sprężania sprężarki SPCO ₂ _01	5	-
Ilość stopni sprężania sprężarki SPCO ₂ _02	1	-
Ilość stopni sprężania sprężarki SPSNG	1	-
Ilość stopni sprężania sprężarki SPO ₂	1	-
Ilość stopni sprężania sprężarki SPH ₂	3	-
Sprawność wewnętrzna sprężarek	0,85	-
Sprawność elektromechaniczna sprężarek	0,98	-
Sprawność wewnętrzna ekspanderów	0,85	-
Sprawność elektromechaniczna ekspanderów	0,98	-
Ciśnienie procesu metanizacji	2000	kPa
Temperatura procesu metanizacji	573,15	K
Ciśnienie procesu spalania	4000	kPa
Nadmiar utleniacza do spalania	1,15	-
Temperatura spalin przed ekspanderem EXM	1073,15	K

4.6.3. Wyniki obliczeń i ich analiza

Dla przyjętych założeń, zgodnie z danymi, które przedstawia Tabela 4.2 dla każdego z wariantów przeprowadzono wielowariantowe analizy, dla których wyniki przedstawiono w tabelach od 4.3 do 4.29.

Zestawienie parametrów systemu w charakterystycznych punktach przedstawiono w tabelach:

- 4.3 do 4.5 dla Wariantu IA,
- 4.7 do 4.9 dla Wariantu IB,
- 4.11 do 4.13 dla Wariantu IIA,
- 4.15 do 4.17 dla Wariantu IIB,
- 4.19 do 4.21 dla Wariantu IIIA,
- 4.23 do 4.25 dla Wariantu IIIB.

Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu zestawiono w tabelach:

- 4.6 dla Wariantu IA,
- 4.10 dla Wariantu IB,
- 4.14 dla Wariantu IIA,
- 4.18 dla Wariantu IIB,
- 4.22 dla Wariantu IIIA,
- 4.26 dla Wariantu IIIB.

W tabeli 4.27 przedstawiono wyznaczone moce poszczególnych maszyn i urządzeń dla poszczególnych wariantów, z kolei w tabeli 4.28 zestawiono sprawności zdefiniowane zależnościami 4.5, 4.12, 4.13.

Tabela 4.29 zawiera zestawienie rocznych bilansów energii i substancji dla każdego z wariantów.

Tabela 4.3 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA
- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	0,278	30,0	400	126,1	0,437
	1H ₂	0,031	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H ₂	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	0,247	30,0	2 500	269,9	5,574
	2O ₂	0,247	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,224	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	3,507	30,0	100	510,1	1,164
	2CO ₂	3,507	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.4 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA
- faza postoju

	Punkt	FAZA POSTOJU SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H2O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H2O	0,034	30,0	400	84,3	0,296
	2H2O	-	-	-	-	-
	1H2O	-	-	-	-	-
	1H2	-	-	-	-	-
	2H2	-	-	-	-	-
	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H2	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O2	-	-	-	-	-
	2O2	-	-	-	-	-
	3O2	-	-	-	-	-
	4O2	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO2	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO2	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H2O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO2	-	-	-	-	-
	2CO2	-	-	-	-	-
	3CO2	-	-	-	-	-
	5CO2	-	-	-	-	-
	6CO2	-	-	-	-	-
	4CO2	-	-	-	-	-
	7CO2	-	-	-	-	-
	8CO2	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	9CO2	-	-	-	-	-
	5SNG	-	-	-	-	-
	3O2	-	-	-	-	-
	9CO2	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.5 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA
- faza rozładowywania

	Punkt	FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	0,224	30,0	100	125,8	0,437
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	-	-	-	-	-
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	0,988	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O ₂	0,000	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	14,027	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO ₂	0,443	30,0	8 000	284,0	1,272
	6CO ₂	0,443	264,3	7 920	712,6	2,437
	4CO ₂	13,584	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO ₂	13,584	341,0	7 920	799,6	2,588
	8CO ₂	14,027	338,6	7 920	796,8	2,584
	9CO ₂	14,027	274,7	4 000	734,4	2,603
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,224	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O ₂	0,988	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO ₂	14,027	274,7	4 000	734,4	2,603
	1M	15,239	900,0	4 000	1 573,6	x
	2M	15,239	442,7	102	1 001,8	x
	3M	15,239	71,3	101	854,6	x
	4M	15,015	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.6 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu
WARIANT IA

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,914	0,000	0,000	0,075	0,011	0,000
	2M	0,000	0,914	0,000	0,000	0,075	0,011	0,000
	3M	0,000	0,914	0,000	0,000	0,075	0,011	0,000
	4M	0,000	0,946	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.7 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB

- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,039	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	0,274	30,0	400	126,1	0,437
	1H ₂	0,030	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H ₂	0,030	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	0,244	30,0	2 500	269,9	5,574
	2O ₂	0,244	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	0,000	30,0	6 000	261,7	5,325
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
podsystem metanizacji	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,018	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,110	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,039	30,0	300	334,1	0,437
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	3,509	30,0	100	510,1	1,164
	2CO ₂	3,509	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886

Tabela 4.8 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB
- faza postoju

		FAZA POSTOJU SYSTEMU				
	Punkt	m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,039	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	30,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,030	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	0,000	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,018	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,000	-	-	-	-
	3H ₂ O	0,039	30,0	300	334,0	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.9 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB
- faza rozładowywania

		FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
	Punkt	m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,039	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	0,109	30,0	100	125,8	0,437
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,030	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	0,488	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O ₂	0,000	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,058	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,018	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H ₂ O	0,039	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	7,017	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO ₂	0,437	30,0	8 000	284,0	1,272
	6CO ₂	0,437	264,3	7 920	712,6	2,437
	4CO ₂	6,580	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO ₂	6,580	354,3	7 920	814,8	2,613
	8CO ₂	7,017	348,7	7 920	808,5	2,602
	9CO ₂	7,017	284,3	4 000	744,8	2,622
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,110	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O ₂	0,488	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO ₂	7,017	284,3	4 000	744,8	2,622
	1M	7,616	900,4	4 000	1 573,0	x
	2M	7,616	443,1	102	1 001,3	x
	3M	7,616	71,3	101	855,0	x
	4M	7,507	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.10 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu
WARIANT IB

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,915	0,000	0,000	0,074	0,011	0,000
	2M	0,000	0,915	0,000	0,000	0,074	0,011	0,000
	3M	0,000	0,915	0,000	0,000	0,074	0,011	0,000
	4M	0,000	0,946	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.11 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu WARIANT IIA
- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	0,282	30,0	400	126,1	0,437
	1H ₂	0,031	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H ₂	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	0,250	30,0	2 500	269,8	5,574
	2O ₂	0,250	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	-	-	-	-	-
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
podsystem metanizacji	15CO ₂	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,227	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
	1CO ₂	3,505	30,0	100	510,1	1,164
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	2CO ₂	3,505	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	5SNG	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.12 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu WARIANT IIA
- faza postoju

	Punkt	FAZA POSTOJU SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H2O	0,040	30,0	300,00	126,0	0,44
	4H2O	0,034	20,0	400,00	84,2	0,30
	2H2O	-	-	-	-	-
	1H2O	-	-	-	-	-
	1H2	-	-	-	-	-
	2H2	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H2	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O2	-	-	-	-	-
	2O2	-	-	-	-	-
	3O2	-	-	-	-	-
	4O2	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO2	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO2	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H2O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO2	-	-	-	-	-
	2CO2	-	-	-	-	-
	3CO2	-	-	-	-	-
	5CO2	-	-	-	-	-
	6CO2	-	-	-	-	-
	4CO2	-	-	-	-	-
	7CO2	-	-	-	-	-
	8CO2	-	-	-	-	-
	9CO2	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O2	-	-	-	-	-
	9CO2	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.13 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu WARIANT IIA
- faza rozładowywania

	Punkt	FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H2O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H2O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H2O	0,231	30,0	100	125,8	0,437
	1H2O	-	-	-	-	-
	1H2	-	-	-	-	-
	2H2	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H2	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O2	-	-	-	-	-
	2O2	-	-	-	-	-
	3O2	1,002	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O2	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H2	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO2	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO2	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H2O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO2	-	-	-	-	-
	2CO2	-	-	-	-	-
	3CO2	14,019	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO2	-	-	-	-	-
	6CO2	-	-	-	-	-
	4CO2	14,019	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO2	14,019	328,5	7 920	785,3	2,565
	8CO2	14,019	328,5	7 920	785,3	2,565
	9CO2	14,019	265,2	4 000	724,0	2,584
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,227	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O2	1,002	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO2	14,019	265,2	4 000	724,0	2,584
	1M	15,247	900,2	4 000	1 575,0	x
	2M	15,247	442,9	102	1 002,8	x
	3M	15,247	71,3	101	854,7	x
	4M	15,017	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.14 *Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu*
WARIANT IIA

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	2M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	3M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	4M	0,000	0,946	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.15 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIB
- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	0,282	30,0	400	126,1	0,437
	1H ₂	0,031	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H ₂	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	0,250	30,0	2 500	269,9	5,574
	2O ₂	0,250	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,113	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	3,505	30,0	100	510,1	1,164
	2CO ₂	3,505	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.16 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIB
- faza postoju

	Punkt	FAZA POSTOJU SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.17 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIB
- faza rozładowywania

		FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
	Punkt	m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,040	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,034	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	0,115	30,0	100	125,8	0,437
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,031	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,001	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	0,501	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O ₂	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H ₂	0,009	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,050	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,050	79,4	2 000	540,7	2,294
	1SNG	0,059	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,019	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	3H ₂ O	0,040	30,0	300	334,1	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	7,010	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	7,010	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO ₂	7,010	328,4	7 920	785,2	2,564
	8CO ₂	7,010	328,4	7 920	785,2	2,564
	9CO ₂	7,010	265,1	4 000	723,9	2,583
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,113	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O ₂	0,501	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO ₂	7,010	265,7	4 000	723,9	2,583
	1M	7,624	900,1	4 000	1 574,9	x
	2M	7,624	442,7	102	1 002,7	x
	3M	7,624	71,3	101	854,6	x
	4M	7,508	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.18 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu
WARIANT IIB

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	2M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	3M	0,000	0,913	0,000	0,000	0,076	0,011	0,000
	4M	0,000	0,946	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.19 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIIA
- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,119	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,107	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	0,732	30,0	400	126,1	0,437
	1H ₂	0,081	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H ₂	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	-	-	-	-	-
	1O ₂	0,651	30,0	2 500	269,9	5,574
	2O ₂	0,651	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	0,137	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO ₂	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO ₂	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,217	30,0	2 000	886,4	x
	10SNG	0,038	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	3,507	30,0	100	510,1	1,164
	2CO ₂	3,507	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.20 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu – WARIANT IIIA
- faza postoju

	Punkt	FAZA POSTOJU SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,119	30,0	300	126,0	0,44
	4H ₂ O	0,107	20,0	400	84,3	0,30
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,89
	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,89
	4H ₂	-	-	-	-	-
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	0,137	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO ₂	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO ₂	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	10SNG	0,038	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.21 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIIA
- faza rozładowywania

	Punkt	FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,119	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,107	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	0,211	30,0	100	125,8	0,437
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	-	-	-	-	-
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	0,960	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O ₂	0,137	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO ₂	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO ₂	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	10SNG	0,038	30,0	2 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	14,027	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO ₂	1,328	30,0	8 000	284,0	1,272
	6CO ₂	1,328	264,3	7 920	712,6	2,437
	4CO ₂	12,699	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO ₂	12,699	368,7	7 920	831,4	2,639
	8CO ₂	14,027	358,9	7 920	820,1	2,621
	9CO ₂	14,027	293,9	4 000	755,3	2,640
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,217	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O ₂	0,960	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO ₂	14,027	293,9	4 000	755,3	2,640
	1M	15,205	900,0	4 000	1 571,2	x
	2M	15,205	442,8	102	1000,0	x
	3M	15,205	71,3	101	854,7	x
	4M	14,994	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.22 *Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu*
WARIANT IIIA

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	20CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	21CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	10SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,916	0,000	0,000	0,073	0,011	0,000
	2M	0,000	0,916	0,000	0,000	0,073	0,011	0,000
	3M	0,000	0,916	0,000	0,000	0,073	0,011	0,000
	4M	0,000	0,947	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.23 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIIB
- faza ładowania

	Punkt	FAZA ŁADOWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H2O	0,119	30,0	300	126,0	0,437
	4H2O	0,109	20,0	400	84,3	0,296
	2H2O	-	-	-	-	-
	1H2O	0,732	30,0	400	126,1	0,437
	1H2	0,081	30,0	2 500	4 014,2	40,370
	2H2	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H2	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H2	0,000	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O2	0,651	30,0	2 500	269,9	5,574
	2O2	0,651	30,0	6 000	261,7	5,325
	3O2	-	-	-	-	-
	4O2	0,140	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H2	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO2	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO2	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO2	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO2	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	0,104	30,0	2 000	886,4	x
	10SNG	0,104	89,4	4 000	886,4	x
	3H2O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO2	3,507	30,0	100	510,1	1,164
	2CO2	3,507	30,0	8 000	284,0	1,272
	3CO2	-	-	-	-	-
	5CO2	-	-	-	-	-
	6CO2	-	-	-	-	-
	4CO2	-	-	-	-	-
	7CO2	-	-	-	-	-
	8CO2	-	-	-	-	-
	9CO2	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O2	-	-	-	-	-
	9CO2	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.24 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu – WARIANT IIIB
- faza postoju

	Punkt	FAZA POSTOJU SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,119	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,109	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	0,000	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	4O ₂	-	-	-	-	-
podsystem metanizacji	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO ₂	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO ₂	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	10SNG	0,104	89,4	4 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	-	-	-	-	-
	5CO ₂	-	-	-	-	-
	6CO ₂	-	-	-	-	-
	4CO ₂	-	-	-	-	-
	7CO ₂	-	-	-	-	-
	8CO ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	-	-	-	-	-
	3O ₂	-	-	-	-	-
	9CO ₂	-	-	-	-	-
	1M	-	-	-	-	-
	2M	-	-	-	-	-
	3M	-	-	-	-	-
	4M	-	-	-	-	-

Tabela 4.25 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu WARIANT IIIB
- faza rozładowywania

	Punkt	FAZA ROZŁADOWYWANIA SYSTEMU				
		m, kg/s	t, C	p, kPa	h, kJ/kg	s, kJ/kgK
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,119	30,0	300	126,0	0,437
	4H ₂ O	0,109	20,0	400	84,3	0,296
	2H ₂ O	0,095	30,0	100	125,8	0,437
	1H ₂ O	-	-	-	-	-
	1H ₂	-	-	-	-	-
	2H ₂	0,081	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	4H ₂	-	-	-	-	-
	1O ₂	-	-	-	-	-
	2O ₂	-	-	-	-	-
	3O ₂	0,459	30,0	6 000	261,7	5,325
	4O ₂	0,140	30,0	6 000	261,7	5,325
podsystem metanizacji	3H ₂	0,027	30,0	15 000	4 078,3	32,886
	15CO ₂	0,049	30,0	100	510,1	2,754
	16CO ₂	0,049	30,0	2 000	491,6	2,144
	20CO ₂	0,099	30,0	2 000	491,6	2,144
	21CO ₂	0,148	30,0	2 000	491,6	2,144
	1SNG	0,175	300,0	2 000	2 587,0	x
	2SNG	0,056	30,0	2 000	886,4	x
	4SNG	-	-	-	-	-
	10SNG	0,104	89,4	4 000	886,4	x
	3H ₂ O	0,119	30,0	300	127,6	0,437
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	-	-	-	-	-
	2CO ₂	-	-	-	-	-
	3CO ₂	7,014	30,0	8 000	284,0	1,272
	5CO ₂	1,328	30,0	8 000	284,0	1,272
	6CO ₂	1,328	264,3	7 920	712,6	2,437
	4CO ₂	5,685	30,0	8 000	284,0	1,272
	7CO ₂	5,685	418,8	7 920	889,4	2,726
	8CO ₂	7,014	390,0	7 920	855,9	2,676
	9CO ₂	7,014	323,1	4 000	787,4	2,696
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,104	89,4	4 000	1 040,7	x
	3O ₂	0,459	30,0	6 000	261,7	5,325
	9CO ₂	7,014	323,1	4 000	787,4	2,696
	1M	7,577	900,5	4 000	1 568,3	x
	2M	7,577	443,4	102	997,8	x
	3M	7,577	71,4	101	855,4	x
	4M	7,482	30,0	100	911,8	x

Tabela 4.26 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu
WARIANT IIIB

	Punkt	Udziały molowe składników gazowych, -						
		CH ₄	CO ₂	CO	H ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
podsystem wytwarzania wodoru i tlenu	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	4H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	2H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂ O	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
	1H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	2H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	3H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	4H ₂	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
	1O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	4O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
podsystem metanizacji	3H ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	15CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	16CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	20CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	21CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1SNG	0,325	0,005	0,000	0,020	0,650	0,000	0,000
	2SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	4SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	10SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3H ₂ O	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
podsystem magazynowania i wytwarzania energii z dwutlenku węgla	1CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	2CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	3CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	5CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	6CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	4CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	7CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	8CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
podsystem wytw. energii elektrycznej z tlenowym spalaniem SNG	5SNG	0,927	0,014	0,000	0,057	0,002	0,000	0,000
	3O ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
	9CO ₂	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	1M	0,000	0,919	0,000	0,000	0,071	0,010	0,000
	2M	0,000	0,919	0,000	0,000	0,071	0,010	0,000
	3M	0,000	0,919	0,000	0,000	0,071	0,010	0,000
	4M	0,000	0,947	0,000	0,000	0,042	0,011	0,000

Tabela 4.27 Obliczeniowe moce urządzeń dla poszczególnych wariantów

parametr	oznaczenie urządzenia	jednostka	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
ekspander spalin	EXM	kW	8 539,04	4 266,88	8 549,79	4 274,49	8 510,76	4 236,42
ekspander dwutlenku węgla	EXCO2	kW	858,56	437,67	841,80	420,78	891,16	470,24
elektrolizer	HG	kW	6 184,15	6 106,28	6 268,14	6 268,14	16 293,37	16 293,37
sprężarka dwutlenku węgla nr 1	SPCO2_01	kW	1 068,81	1 069,37	1 068,19	1 068,19	1 068,81	1 068,81
sprężarka dwutlenku węgla nr 2	SPCO2_02	kW	10,36	10,23	10,50	10,50	10,36	10,36
sprężarka syngazu	SPSNG	kW	30,43	15,02	30,84	15,42	29,58	14,15
sprężarka tlenu	SPO2	kW	22,34	22,06	22,64	22,64	58,86	58,86
sprężarka wodoru	SPH2	kW	95,83	94,63	97,13	97,13	252,49	252,49

Tabela 4.28 Wyznaczone sprawności dla poszczególnych wariantów

parametr	jednostka	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
sprawność cząstkowa produkcji wodoru	%	63,431	63,431	63,431	63,431	63,431	63,431
sprawność cząstkowa produkcji SNG	%	49,011	49,011	49,011	49,011	49,056	49,057
sprawność systemu magazynowania energii	%	35,256	35,650	34,838	34,808	35,914	37,260

Tabela 4.29 Bilans energii i substancji w roku bilansowym dla poszczególnych wariantów

parametr	jednostka	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
zużycie energii elektrycznej	MWh/rok	19472,98	19264,63	19697,67	19697,67	46547,12	46546,28
wytworzona energia elektryczna	MWh/rok	6174,22	6181,79	6170,28	6169,58	6177,06	6184,55
wytworzony wodór	kg/rok	292145,13	288466,26	296112,53	296112,53	769714,07	769714,07
zużycie wodoru	kg/rok	256571,36	253340,46	260055,66	260055,66	769714,07	769714,07
nadwyżka wodoru do sprzedaży	kg/rok	35573,77	35125,81	36056,87	36056,87	-	-
wytworzony tlen	kg/rok	2337161,02	2307730,10	2368900,24	2368900,24	6157712,54	6157712,54
zużycie tlenu	kg/rok	2337161,02	2307730,10	2368900,24	2368900,24	2271720,51	2173559,74
nadwyżka tlenu do sprzedaży	kg/rok	-	-	-	-	3885992,03	3984152,79
zapotrzebowanie wody	m3/rok	971,81	967,47	976,48	976,48	3045,94	3093,47
wytworzony syngaz	kg/rok	529116,20	522453,26	536301,73	536301,73	4201160,07	4201160,07
zużycie syngazu	kg/rok	529116,20	522453,26	536301,73	536301,73	514300,95	492078,07
nadwyżka syngazu do sprzedaży	kg/rok	-	-	-	-	1073047,66	1095270,54
przyjęto dwutlenek węgla do konwersji	kg/rok	-	-	-	-	2800773,38	2800773,38
nadwyżka ciepła metanizacji	GJ/rok	-	-	5562,95	5562,95	-	-

Analiza wyników

Przeprowadzona analiza wyników hybrydowego systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla i wodorze pozwoliła na ocenę efektywności w różnych wariantach operacyjnych. W analizach uwzględniono zarówno bilans energetyczny układu, jak i sprawności poszczególnych podsystemów.

Sprawność całkowita systemu

Wyniki obliczeń wykazały, że sprawność całkowita układu w poszczególnych wariantach operacyjnych kształtowała się następująco:

- Wariant IA: 35,26%,
- Wariant IB: 35,65%,
- Wariant IIA: 34,84%,
- Wariant IIB: 34,81%,
- Wariant IIIA: 35,91%,
- Wariant IIIB: 37,26%.

W Tabeli 4.30 zestawiono sprawności systemu i charakterystyczne temperatury w rejonie ekspanderów dla analizowanych wariantów. Występuje korelacja osiąganych sprawności z temperaturami uzyskiwanymi przed ekspanderem dwutlenku węgla EXCO₂_01 (punkt 8CO₂) oraz za nim (punkt 9CO₂), jak i przed komorą spalania KS. Wraz ze wzrostem w/w temperatur osiągane są wyższe sprawności układu.

Tabela 4.30 Sprawności i charakterystyczne temperatury w rejonie ekspanderów dla analizowanych wariantów

parametr	Jedn.	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
sprawność akumulacji energii elektrycznej	%	35,26	35,65	34,84	34,81	35,91	37,26
temperatura przed EXCO ₂ _02 (punkt 8CO ₂)	K	611,74	621,89	601,66	601,51	632,06	663,10
temperatura przed KS, za EXCO ₂ _02 (punkt 9CO ₂)	K	547,86	557,44	538,35	538,21	567,02	596,26
temperatura przed EXM (punkt 1M)	K	1173	1173	1173	1173	1173	1173

Przypomnieć należy w tym miejscu, że system został sprofilowany dla maksymalizacji sprawności układu. Podjęto działania mające na celu stworzenie warunków umożliwiających osiągnięcie najwyższej możliwej mocy największego urządzenia wytwórczego w systemie, tj. ekspandera spalin EXM, poprzez zapewnienie na jego wlocie, w punkcie (1M), maksymalnej dopuszczalnej temperatury, ograniczonej przez termowyrzimałość materiałów konstrukcyjnych ekspandera, która została ustalona na poziomie 1173 K.

Widać, że warianty IIA i IIB, w których zdecydowano się na rezygnację z wykorzystania ciepła metanizacji do podgrzewu dwutlenku węgla przed ekspanderem EXCO2_02 na rzecz sprzedaży tego medium odbiorcy zewnętrznemu charakteryzują się zmniejszoną sprawnością. Różnica jest stosunkowo niewielka i decydującym dla podjęcia potencjalnej decyzji o wyborze wariantu inwestycyjnego do realizacji będą miały wyniki analizy finansowej przedsięwzięcia, tzn. iż należy zweryfikować, czy osiągnane przychody ze sprzedaży ciepła przewyższają straty związane z obniżeniem sprawności systemu.

Znamiennym jest także fakt, iż największą sprawnością cechują się warianty IIIA i IIIB, w których wydajność układu metanizacji, a co za tym osiągnana moc i ciepło odpadowe do wykorzystania na potrzeby podgrzewu dwutlenku węgla przed ekspanderem EXCO2_02 są najwyższe.

Podsystem ekspansji dwutlenku węgla i spalin pełni kluczową rolę w systemie, ponieważ jest głównym źródłem generacji energii elektrycznej. W analizowanych wariantach jego eksploatacja została zoptymalizowana poprzez maksymalizację mocy ekspanderów przy zachowaniu bezpieczeństwa eksploatacyjnego.

Analiza sprawności osiąganych w poszczególnych podwariantach „A” i „B”, różniących się czasem trwania fazy rozładunku, wskazuje na znikome różnice. W podwariantach „A” przyjęto dwugodzinny, a w podwariantach „B” – czterogodzinny czas trwania tej fazy. Dzięki temu w podwariantach „B” możliwe jest zastosowanie urządzeń podstawowych, takich jak ekspandery EXCO2_02 i EXM, o mocach dwukrotnie niższych w porównaniu do mocy tych urządzeń stosowanych w podwariantach „A”, a co za tym idzie – wymagających niższych nakładów inwestycyjnych. Dodatkową korzyścią jest potencjalna możliwość udziału magazynu w rynku mocy. Weryfikacja wpływu tych czynników na wynik ekonomiczny został zweryfikowany w analizie finansowej.

5. Analiza ekonomiczna

5.1. Metodologia

Ocena opłacalności ekonomicznej Projektu, została opracowana w oparciu o przeprowadzony rachunek ekonomiczny przy wykorzystaniu dyskontowych mierników efektywności:

- wartości zaktualizowanej netto NPV,
- wewnętrznej stopy zwrotu IRR.

5.1.1. Zaktualizowana wartość netto NPV

Zaktualizowana wartość netto *NPV* wyraża na moment dokonywania oceny sumę korzyści jakie może przynieść planowane przedsięwzięcie inwestycyjne w przyjętym okresie obliczeniowym. Według kryterium *NPV* dany projekt inwestycyjny jest opłacalny gdy $NPV \geq 0$. Formuła taka oznacza, że stopa rentowności badanego przedsięwzięcia jest wyższa lub równa stopie granicznej określonej jako stopa dyskontowa przyjęta do rachunku. Wskaźnik jest definiowany następującą zależnością:

$$NPV = \sum_{\tau=0}^{\tau=N} \frac{CF_{\tau}}{(1+r)^{\tau}}, \quad (6.1)$$

gdzie:

- | | |
|-------------|---|
| CF_{τ} | – strumień środków pieniężnych netto, PLN, |
| r | – stopa dyskonta, -, |
| τ | – kolejny rok rozważany od momentu rozpoczęcia
budowy ($\tau = 0$ – rok rozpoczęcia budowy,
$\tau = N$ – ostatni rok rozważany). |

5.1.2. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR

Wewnętrzna stopa zwrotu IRR odzwierciedla stopę rentowności przedsięwzięcia inwestycyjnego. Jest to stopa procentowa, przy której zaktualizowana wartość netto jest równa 0:

$$NPV = \sum_{\tau=0}^{\tau=N} \frac{CF_{\tau}}{(1 + IRR)^{\tau}} = 0, \quad (6.2)$$

Projekt jest opłacalny wtedy, gdy jego wewnętrzna stopa zwrotu jest wyższa lub równa przyjętej stopie rentowności (dyskontowej).

5.1.3. Przepływy pieniężne

Dla właściwej oceny efektywności ekonomicznej inwestycji oszacowano przepływy pieniężne CF_{τ} wykorzystując następującą zależność:

$$CF_{\tau} = [S - J - K + L]_{\tau}, \quad (6.3)$$

gdzie:

S	– przychody, PLN,
J	– koszty inwestycyjne, PLN,
K	– koszty uwzględniające podatek, ale bez amortyzacji, PLN,
L	– wartość likwidacyjna, PLN.

5.1.4. Koszty

Koszty stanowią sumę kosztów operacyjnych (K_{op}), podatku dochodowego (P_d) oraz zmiany kapitału obrotowego (K_{obr}):

$$K = K_{op} + P_d + K_{obr}, \quad (6.4)$$

Koszty operacyjne wyznaczono z wykorzystaniem równania:

$$K_{op} = K_s + K_z, \quad (6.5)$$

gdzie:

- K_s – koszty stałe,
- K_z – koszty zmienne.

Przy czym koszty stałe stanowią sumę:

$$K_s = K_{O\&Ms} + A, \quad (6.6)$$

gdzie:

- $K_{O\&Ms}$ – koszty eksploatacji i utrzymania (niezależne od sposobu pracy systemu),
- A – koszty amortyzacji.

Koszty zmienne to:

$$K_s = K_{O\&Mz} + A_k, \quad (6.7)$$

gdzie:

- $K_{O\&Mz}$ – koszty eksploatacji i utrzymania (zależne od sposobu pracy systemu),
- A_k – koszty podatku akcyzowego (przyjęto, iż podatkiem akcyzowym nie jest objęta energia produkowana przez system magazynowania energii).

Odpowiednio dla określenia rocznych kosztów eksploatacji i utrzymania posłużono się wskaźnikami jednostkowymi:

$$K_{O\&Ms} = k_{O\&Ms} N_{elE}, \quad (6.8)$$

$$K_{O\&Mz} = k_{O\&Mz} E_{elE}, \quad (6.9)$$

gdzie:

- | | | |
|-------------|---|---|
| $k_{O\&Ms}$ | – | wskaźnik jednostkowy stałych kosztów eksploatacji i utrzymania, |
| $k_{O\&Mz}$ | – | wskaźnik jednostkowy zmiennych kosztów eksploatacji i utrzymania. |

5.1.5. Przychody

W toku analiz zidentyfikowano potencjalne źródła przychodów związane z pracą hybrydowego systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze. Zarówno ilość źródeł jak i ich wartości będą różniły się w poszczególnych wariantach:

Wariant I

- przychód ze sprzedaży energii elektrycznej generowanej w okresie rozładowywania systemu,
- przychód ze sprzedaży nadwyżek wodoru.

Wariant II

- przychód ze sprzedaży energii elektrycznej generowanej w okresie rozładowywania systemu,
- przychód ze sprzedaży nadwyżek wodoru,
- przychód ze sprzedaży ciepła uzyskiwanego w procesie metanizacji.

Wariant III

- przychód ze sprzedaży energii elektrycznej generowanej w okresie rozładowywania systemu,
- przychód ze sprzedaży nadwyżek tlenu,
- przychód ze sprzedaży nadwyżek syngazu,
- przychód związany z opłatą za utylizację dwutlenku węgla.

Dodatkowo w każdym z podwariantów z indeksem „B”, ze względu na 4 godzinny czas rozładowywania, przyjęto dodatkowe przychody związane z udziałem w rynku mocy. Oferowanie mocy na rynku przy wykorzystaniu magazynów energii może w przyszłości

umożliwić częściowe sfinansowanie inwestycji w te magazyny poprzez wynagrodzenie za gotowość do dostarczania mocy do systemu. Dodatkowe, potencjalne źródła dochodów, takie jak usługi regulacyjne, które mogą pojawić się na rynku energii w przyszłości, nie zostały uwzględnione w niniejszej analizie ze względu na ich niepewny charakter oraz trudności związane z precyzyjną wyceną tych usług.

Przychody wyznaczono za pomocą wzoru:

$$S_{\tau} = [E_{el_{dch}} \cdot C_{el_{dch}} + Q_{MU} \cdot C_{q_{MU}} + O_2 \cdot C_{O_2} + H_2 \cdot C_{H_2} + SNG \cdot C_{SNG} + CO_2 \cdot C_{CO_2} + N_{RM} \cdot C_{RM}]_{\tau}, \quad (6.10)$$

gdzie:

$E_{el_{dch}}$	– energia elektryczna wyprodukowana w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię na rynku (produkcja na etapie rozładowywania systemu) w rozpatrywanym roku, MWh,
$C_{el_{dch}}$	– cena energii elektrycznej w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię na rynku w rozpatrywanym roku, PLN/MWh,
Q_{MU}	– ciepło z procesu metanizacji, GJ,
$C_{q_{MU}}$	– cena ciepła, PLN/GJ,
O_2	– tlen pochodzący z nadwyżek produkcyjnych elektrolizy, kg,
C_{O_2}	– cena tlenu, PLN/kg,
H_2	– wodór pochodzący z nadwyżek produkcyjnych elektrolizy, kg,
C_{H_2}	– cena wodoru, PLN/kg,
SNG	– syngaz pochodzący z utylizacji dwutlenku węgla, GJ,
C_{SNG}	– cena syngazu, PLN/GJ,
CO_2	– utylizacja dwutlenku węgla, tCO ₂ ,
C_{CO_2}	– cena utylizacji dwutlenku węgla, PLN/tCO ₂ ,
N_{RM}	– moc zgłoszona w Rynku Mocy, MW,
$C_{N_{RM}}$	– cena mocy zgłoszonej w Rynku Mocy, PLN/MW.

W procesie szacowania nakładów inwestycyjnych wykorzystano bogate, wieloletnie doświadczenie Energoprojektu-Katowice S.A. w zakresie projektowania oraz kosztorysowania inwestycji realizowanych w sektorze energetycznym. Podstawą opracowania były oferty obejmujące dostawy maszyn i urządzeń, a także oferty obejmujące realizację prac projektowych czy robót budowlano-montażowych. Dodatkowo uwzględniono ogólnodostępne biuletyny cenowe, takie jak publikacje wydawnictwa Wolters Kluwer Polska S.A. (Bistyp), Sekocenbud oraz Orgbud. Szacunki oparto również na informacjach cenowych udostępnianych publicznie w ramach postępowań przetargowych, zamieszczanych na portalach branżowych, jak i w postępowaniach własnych, wynikających z roli doradcy i projektanta.

Dla obszarów, dla których nie było możliwe uzyskanie kompleksowych ofert techniczno-cenowych, ceny maszyn, urządzeń i wyposażenia dodatkowego, w tym elektrycznego, zostały oszacowane wstępnie. Istotnym wyzwaniem okazało się pozyskanie danych niezbędnych do oszacowania kosztów zakupu ekspanderów, czy reaktora metanizacji o wymaganej mocy. W tym celu przeprowadzono konsultacje z przedstawicielami wiodących w tych obszarach firm. Należy jednak podkreślić, że takie podejście, choć obarczone potencjalnym błędem, jest akceptowalne w przypadku opracowań o charakterze studium wykonalności.

Nakłady inwestycyjne, oszacowane na potrzeby przeprowadzenia analiz ekonomicznych, obejmują koszty związane z realizacją następujących elementów:

- projektów,
- przygotowania, organizacji robót oraz zabezpieczenia placu budowy,
- robót budowlano-montażowych,
- dostaw maszyn i urządzeń.

Z szacunków wykluczono koszty:

- finansowe realizacji inwestycji,
- dostarczenia mediów na etapie budowy (np. wody, energii elektrycznej),
- obsługi inwestycji przez Inżyniera Kontraktu lub/lub Zamawiającego,
- inne koszty poza zakresem opisanych prac.

Weryfikacja oszacowanych kosztów będzie możliwa dopiero na etapie działań przedinwestycyjnych, kiedy inwestor sformułuje deklaracje inwestycyjne.

Wizja rozpoczęcia procesu inwestycyjnego, a w związku z tym uprawdopodobnienie zamówień usług, urządzeń i pozostałych komponentów systemu pomoże zaktywizować działania kosztorysowe. Wiele komponentów będzie wymagała zastosowania rozwiązań niestandardowych. Przyjęta metodologia oraz założenia stanowią podstawę do dalszych analiz i weryfikacji, które będą możliwe na bardziej zaawansowanych etapach przygotowania inwestycji.

5.2. Założenia

5.2.1. Przychody

Główne przychody jakie może generować projekt polegają na sprzedaży energii elektrycznej z magazynu w okresie szczytowego zapotrzebowania lub/i w czasie kiedy ceny energii są wysokie (np. pasmo peak i możliwość skorzystania z arbitrażu cenowego). Z energią elektryczną powiązana jest możliwość uzyskania dodatkowych wpływów z tytułu rynku mocy gdzie magazyny aktywnie od kilku lat uczestniczą w aukcjach na kolejne lata dostaw. Oferowanie na rynku mocy przy wykorzystaniu magazynów energii może pozwolić na częściowe sfinansowanie inwestycji magazynowych w przyszłości z wynagrodzenia za pozostawanie w gotowości do dostarczania mocy do systemu. Dodatkowe potencjalne źródła dochodów, jakie mogą pojawić się w przyszłości na rynku energii jak np. usługi regulacyjne nie są wyceniane w niniejszej analizie ze względu na niepewny charakter i trudności związane z kwantyfikacją cenową tych usług. Tabela 5.1 prezentuje założenia dotyczące oferowanych wolumenów energii i mocy dla rynku mocy w rozważanych wariantach.

Tabela 5.1 Wolumen energii i mocy dla Rynku Mocy

		WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
Sprzedaż energii	MWh/rok	6 174,2	6 181,8	6 170,3	6 169,6	6 177,1	6 184,5
Rynek mocy	MW	NIE	4,7	NIE	4,7	NIE	4,7

Dla wolumenu oferowanego na rynku mocy zastosowano współczynnik korekcyjny dla magazynów energii wynikający z przepisów, który dla roku 2024 wynosił 61,3%.

Kolejnymi źródłami przychodu są wodór i tlen, których nadmiar względem potrzeb systemu hybrydowego zakłada się sprzedawać do odbiorców zewnętrznych np. stacji

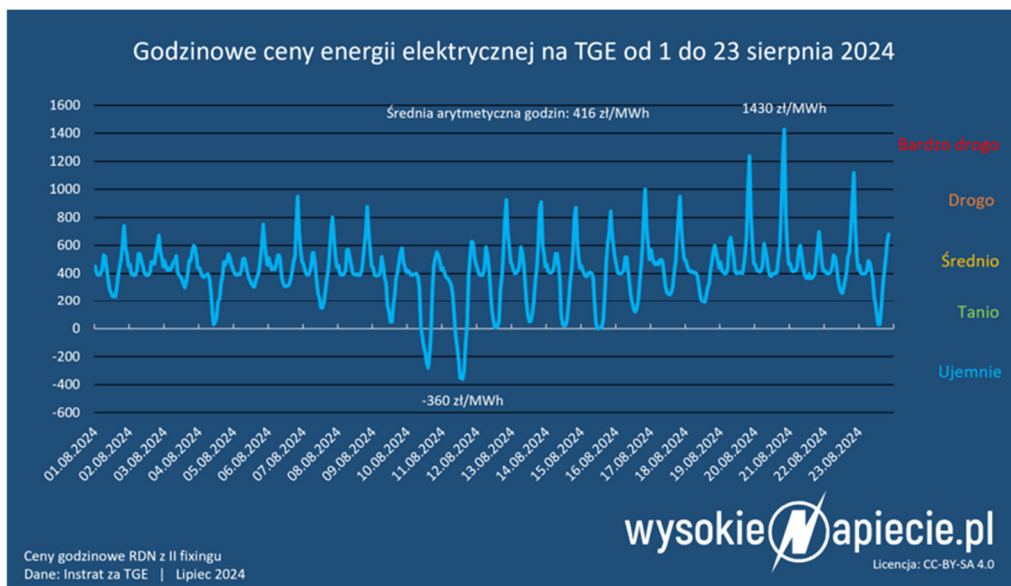
ładowania pojazdów miejskich. Pozostałe produkty procesowe, tj. syngaz, ciepło oraz dwutlenek węgla ze źródeł zewnętrznych podlegający utylizacji z wykorzystaniem funkcjonalności systemu w wariantach IIIA i IIB. Zakładane przepływy tych mediów dla każdego z analizowanych wariantów przedstawia Tabela 5.2

Tabela 5.2 Potencjalne źródła dodatkowych przychodów systemu

		WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
Produkcja syngazu	GJ/rok	-	-	-	-	52343,3	53427,3
Ciepło	GJ/rok	-	-	5563,0	5563,0	-	-
Konwersja CO ₂	t/rok	-	-	-	-	2800,8	2800,8
Sprzedaż tlenu	t/rok	-	-	-	-	3886,0	3984,2
Sprzedaż wodoru	kg/rok	35573,8	35125,8	36056,9	36056,9	-	-

Ze względu na długi horyzont analizy (25 lat), i ryzyko związane z prognozowaniem cen energii w tak długim okresie czasu (zmieniający się mix energetyczny, fluktuacje na rynku paliw i CO₂), do rachunku przyjęto ceny energii w ujęciu realnym na dzień dzisiejszy na podstawie danych publikowanych przez TGE w zakresie kontraktów terminowych na lata 2025-2027.

W wymienionym okresie cena energii osiąga poziom około 450 zł/MWh i taką wartość przyjęto jako stawkę bazową (base). Dla oszacowania przychodów założono poziom „peak” wyższy średnio o około 20% od stawki podstawowej w wysokości 540 zł/MWh. Analizując roczne dane godzinowe należy stwierdzić, że rozbieżność cen stawki podstawowej base jest bardzo duża zarówno w górę jak i w dół (np. ceny ujemne w okresie intensywnej pracy PV latem), dlatego powyższe założenie odchylenia średnio o $\pm 20\%$ od ceny podstawowej jest konserwatywne i istnieje tutaj pole do optymalizacji pracy układu, a co za tym idzie, wzrostu efektywności ekonomicznej (wyższe przychody i niższe koszty ładowania w dolinie nocnej).



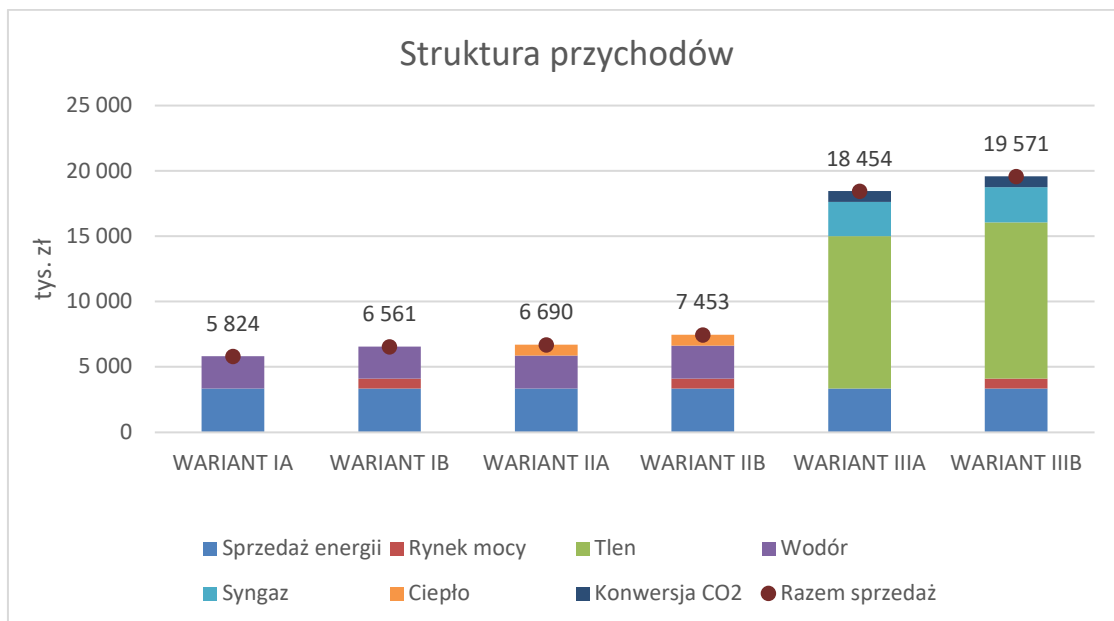
Rys. 5.1 Zmienność cen energii elektrycznej na TGE w ujęciu godzinowym dla okresu 1 - 23.08.2024

Dla oszacowania przychodów z rynku mocy założono ostatnią stawkę z aukcji w grudniu 2024 roku w wysokości 265 zł/kW oraz czas trwania kontraktu mocowego 15 lat. Pozostałe założenia cenowe dla oszacowania przychodów:

- Cena wodoru – na podstawie danych rynkowych, w obliczeniach zastosowano stawkę w wysokości 70 zł/kg. Należy mieć świadomość, że ze względu na początkową fazę i rozwój rynku wodoru, ceny są dynamiczne i osiągają poziom nawet ponad 90 zł/kg jednak na zachodzie Europy jest to poziom bliżej 15 - 20 EUR/kg.
- Cena sprzedaży syngazu – założono konkurencyjną stawkę (50 zł/GJ) w porównaniu z gazem sieciowym, którego średnia cena na TGE w roku 2024 wyniosła około 48 zł/GJ bez opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, które mogą wynieść nawet około 50% w odniesieniu do ceny podstawowej.
- Cena ciepła – 150 zł/GJ. Stawka referencyjna ogłaszana przez Prezesa URE za 2024 wynosiła od 120 zł/GJ (wytwarzania na węglu) do 173 zł/GJ (wytwarzanie w oparciu o paliwo gazowe).
- Cenę za utylizację dwutlenku węgla określono w odniesieniu do kosztu zaoszczędzonej emisji i przyjęto poziom 70 EUR/t. Obecna cena to ponad 80 EUR/t, jednak w roku 2024 średnioważony poziom wyniósł 64 EUR/t dla krajowych emisji i wolumenów sprzedanych za pośrednictwem giełdy EEX. Większość prognoz przewiduje stawki przekraczające nawet 100 EUR/t dlatego w tym obszarze identyfikuje się rezerwę dla poprawy wyników.

- Cena tlenu – na podstawie informacji od wytwórcy poziom ten waha się między 3,5-4,0 zł/kg. Ze względu na dużą ilość wytwarzanego tlenu w wariantach IIIA i IIB, przyjęto dolną stawkę w wysokości 3 zł/kg.

W oparciu o powyższe założenia dotyczące ilości i cen jednostkowych, dla każdego z analizowanych wariantów opracowano strukturę rocznych przychodów, którą pokazano na Rys. 5.2.



Rys. 5.2 Struktura rocznych przychodów dla poszczególnych wariantów systemu

5.2.2. Koszty

Po stronie kosztów projektu magazynu głównym elementem jest zużycie energii elektrycznej dla zasilania elektrolizera oraz sprężarki dwutlenku węgla. Ponadto występują koszty stałe związane z remontami i przeglądami okresowymi oraz obsługą instalacji, a także koszty podatków od nieruchomości, budowli i ubezpieczeń instalacji. Niebywale istotnym elementem przepływów pieniężnych są nakłady inwestycyjne. Składowe nakładów dla wszystkich analizowanych wariantów zestawiono w Tabeli 5.3.

Tabela 5.3 Nakłady inwestycyjne dla analizowanych wariantów

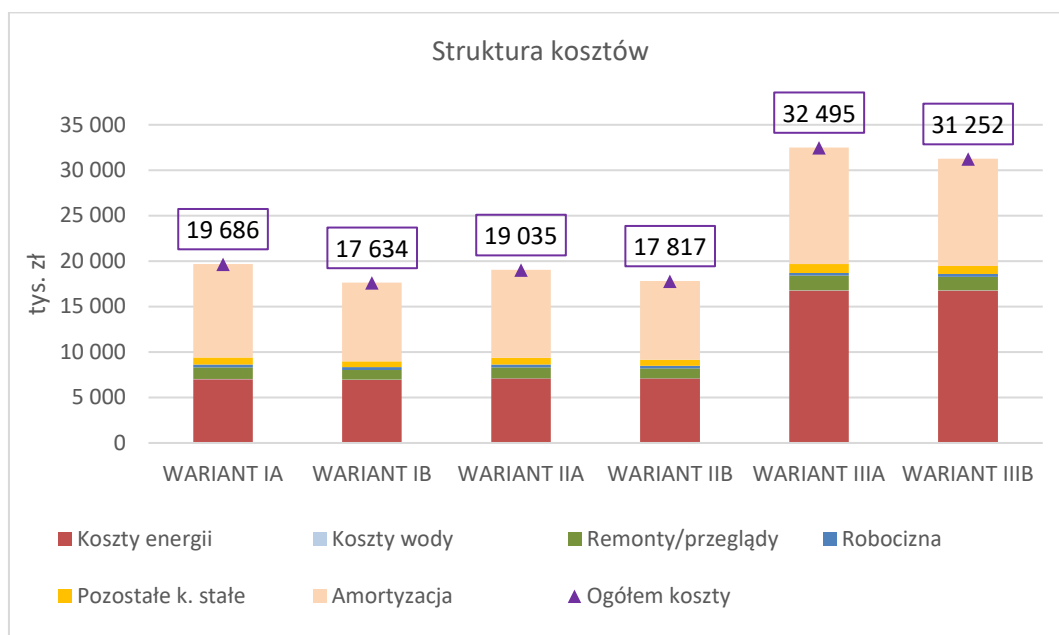
	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
CZĘŚĆ BUDOWLANA						
budynek technologiczny konstrukcja stalowa, lekka obudowa (płyty warstwowe, dach blacha trapezowa, wełna, papa)	13 750 000 zł	12 375 000 zł	13 750 000 zł	12 375 000 zł	13 750 000 zł	12 375 000 zł
budynek elektryczny wraz ze sterownią budynek murowany z bloczków wapienno piaskowych, wełna mineralna i tynkiem zewnętrznym i wewnętrznym.	944 000 zł	944 000 zł	944 000 zł	944 000 zł	944 000 zł	944 000 zł
Place i drogi	3 060 000 zł	3 060 000 zł	3 091 000 zł	3 091 000 zł	3 366 000 zł	3 366 000 zł
Sieci zewnętrzne wod-kad, p.poż, itp..	2 200 000 zł	2 200 000 zł	2 200 000 zł	2 200 000 zł	2 200 000 zł	2 200 000 zł
Estakady technologiczne - konstrukcje stalowe wraz z fundamentami (~200m)	1 215 000 zł	1 215 000 zł	1 337 000 zł	1 337 000 zł	1 337 000 zł	1 337 000 zł
Adaptacja szybu na potrzeby zbiornika niskociśnieniowego dwutlenku węgla (uszczelnienie szybu, korek szybowy, tamy)	14 200 000 zł	14 200 000 zł	14 200 000 zł	14 200 000 zł	14 200 000 zł	14 200 000 zł
INSTALACJE ELEKTRYCZNE I AKPIA						
Instalacje elektryczne potrzeb własnych instalacji i wyprowadzenie energii elektrycznej	10 665 000 zł	8 692 000 zł	9 893 000 zł	8 710 000 zł	13 796 000 zł	12 587 000 zł
Instalacje AKPIA	7 618 000 zł	6 209 000 zł	7 067 000 zł	6 222 000 zł	9 855 000 zł	8 991 000 zł
INSTALACJE TECHNOLOGICZNE						
elektrolizer	36 120 000 zł	36 120 000 zł	36 120 000 zł	36 120 000 zł	65 016 000 zł	65 016 000 zł
sprężarka dwutlenku węgla SPCO ₂ _1	32 560 000 zł	32 560 000 zł	32 560 000 zł	32 560 000 zł	32 560 000 zł	32 560 000 zł
sprężarka dwutlenku węgla SPCO ₂ _2	125 000 zł	125 000 zł	125 000 zł	125 000 zł	125 000 zł	125 000 zł
sprężarka gazu syntetycznego SPSNG_1	250 000 zł	175 000 zł	250 000 zł	175 000 zł	250 000 zł	175 000 zł
sprężarka tlenu SPO ₂ _1	1 759 000 zł	1 737 000 zł	1 783 000 zł	1 783 000 zł	4 635 000 zł	4 635 000 zł
sprężarka wodoru SPH ₂ _1	2 152 000 zł	2 125 000 zł	2 181 000 zł	2 181 000 zł	5 670 000 zł	5 670 000 zł
ekspander spalin EXM_1	19 277 000 zł	9 632 000 zł	19 301 000 zł	9 650 000 zł	19 213 000 zł	9 564 000 zł
ekspander dwutlenku węgla EXCO ₂ _1	1 938 000 zł	988 000 zł	1 900 000 zł	950 000 zł	2 012 000 zł	1 062 000 zł

	WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
reaktor metanizacji	3 248 000 zł	3 207 000 zł	3 292 000 zł	3 292 000 zł	9 745 000 zł	9 745 000 zł
komora spalania	8 148 000 zł	4 023 000 zł	8 258 000 zł	4 129 000 zł	7 920 000 zł	3 789 000 zł
wysokociśnieniowy zbiornik dwutlenku węgla	4 858 000 zł	4 861 000 zł	4 855 000 zł	4 855 000 zł	4 858 000 zł	4 855 000 zł
zbiorniki buforowe tlenu na potrzeby własne	3 057 000 zł	3 018 000 zł	3 098 000 zł	3 098 000 zł	2 971 000 zł	2 843 000 zł
zbiorniki tlenu nadmiarowego	- zł	- zł	- zł	- zł	10 165 000 zł	10 422 000 zł
zbiorniki buforowe wodoru na potrzeby własne	2 396 000 zł	2 366 000 zł	2 428 000 zł	2 428 000 zł	7 187 000 zł	7 187 000 zł
zbiorniki wodoru nadmiarowego	16 609 000 zł	6 560 000 zł	6 734 000 zł	6 734 000 zł	- zł	- zł
zbiorniki buforowe gazu syntetycznego	4 134 000 zł	4 082 000 zł	4 191 000 zł	4 191 000 zł	4 017 000 zł	3 848 000 zł
zbiornik buforowy wody	39 000 zł	39 000 zł	40 000 zł	40 000 zł	101 000 zł	101 000 zł
instalacja separacji wilgoci z gazu syntetycznego	953 000 zł	485 000 zł	965 000 zł	497 000 zł	928 000 zł	460 000 zł
instalacja separacji wilgoci z dwutlenku węgla	462 000 zł	234 000 zł	468 000 zł	240 000 zł	450 000 zł	222 000 zł
układ podgrzewu dwutlenku węgla z wykorzystaniem ciepła metanizacji	375 000 zł	327 000 zł	- zł	- zł	928 000 zł	796 000 zł
układ podgrzewu dwutlenku węgla z wykorzystaniem ciepła spalin	439 000 zł	373 000 zł	- zł	- zł	1 185 000 zł	1 007 000 zł
wodny układ chłodzenia	882 000 zł	882 000 zł	882 000 zł	882 000 zł	882 000 zł	882 000 zł
układ wyprowadzenia ciepła do odbiorcy zewnętrznego	- zł	- zł	230 000 zł	230 000 zł	- zł	- zł
rurociągi technologiczne i pozostałe instalacje technologiczne nieuwjęte powyżej	12 580 000 zł	10 253 000 zł	11 669 000 zł	10 274 000 zł	16 274 000 zł	14 847 000 zł
SUMA	206 013 000 zł	173 067 000 zł	193 812 000 zł	173 513 000 zł	256 540 000 zł	235 811 000 zł
INŻYNIERIA						
prace projektowe, inwentaryzacyjne, geodezyjne, nadzory itp.	30 902 000 zł	25 960 000 zł	29 072 000 zł	26 027 000 zł	38 481 000 zł	35 372 000 zł
REZERWA (ok 10%)	20 601 000 zł	17 307 000 zł	19 381 000 zł	17 351 000 zł	25 654 000 zł	23 581 000 zł
OGÓŁEM	257 516 000 zł	216 334 000 zł	242 265 000 zł	216 891 000 zł	320 675 000 zł	294 764 000 zł

Założenia jakie przyjęto dla określania kosztów były następujące:

- Koszt energii elektrycznej do ładowania – założono 80% ceny base czyli 360 zł/MWh,
- Cena wody – 15 zł/t,
- Wynagrodzenia – 3 osoby po 100 tys. zł/os/rocznie,
- Remonty i przeglądy instalacji – 0,5% od wartości capex co roku,
- Pozostałe koszty stałe – 0,3% wartości capex w każdym roku,
- Amortyzacja – przyjęto założenie zastosowania amortyzacji bilansowej, gdzie wartość capex jest równomiernie rozłożona w czasie w okresie eksploatacji,
- WACC realny – 7 %,
- Podatek dochodowy CIT – 19%,
- Okres obliczeniowy – 25 lat eksploatacji od uruchomienia inwestycji.

Dla powyższych założeń wyznaczono roczne koszty dla poszczególnych wariantów systemu, których strukturę ukazuje Rys. 5.3.



Rys. 5.3 Struktura rocznych kosztów dla poszczególnych wariantów systemu

5.2.3. Wydatki inwestycyjne

Początkowe nakłady inwestycyjne stanowią wartość netto i zostały wyliczone zgodnie z poniższymi założeniami:

- Nakłady obejmują koszty: dokumentacji projektowej, robót budowlano - montażowych, dostaw maszyn i urządzeń, obsługi realizacji projektu przez wykonawcę.
- Nakłady nie obejmują kosztów finansowych realizacji inwestycji oraz ryzyk wystąpienia „siły wyższej”.

Ogółem wydatki inwestycyjne w poszczególnych wariantach zostały wyznaczone zgodnie z powyższymi założeniami i zestawione w Tabeli 5.4.

Tabela 5.4 Nakłady inwestycyjne

		WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
Capex	tys. zł	257 516	216 334	242 265	216 891	320 675	294 764

5.3. Wyniki i ich analiza

Wyniki obliczeń NPV dla opisanych wcześniej założeń bazowych prezentuje Tabela 5.5:

Tabela 5.5 NPV dla poszczególnych wariantów systemu

		WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
NPV	tys. zł	-289 558	-238 840	-264 826	-231 417	-325 508	-287 673

Wartości wewnętrznej stopy zwrotu IRR – nie znaleziono.

Przy przyjętych konserwatywnych założeniach cenowych, żaden z wariantów nie zapewnia zwrotu zainwestowanych wydatków inwestycyjnych – wartości zaktualizowane netto NPV są mniejsze od zera.

Główną przyczyną jest brak rentowności operacyjnej - wyniki operacyjne netto EBIT, które prezentuje Tabela 5.6 są mniejsze od zera. W wariantach IA, IB i IIA projekty nie pokrywają nawet kosztów zmiennych.

Tabela 5.6 Wyniki EBIT i EBITDA dla analizowanych wariantów systemu

		WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
Wynik na kosztach zmiennych	tys. zł	-1 201	-389	-415	347	1 651	2 768
Wynik operacyjny (EBIT)	tys. zł	-13 861	-11 073	-12 344	-10 364	-14 041	-11 681
EBITDA	tys. zł	-3 561	-2 419	-2 654	-1 688	-1 214	110

W wariantach IIIA i IIIB, wyniki są zdecydowanie korzystniejsze dzięki planowanym przychodom ze sprzedaży tlenu natomiast w wariantcie IIB dodatkowe przychody generowane z ciepła oraz jednocześnie z rynku mocy i sprzedaży wodoru, co również poprawia jego rentowność względem pozostałych Wariantów

5.3.1. Możliwości urentownienia projektu

Aby projekt generował dodatnie wyniki finansowe, które zapewnią rentowność operacyjną a w konsekwencji wykonalność finansową (zwrot poniesionych wydatków), konieczne jest spełnienie warunków wynikających z otoczenia rynkowego - korzystnych cen (spreadów) energii dla zapewnienia opłacalności wynikającej z pracy projektu jako magazyn energii oraz wsparcia finansowego na poziomie inwestycyjnych np. poprzez dotację lub niskooprocentowaną pożyczkę/kredyt.

- Ceny energii na poziomie 50% ceny „base” podczas ładowania i 150% przy sprzedaży zapewnią dodatnią nadwyżkę EBITDA, aby uzyskać dodatni wynik operacyjny (EBIT) ceny energii musiałyby oscylować na poziomie około 200% podczas rozładowywania (około 900 zł/MWh), co jest możliwe w określonych porach roku i dnia.
- Dodatkowym atutem może być praca instalacji przy dużym zakładzie przemysłowym i zapotrzebowaniu na energię w porach dnia, kiedy ceny energii są wysokie w szczycie a w dolinie nocnej nie ma zapotrzebowania i można pobierać tanią energię do ładowania.
- Praca „blisko” odbiorcy końcowego pozwoli ponadto na skrócenie łańcucha dostaw (brak pośredników i marży handlowej) i w przypadku energii i magazynu może zapewnić dodatkowe bezpieczeństwo i pewność zasilania w przypadku awarii sieci czy wysokiego popytu na energię.

- Tabela 5.7 zawiera analizę wrażliwości dla głównego parametru decydującego w każdym wariancie o wynikach ekonomicznych czyli ceny energii elektrycznej pobieranej z sieci i sprzedawanej (lub zużywanej) podczas rozładowywania.
- Przyjęte oznaczenia np. 150%/50% określają, że energia oddawana jest za 150% przyjętej stawki base (675 zł/MWh) natomiast ładowanie odbywa się za 50% ceny base (225 zł/MWh).

Tabela 5.7 Analiza wrażliwości projektu dla różnych stawek sprzedaży energii

			WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
150%/50%	EBIT	tys. zł	-10 399	-7 637	-8 852	-6 872	-6 924	-4 562
	EBITDA	tys. zł	-98	1 016	839	1 804	5 903	7 229
200%/50%	EBIT	tys. zł	-9 010	-6 246	-7 464	-5 484	-5 534	-3 170
	EBITDA	tys. zł	1 291	2 407	2 227	3 192	7 293	8 620
250%/50%	EBIT	tys. zł	-7 621	-4 856	-6 075	-4 095	-4 144	-1 779
	EBITDA	tys. zł	2 680	3 798	3 615	4 580	8 683	10 012
300%/50%	EBIT	tys. zł	-6 231	-3 465	-4 687	-2 707	-2 754	-387
	EBITDA	tys. zł	4 069	5 189	5 004	5 968	10 073	11 403
350%/50%	EBIT	tys. zł	-4 842	-2 074	-3 299	-1 319	-1 364	1 004
	EBITDA	tys. zł	5 458	6 580	6 392	7 356	11 463	12 795

Z powyższego wynika, że dopiero przy stawce około 1575 zł/MWh (350% stawki base) przy rozładowywaniu i 225 zł/MWh (ładowanie) Wariant 4 uzyskuje dodatni wynik operacyjny.

O wiele korzystniej prezentują się wyniki, które prezentuje Tabela 5.8 przy założeniu 20% stawki podczas ładowania (90zł/MWh) co związane jest ze znacznie większą ilością energii koniecznej do naładowania układu. Już przy pierwszej kombinacji w analizie wrażliwości (675 zł/MWh sprzedaż i 90 zł/MWh) wariant 4 osiąga dodatni wynik operacyjny a EBITDA w wysokości 13.5 mln zł/rok przy wsparciu inwestycji w postaci dotacji pozwoliłaby na zwrot kapitału. Kolejne przypadki gwarantują dodatnie nadwyżki w kolejnych wariantach.

Tabela 5.8 Analiza wrażliwości projektu dla różnych stawek zakupu energii

			WARIANT IA	WARIANT IB	WARIANT IIA	WARIANT IIB	WARIANT IIIA	WARIANT IIIB
150%/20%	EBIT	tys. zł	-7 770	-5 037	-6 193	-4 213	-640	1 722
	EBITDA	tys. zł	2 530	3 617	3 498	4 463	12 187	13 512
200%/20%	EBIT	tys. zł	-6 381	-3 646	-4 804	-2 824	750	3 113
	EBITDA	tys. zł	3 920	5 008	4 886	5 851	13 577	14 904
250%/20%	EBIT	tys. zł	-4 992	-2 255	-3 416	-1 436	2 140	4 505
	EBITDA	tys. zł	5 309	6 399	6 274	7 239	14 967	16 295
300%/20%	EBIT	tys. zł	-3 603	-864	-2 028	-48	3 530	5 896
	EBITDA	tys. zł	6 698	7 789	7 663	8 628	16 357	17 687
350%/20%	EBIT	tys. zł	-2 213	527	-640	1 340	4 920	7 288
	EBITDA	tys. zł	8 087	9 180	9 051	10 016	17 747	19 078

Odpowiednia optymalizacja układu i równoczesne założenie wyższych cen dla pozostałych czynników (np. ciepło, syngaz) pozwoliłoby na uzyskanie jeszcze korzystniejszych wyników rachunku.

6. Konkluzje i wnioski

W ramach rozprawy doktorskiej przeprowadzono kompleksową analizę techniczną i ekonomiczną hybrydowego systemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla i wodorze, w celu weryfikacji postawionej tezy.

Przeprowadzone badania potwierdziły techniczną wykonalność systemu, jednak jego pełna rentowność wymaga spełnienia specyficznych warunków ekonomicznych i regulacyjnych. Kluczowe wnioski są następujące:

6.1. Efektywność techniczna systemu

Sprawność akumulacji energii elektrycznej w systemie wynosiła od 34,81% do 37,26%, w zależności od wariantu operacyjnego. Najwyższą wartość osiągnięto w wariantcie IIIB (37,26%), co było efektem większej skali procesu metanizacji, wykorzystania ciepła odpadowego oraz wprowadzenia zewnętrznego strumienia CO₂.

Warianty IA i IB charakteryzowały się wyższą sprawnością niż warianty IIA i IIB, co wskazuje, że pełne wykorzystanie ciepła odpadowego w cyklu technologicznym jest kluczowe dla maksymalizacji efektywności.

W przypadku analizowanego systemu ocena techniczna instalacji nie powinna opierać się wyłącznie o wskaźnik wykorzystywany dla oceny efektywności energetycznej, jakim jest sprawność magazynowania energii. Wskaźnik ten nie uwzględnia bowiem ubocznych efektów pracy systemu, jakimi są: potencjalna utylizacja CO₂, potencjalna nadprodukcja wodoru, potencjalna nadprodukcja tlenu, potencjalna nadprodukcja SNG. Co więcej, definicja sprawności nie uwzględnia efektu energetycznego, jakim jest produkcja ciepła o wysokim potencjale z uwagi na wysoki parametr temperaturowy.

6.2. Wyniki analiz ekonomicznych

Nakłady początkowe wynoszą od 216,334 mln PLN (wariant IB) do 320,675 mln PLN (wariant IIIA). O tak wysokim nakładzie inwestycyjnym decydują w głównej mierze nakłady finansowe na zakup elektrolizera i podstawowej sprężarki dwutlenku węgla, a w drugiej kolejności ekspandera spalin. Warianty z dłuższym czasem rozładunku

(„B”) charakteryzują się niższymi kosztami inwestycyjnymi dzięki zastosowaniu urządzeń o mniejszych mocach.

Wyniki netto EBIT ujemne, co wskazuje na brak rentowności operacyjnej przy założonych konserwatywnych warunkach cenowych. Warianty IIIA i IIIB wykazują największy potencjał poprawy wyników dzięki przychodom ze sprzedaży tlenu, syngazu oraz opłatom za utylizację CO₂. Trzeba zwrócić uwagę, iż analizy były wykonywane przy założeniu, że w lokalizacji właściwej dla funkcjonowania systemu występuje popyt na przedmiotowe produkty.

Przychody ze sprzedaży ciepła częściowo rekompensują spadek sprawności systemu. W przypadku wariantu IIB dodatkowe przychody ze sprzedaży ciepła oraz przychody z udziału w rynku mocy znacząco poprawiają wyniki EBIT i EBITDA. Niemniej jednak projekt wciąż nie osiąga dodatnich wartości NPV w obecnym otoczeniu makroekonomicznym.

Warunki konieczne dla uzyskania rentowności

Aby system generował dodatnie wyniki finansowe, kluczowe jest spełnienie następujących warunków:

- Ceny energii: tzw. Spread między kosztem energii w czasie ładowania, a ceną w czasie rozładowania powinien wynosić 50% ceny „base” podczas ładowania i powyżej 150% przy sprzedaży. Przy takich założeniach warianty IIIA i IIIB wykazują dodatni wynik EBITDA.
- Dotacje i wsparcie publiczne: Wsparcie inwestycyjne w postaci dotacji lub niskooprocentowanych pożyczek mogłoby znacząco poprawić opłacalność inwestycji.
- Rozwój rynku mocy: Warianty „B” z dłuższym czasem rozładowania mają potencjał uzyskania dodatkowych przychodów z rynku mocy, które mogłyby pozwolić na pokrycie np. kosztów stałych projektu.

6.3. Najbardziej obiecujące warianty

Wariant IIIB: Optymalny dla maksymalizacji zysków ze sprzedaży tlenu, syngazu i utylizacji CO₂, szczególnie w warunkach wysokiego spreadu cen energii.

Wariant IB: Korzystny pod kątem minimalizacji nakładów inwestycyjnych i stabilnych przychodów ze sprzedaży wodoru.

6.4. Znaczenie wdrożeniowe

Niniejsza rozprawa, będąca doktoratem wdrożeniowym, dostarcza wartości naukowej i praktycznej. Opracowane studium wykonalności stanowić będzie bazę do podjęcia strategicznych decyzji dotyczących udziału Biura Studiów Projektów i Realizacji Energoprojekt Katowice S.A. w obszarze systemów magazynowania energii w sprężonych gazach.

Biuro projektowe z pewnością wykorzysta nie tylko samo studium wykonalności, ale także opracowany w jego ramach model obliczeniowy hybrydowego systemu magazynowania energii, założenia ekonomiczne oraz wyniki analizy finansowej. Stanowią one będą podstawę zarówno dla dalszych prac studialnych, jak i koncepcyjnych.

Obecne otoczenie makroekonomiczne, w tym dynamicznie rozwijający się rynek magazynów energii opartych na rozwiązaniach elektrochemicznych oraz szeroko dostępne programy wsparcia dla tego typu technologii, nie wskazuje na możliwość szybkiej realizacji inwestycji w hybrydowy system magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze w oparciu o rozwiązania zaprezentowane w niniejszej pracy przy jednoczesnym zachowaniu dodatniego wyniku finansowego. Decyzje dotyczące potencjalnej realizacji takiej inwestycji muszą być poprzedzone okresową weryfikacją oraz szczegółową analizą otoczenia rynkowego, a także badaniem wrażliwości dla różnych scenariuszy cen energii i produktów systemu. Celem tych działań jest maksymalizacja opłacalności inwestycji, zwłaszcza w okresach zmian legislacyjnych, uruchamiania programów wsparcia czy fluktuacji cen mediów energetycznych. Szczególne znaczenie mają różnice w cenach energii w okresach jej nadprodukcji oraz wzmożonego zapotrzebowania, które mogą istotnie wpływać zarówno na koszty inwestycyjne, jak i eksploatacyjne.

Przy odpowiednich warunkach system hybrydowy może odegrać kluczową rolę w stabilizacji systemu elektroenergetycznego oraz wspierać transformację energetyczną w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. W kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju kluczowe jest wdrażanie wielkoskalowych systemów magazynowania energii, które mogą podlegać dyspozycyjności Operatora Systemu Przesyłowego. Analizowany system może zostać sklasyfikowany jako jedno z takich rozwiązań. Korzystne również wydaje się poszukiwanie alternatywnych

technologii wobec popularnych systemów wykorzystujących akumulatory litowo - jonowe. Wynika to głównie z stosunkowo niewielkiego rynku tych urządzeń w odniesieniu do globalnej skali potrzeb.

W oparciu o przeprowadzone analizy oraz uzyskana w ich toku rezultaty zasadne wydaje się sprofilowanie przyszłych prac na badanie wpływu na efektywność techniczną oraz ekonomiczną takich parametrów jak ciśnienie magazynowania dwutlenku węgla w zbiorniku wysokiego ciśnienia oraz w zbiorniku niskiego ciśnienia. Potencjalne podniesienie tych ciśnień będzie skutkowało zwiększeniem pojemności systemu magazynowania energii. Proponuje się również przeprowadzenie analiz mających na celu włączenia do struktury systemu zasobników na ciepło wykorzystujących jako nośnik np. materiał skalny lub olej termalny. Pozwoli to na pełniejsze wykorzystanie ciepła generowanego podczas procesu metanizacji.

7. Bibliografia

- [1] J. Milewski, J. Kupecki, A. Szczęśniak i N. Uzunow, „Hydrogen production in solid oxide electrolyzers coupled with nuclear reactors,” *International Journal of Hydrogen Energy*, tom 46, nr 72, pp. 35765-35776, 2021.
- [2] K. Europejska, „Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Dady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Europejski Zielony Ład,” 11 12 2019. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_1&format=PDF. [Data uzyskania dostępu: 10 12 2024].
- [3] K. Europejska, „Załącznik nr 1 do Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Dady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Europejski Zielony Ład,” 11 12 2019. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_2&format=PDF. [Data uzyskania dostępu: 10 12 2024].
- [4] PSE, „Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna,” 10 Grudzień 2024. [Online]. Available: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023#r1_3. [Data uzyskania dostępu: 10 12 2024].
- [5] M. Brzuszkiewicz i Ł. Bartela, „Transformacja energetyczna w Polsce: rola elektrolizerów PEM, dostępność danych technicznych i kryteria oceny ofert - studium przypadku,” *Rynek Energii*, pp. 22-30, 2024.
- [6] B. Derski, „Rośnie awaryjność polskich elektrowni,” 12 02 2019. [Online]. Available: <https://wysokienapiecie.pl/16866-rosnie-awaryjnosc-polskich-elektrowni/>. [Data uzyskania dostępu: 15 08 2024].
- [7] M. Strzelecki, „PGE to shut coal units at Rybnik power plant by end of 2025,” 24 09 2024. [Online]. Available: https://www.reuters.com/business/energy/pge-shut-coal-units-rybnik-power-plant-by-end-2025-2024-09-26/?utm_source=chatgpt.com. [Data uzyskania dostępu: 10 10 2024].
- [8] M. K. i. Środowska, „Polityka Energetyczna Polski. Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021r.,” Ministerstwo Klimatu i Środowska, Warszawa, 2021.

- [9] M. Marona, „Ujemne ceny energii elektrycznej – paradoks rynku energetycznego,” 21 6 2024. [Online]. Available: https://www.rynekelektryczny.pl/ujemne-ceny-energii-elektrycznej-i-mechanizm-ich-powstawania/?utm_source=chatgpt.com. [Data uzyskania dostępu: 15 7 2024].
- [10] Urząd Regulacji Energetyki, „W sierpniu po raz kolejny odnotowano ujemne ceny energii na TGE. Wytwórcy energii z OZE powinni skorygować wnioski o wydanie świadectw pochodzenia,” 4 9 2024. [Online]. Available: <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/swiadectwa-pochodzenia/ceny-ujemne/12140,W-sierpniu-po-raz-kolejny-odnotowano-ujemne-ceny-energii-na-TGE-Wytworcy-energii.html>. [Data uzyskania dostępu: 25 9 2024].
- [11] Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, „Kancelaria Prezesa Rady Ministrów,” 15 wrzesień 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.pl/web/premier/premier-oglosil-tarcze-solidarnosciowa-ktora-ma-chronic-polakow-przed-gwaltownnymi-wzrostami-cen-energii>. [Data uzyskania dostępu: 17 wrzesień 2022].
- [12] International Energy Agency, „World Energy Outlook 2022. International Energy Agency,” 11 2022. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 15 08 2024].
- [13] International Energy Agency., „Batteries and Secure Energy Transitions. World Energy Outlook Special Report,” 4 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>. [Data uzyskania dostępu: 10 10 2024].
- [14] A. Skorek-Osikowska i Ł. Bartela, „System i sposób magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla oraz wodorze”. Polska Patent 241439, 13 07 2022.
- [15] Ł. Bartela, S. Waniczek, M. Brzuszkiewicz, B. Stanek i J. Ochmann, „System izobarycznych zbiorników na dwutlenek węgla dla systemów magazynowania energii.”. Polska Patent P.437305, 2021.
- [16] B. Stanek, J. Ochmann, Ł. Bartela, M. Brzuszkiewicz, S. Rulik i S. Waniczek, „Isobaric tanks system for carbon dioxide energy storage – The performance analysis,” *Journal of Energy Storage*, tom 52(A), 2022.
- [17] International Electrotechnical Commission, „Electrical energy storage: white paper,” International Electrotechnical Commission, 2011.

- [18] H. Lund i A. N. Andersen, „Energy Storage and the Integration of Renewable Energy,” *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 4(5), pp. 507-521, 2015.
- [19] H. Lund i B. V. Mathiesen, „The role of energy storage in the transition to a renewable energy future.,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (38), pp. 86-97, 2015.
- [20] W. Tong, L. Zhengang, C. Weijiang, H. Minxiao, Z. Guoliang, W. Xifan i D. Zhanfeng, „Solid gravity energy storage: A review,” *Journal of Energy Storage* (53), 2022.
- [21] P. Backer i J. Radcliffe, „Solid Gravity Energy Storage: A review of systems and potential applications,” *Energy* (171), pp. 255-265, 2019.
- [22] J. Rifkin, „The third industrial revolution : how lateral power is transforming energy, the economy, and the world,” w *Palgrave Macmillan*, 2011.
- [23] Z. Jing, Y. Wang, J. Chang, X. Wang, A. Guo i X. Meng, „Construction of pumped storage power stations among cascade reservoirs to support the high-quality power supply of the hydro-wind-photovoltaic power generation system,” *Energy Conversion and Management*, 2025.
- [24] Zespół Ekspercki do spraw Budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowych, Warszawa, 2022.
- [25] I. H. A. (IHA), „International Hydropower Association (IHA),” 16 8 2024. [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/news/chinas-fengning-station-worlds-largest-pumped-hydro-power-plant-sets-new-global-benchmark>. [Data uzyskania dostępu: 15 9 2024].
- [26] Power Technology, „Power plant profile: Grand Maison, France,” 21 10 2024. [Online]. Available: <https://www.power-technology.com/marketdata/power-plant-profile-grand-maison-france/>. [Data uzyskania dostępu: 10 11 2024].
- [27] E. Stergios, E. Nikolopoulos, F. Baptiste, C. Brown i E. Anagnostou, „Evaluating existing water supply reservoirs as small-scale pumped hydroelectric storage options – A case study in Connecticut,” *Energy* (226), 2021.
- [28] J. Wang i W. He, „Optimal selection of air expansion machine in Compressed Air Energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (87), pp. 77-95, 2018.

- [29] F. Kalhammer i T. Schneider, „Energy Storage,” *Annual Review of Energy* (1), pp. 311-343, 1976.
- [30] H. Ibrahim, A. Ilinca i J. Perron, „Energy storage systems—Characteristics and comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 12, pp. 1221-1250, 2008.
- [31] M. Budt, D. Wolf, R. Span i J. Yan, „A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments,” *Applied Energy*, nr 170, pp. 250-268, 2016.
- [32] S. Waniczek, Ł. Bartela, M. Lutyński, S. Rulik, M. Brzuszkiewicz, K. Kołodziej, J. Ochmann, G. Smolnik, M. Jurczyk i M. Lipka, „Design and construction challenges for a hybrid air and thermal energy storage system built in the post-mining shaft,” w *The 34th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems*, Giardini Naxos, 2021.
- [33] Ł. Bartela, J. Ochmann, S. Waniczek, M. Lutyński, G. Smolnik i S. Rulik, „Evaluation of the energy potential of an adiabatic compressed air energy storage system based on a novel thermal energy storage system in a post mining shaft,” *Journal of Energy Storage*, tom 54, 2022.
- [34] Ł. Bartela, M. Lutyński, G. Smolnik i S. Waniczek, „Underground storage of compressed air in particular in the post-mining mine shaft”. Patent EPO 20000302.8/EP20000302, 2020.
- [35] Ł. Bartela, S. Waniczek i M. Lutyński, „Concept of the thermal integration of the compressed air energy storage system with the power plant,” *Journal of Power Technologies*, tom 99, nr 3, pp. 176-186, 2019.
- [36] H. Chen, C. Ngoc, W. Yang, W. Tan, Y. Li i Y. Ding, „Progress in electrical energy storage system: A critical review.,” *Progress in Natural Science*, nr 19, pp. 291-312, 2009.
- [37] X. Luo, J. Wang, M. Dooner i J. Clark, „Overview of Current Development in Compressed Air Energy Storage Technology,” *Energy Procedia*, nr 62, pp. 603-611, 2014.
- [38] Ł. Szablowski, Wybrane zagadnienia modelowania matematycznego oraz oceny pod kątem energetycznym i egzenergetycznym układów magazynujących energię przy pomocy sprężonego powietrza, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej / Politechnika Warszawska (PW), 2023.

- [39] Y. Ding, L. Tong, P. Zhang, Y. Li, J. Radcliffe i L. Wang, „Chapter 9 - Liquid Air Energy Storage,” *Storing Energy*, pp. 167-181, 2016.
- [40] A. Dzido, P. Krawczyk, M. Wołowicz i K. Badyda, „Comparison of advanced air liquefaction systems in Liquid Air Energy Storage applications,” *Renewable Energy*, nr 184, pp. 727-739, 2022.
- [41] BOC, „Guidance on the Safe Operation of Vacuum Insulated Storage Tank. VIEs and VITs,” BOC, 2009.
- [42] S. Wang, X. Xue, X. Zhang, J. Guo i Y. Zhou, „The Application of Cryogenics in Liquid Fluid Energy Storage Systems,” *Physics Procedia*, nr 67, pp. 728-732, 2015.
- [43] Y. Peng, J. Zhu, J. Wang, S. Zhang i Q. Du, „Design and development of an advanced gas storage device and control method for a novel compressed CO₂ energy storage system,” *Renewable Energy*, nr 237, 2024.
- [44] S. Shiva Kumar i H. Lim, „An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production,” *Energy Reports*, nr 8, pp. 13793-13813, 2022.
- [45] R. Tichler, S. Bauer i H. Bohm, „Power-to-Gas, Storing Energy,” *Energy Sources*, p. 595–612, 2022.
- [46] E. Giglio, R. Pirone i S. Bensaid, „Dynamic modelling of methanation reactors during,” *Renewable Energy*, nr 170, pp. 1040-1051, 2021.
- [47] C. Di Stasi, J. Lopez-de los Ríos, A. Ayala-Cortés, D. Torres, I. Suelves i J. L. Pinilla, „Activity enhancement of carbon nanofiber-based catalysts for CO₂ methanation by mechanochemical synthesis,” *Journal of CO₂ Utilization*, nr 89, 2024.
- [48] J. Milewski, J. Zdeb, A. Szczęśniak, A. Martsinchyk, J. Kupecki i O. Dybiński, „Concept of a solid oxide electrolysis-molten carbonate fuel cell hybrid system to support a power-to-gas installation,” *Energy Conversion and Management*, nr 276, 2023.
- [49] F. Bisotti, K. A. Hoff, A. Mathisen i J. Hovland, „Direct Air capture (DAC) deployment: a review of the industrial deployment,” *Chem. Eng. Sci*, nr 283, 2024.

- [50] Y. Wang, D. Chen, C. Chen i S. Wang, „Electrocatalytic urea synthesis via C–N coupling from CO₂ and nitrogenous species,” *Acc. Chem. Res.*, nr 57, p. 247–256, 2024.
- [51] F. Proietto, C. Miceli, P. Meli, A. Galia i O. Scia, „Conversion of CO₂ to formic acid in a microfluidic electrochemical cell with and without supporting electrolyte,” *J. Environ. Chem. Eng.*, nr 12, 2024.
- [52] S. Renda, M. Martino i V. Palma, „CO₂ methanation over open cell foams prepared via chemical conversion coating,” *J. Clean. Prod.*, nr 434, 2024.
- [53] R. Raso, M. Tovar, J. Lasobras, J. Herguido, I. Kumakiri, S. Araki i M. Menéndez, „Zeolite membranes: comparison in the separation of H₂O/H₂/CO₂ mixtures and test of a reactor for CO₂ hydrogenation to methanol,” *Catal. Today*, nr 364, 2021.
- [54] A. Ghosh, D. Nag, R. Chatterjee, A. Singha, P. S. Dash, B. Choudhury i A. Bhaumik, „CO₂ to dimethyl ether (DME): structural and functional insights of hybrid catalysts,” *Catal. Sci. Technol.*, nr 14, p. 1387–1427, 2024.
- [55] M. Aresta, A. Dibenedetto i A. Angelini, „Catalysis for the valorization of exhaust carbon: From CO₂ to chemicals, materials, and fuels. technological use of CO₂,” *Chem. Rev.*, nr 114, p. 1709–1742, 2014.
- [56] J. Buckingham, T. R. Reina i M. S. Duyar, „Recent advances in carbon dioxide capture for process intensification,” *Carbon Capture Sci. Technol.*, nr 2, 2022.
- [57] C. Wulf, L. Linßen i P. Zapp, „Review of power-to-gas projects in Europe,” *Energy*, nr 155, pp. 367–378, 2018.
- [58] I. Fechete, „Paul Sabatier - the father of the chemical theory of catalysis,” *Compt Rendus Chem*, nr 19, 2016.
- [59] M. Brzuszkiewicz, S. Waniczek, J. Ochman, B. Stanek i Ł. Bartela, „Koncepcja systemu zbiorników izobarycznych na dwutlenek węgla,” *Rynek Energii*, nr 4, pp. 25–31, 2022.
- [60] M. Brzuszkiewicz, Ł. Bartela, S. Waniczek, J. Ochman i B. Stanek, „System izobarycznych zbiorników na dwutlenek węgla dla systemów magazynowania energii”. Polska Patent Pat.245891, 12 8 2024.

- [61] Wyższy Urząd Górniczy, „WUG,” 31 grudzień 2023. [Online]. Available: https://www.wug.gov.pl/bhp/nadzorowane_zaklady. [Data uzyskania dostępu: 10 wrzesień 2024].
- [62] M. Lutyński, „An overview of potential benefits and limitations of Compressed Air Energy Storage in abandoned coal mines,” w *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Andrychów, 2017.
- [63] A. Kidybiński, „Geotechniczne aspekty adaptacji wyrobisk likwidowanych kopalń węgla w podziemne magazyny gazu,” *Prace Naukowe GIG, Górnictwo i Środowisko*, pp. 37-63, 2004.
- [64] A. Vovk. [Online]. Available: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP%202016/projects/P1005.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 22 sierpień 2022].
- [65] Electric Power Research Institute, „EPRI,” 19 wrzesień 1989. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/GS-6491>.
- [66] Therminol, „Therminol,” [Online]. Available: <https://www.therminol.com/product/71093442>. [Data uzyskania dostępu: 21 lipiec 2022].
- [67] Guidehouse Insights Leaderboard, „Electrolyzer Vendors. Ranking of Electrolyzer Companies,” Guidehouse Insights, 2024.
- [68] CoolProp.org, „CoolProp.org,” [Online]. Available: http://www.coolprop.org/fluid_properties/PurePseudoPure.html#list-of-fluids. [Data uzyskania dostępu: 10 12 2024].
- [69] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin i V. Lemort, „Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp,” *Industrial & Engineering Chemistry Research*, nr 53(6), pp. 2498-2508, 2014.
- [70] R. Span i W. Wagner, „A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa,” *J. Phys. Chem. Ref.*, nr 25(6), p. 1509–1596, 1996.
- [71] J. W. Leachman, R. T. Jacobsen, S. G. Penoncello i E. W. Lemmon, „Fundamental Equations of State for Parahydrogen, Normal Hydrogen, and Orthohydrogen,” *J. Phys. Chem. Ref. Data*, nr 38 (3), p. 721–748, 2009.

- [72] R. Schmidt i W. Wagner, „A new form of the equation of state for pure substances and its application to oxygen,” *Fluid Phase Equilibria*, nr 19(3), pp. 175-200, 1985.
- [73] R. B. Stewart, R. T. Jacobsen i W. Wagner, „Thermodynamic Properties of Oxygen from the Triple Point to 300 K with Pressures to 80 MPa,” *J. Phys. Chem. Ref.*, nr 20(5), p. 917–1021, 1991.
- [74] U. Setzmann i W. Wagner, „A New Equation of State and Tables of Thermodynamic Properties for Methane Covering the Range from the Melting Line to 625 K at Pressures up to 1000 MPa.,” *J. Phys. Chem. Ref.*, nr 20 (6), p. 1061–1155., 1991.
- [75] S. Waniczek, J. Ochmann, Ł. Bartela, S. Rulik, M. Lutyński, M. Brzuszkiewicz, K. Kołodziej, G. Smolnik i M. Lipka, „Design and Construction Challenges for a Hybrid Air and Thermal Energy Storage System Built in the Post-Mining Shaft,” *Journal of Thermal Science*, tom 31, pp. 1302-1317, 2022.

Spis rysunków

Rys. 1.1 Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960÷2024 [4]	7
Rys. 1.2 Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2023 roku [4]	8
Rys. 1.3 Profil dzienny generacji źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych podłączonych do KSE w 2023 [5]	9
Rys. 3.1 Moce i pojemność różnych rodzajów magazynów energii [17]	17
Rys. 3.2 Zasada działania SGES [20]	19
Rys. 3.3 Schemat systemu CAES	22
Rys. 3.4 Schemat systemu ACAES	23
Rys. 3.5 Schemat systemu I-CAES	24
Rys. 3.6 Schemat poglądowy systemu LAES [39]	25
Rys. 3.7 Magazyn energii w sprężonym dwutlenku węgla [16]	27
Rys. 4.1 Schemat ideowy koncepcyjnego systemu magazynowania energii	34
Rys. 4.2 Schemat podsystemu magazynowania energii w sprężonym dwutlenku węgla	37
Rys. 4.3 System zbiorników izobarycznych	39
Rys. 4.4 Mapa czynnych i zlikwidowanych szybów na terenie GZW [32]	41
Rys. 4.5 Wariantowość w zakresie wykorzystania ciepła metanizacji na potrzeby podgrzewu dwutlenku węgla	44
Rys. 4.6 Schemat podsystemu produkcji wodoru i tlenu	44
Rys. 4.7 Schemat podsystemu produkcji syntetycznego gazu ziemnego	46
Rys. 4.8 Wariantowe rozwiązania systemu w obszarze podsystemu wytwarzania syntetycznego gazu ziemnego	48
Rys. 4.9 Schemat podsystemu produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem procesu tlenowego spalania syntetycznego gazu ziemnego	49
Rys. 4.10 Schemat poglądowy sprężarki pięciostopniowej z chłodzeniem międzystopniowym i końcowym	54
Rys. 5.1 Zmienność cen energii elektrycznej na TGE w ujęciu godzinowym dla okresu 1-23.08.2024	100
Rys. 5.2 Struktura rocznych przychodów dla poszczególnych wariantów systemu	101
Rys. 5.3 Struktura rocznych kosztów dla poszczególnych wariantów systemu	104

Spis tabel

Tabela 1.1 Indeks TGeBase i średnioważone ceny godzinowe dla dostawy w dniach 10-11 sierpnia 2024 r. – opracowanie własne na podstawie notowań TGE	11
Tabela 3.1 Cechy poszczególnych typów magazynowania energii	18
Tabela 3.2 Charakterystyka techniczna dostępnych technologii elektrolizy wody [44]	30
Tabela 3.3 Zalety i wady dostępnych technologii elektrolizy wody [44]	31
Tabela 4.1 Pojemności wyrobisk w przykładowej kopalni węgla kamiennego [62]	40
Tabela 4.2 Założenia wspólne dla każdego z wariantów systemu magazynowania i wytwarzania energii	62
Tabela 4.3 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA - faza ładowania	64
Tabela 4.4 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA - faza postoju	65
Tabela 4.5 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IA - faza rozładowywania	66
Tabela 4.6 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu WARIANT IA	67
Tabela 4.7 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB - faza ładowania	68
Tabela 4.8 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB - faza postoju	69
Tabela 4.9 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IB - faza rozładowywania	70
Tabela 4.10 Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu WARIANT IB	71
Tabela 4.11 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIA - faza ładowania	72
Tabela 4.12 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu – WARIANT IIA - faza postoju	73
Tabela 4.13 Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu - WARIANT IIA - faza rozładowywania	74

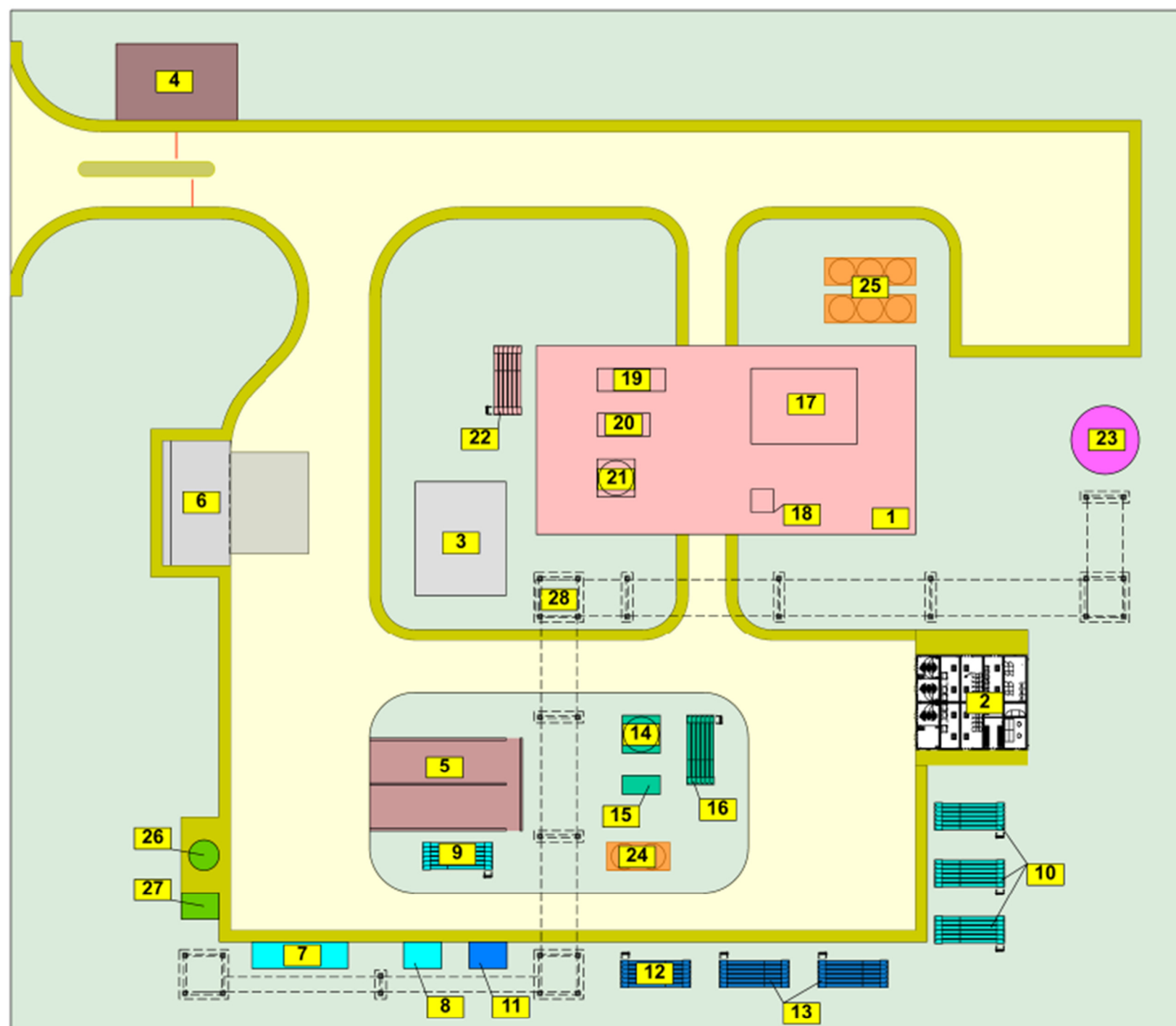
Tabela 4.14	Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu	
WARIANT IIA		75
Tabela 4.15	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIB - faza ładowania		76
Tabela 4.16	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIB - faza postoju		77
Tabela 4.17	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIB - faza rozładowywania		78
Tabela 4.18	Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu	
WARIANT IIB		79
Tabela 4.19	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIA - faza ładowania		80
Tabela 4.20	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIA - faza postoju		81
Tabela 4.21	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIA - faza rozładowywania		82
Tabela 4.22	Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu	
WARIANT IIIA		83
Tabela 4.23	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIB - faza ładowania		84
Tabela 4.24	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIB - faza postoju		85
Tabela 4.25	Parametry obliczeniowe w charakterystycznych punktach układu -	
WARIANT IIIB - faza rozładowywania		86
Tabela 4.26	Udziały molowe składników w charakterystycznych punktach układu	
WARIANT IIIB		87
Tabela 4.27	Obliczeniowe moce urządzeń dla poszczególnych wariantów	88
Tabela 4.28	Wyznaczone sprawności dla poszczególnych wariantów	88
Tabela 4.29	Bilans energii i substancji w roku bilansowym dla poszczególnych wariantów	89
Tabela 4.30	Sprawności i charakterystyczne temperatury w rejonie ekspanderów dla analizowanych wariantów	90
Tabela 5.1	Wolumen energii i mocy dla Rynku Mocy	98

Tabela 5.2 Potencjalne źródła dodatkowych przychodów systemu	99
Tabela 5.3 Nakłady inwestycyjne dla analizowanych wariantów	102
Tabela 5.4 Nakłady inwestycyjne	105
Tabela 5.5 NPV dla poszczególnych wariantów systemu	105
Tabela 5.6 Wyniki EBIT i EBITDA dla analizowanych wariantów systemu.....	106
Tabela 5.7 Analiza wrażliwości projektu dla różnych stawek sprzedaży energii.....	107
Tabela 5.8 Analiza wrażliwości projektu dla różnych stawek zakupu energii	108



Załączniki

Załącznik nr 1 – Plan zagospodarowania terenu hybrydowego systemu magazynowania



L.p.	Element
1	Budynek technologiczny
2	Budynek elektryczny
3	Budynek pomocniczy
4	Portiernia
5	Stanowisko ładowania bateriowozów
6	Stanowisko tankowania wodoru
7	Elektrolizer
8	Sprężarka wodoru SPH2_1
9	Zbiorniki buforowe wodoru na potrzeby własne
10	Zbiorniki wodoru nadmiarowego
11	Sprężarka tlenu SPO2_1
12	Zbiorniki buforowe tlenu na potrzeby własne
13	Zbiorniki tlenu nadmiarowego
14	Reaktor metanizacji
15	Sprężarka gazu syntetycznego SPSNG_1
16	Zbiorniki buforowe gazu syntetycznego
17	Sprężarka dwutlenku węgla SPCO2_1
18	Sprężarka dwutlenku węgla SPCO2_2
19	Ekspander spalin EXM_1
20	Ekspander dwutlenku węgla EXCO2_1
21	Komora spalania
22	Wysokociśnieniowy zbiornik dwutlenku węgla
23	Niskociśnieniowy zbiornik dwutlenku węgla
24	Instalacja separacji wilgoci z gazu syntetycznego
25	Wodny układ chłodzenia
26	Zbiornik buforowy wody
27	Stacja uzdatniania wody
28	Estakada technologiczna

**PLAN ZAGOSPODAROWANIA TERENU
DLA HYBRYDOWEGO
SYSTEMUMAGAZYNOWANIA ENERGII
W SPRĘŻONYM DWUTLENKU WĘGLA
ORAZ WODORZE**

Streszczenie

W obliczu dynamicznych zmian w globalnej energetyce oraz rosnącego znaczenia odnawialnych źródeł energii (OZE), konieczne jest poszukiwanie zróżnicowanych sposobów magazynowania energii. Praca skupia się na ocenie innowacyjnego, opracowanego przez pracowników Politechniki Śląskiej hybrydowego systemu magazynowania energii. Głównym celem jest analiza technologiczna i ekonomiczna systemu integrującego procesy sprężania i rozprężania dwutlenku węgla (CO_2) oraz elektrolizy wody, prowadzące do produkcji wodoru (H_2) i syntetycznego gazu ziemnego (SNG). Przedmiotowy system, objęty patentem, umożliwia efektywne magazynowanie energii i jej konwersję na energię elektryczną w sposób skalowalny i przyjazny środowisku.

Przegląd literatury i technologii obejmuje szczegółową analizę metod magazynowania energii, takich jak elektrownie szczytowo-pompowe, systemy CAES i LAES, oraz chemiczne metody wykorzystujące wodór i syntetyczny gaz ziemny. Praca prezentuje szczegóły działania hybrydowego układu, który łączy magazynowanie energii w sprężonym CO_2 oraz procesy syntezy i spalania gazu syntetycznego.

Badania obejmowały także analizę możliwości wykorzystania istniejących infrastruktur, takich jak szyby kopalniane, oraz rozwoju innowacyjnych technologii zbiorników izobarycznych na CO_2 . Wyniki wskazują, że proponowany system może zapewnić wysoką efektywność energetyczną i termodynamiczną, jednocześnie spełniając wymagania ekonomiczne. Analizy ekonomiczne, uwzględniające metody NPV i IRR, potwierdzają możliwość rentownego wdrożenia systemu w polskim miksie energetycznym, choć nie w aktualnym otoczeniu makroekonomicznym potencjalnej inwestycji.

Podsumowując, praca dostarcza kompleksowej oceny nowatorskiego systemu magazynowania energii, podkreślając jego potencjał w kontekście transformacji energetycznej. Hybrydyzacja systemów opartych na CO_2 i H_2 stanowi odpowiedź na wyzwania związane z magazynowaniem nadmiarowej energii z OZE, oferując jednocześnie elastyczność operacyjną i skalowalność niezbędną dla przyszłych systemów elektroenergetycznych.

Abstract

In the face of dynamic changes in the global energy sector and the growing importance of renewable energy sources (RES), exploring diverse energy storage solutions is essential. This study evaluates an innovative hybrid energy storage system developed by researchers at the Silesian University of Technology. The primary objective is to conduct a technological and economic analysis of a system that integrates CO₂ compression and expansion processes with water electrolysis, leading to the production of hydrogen (H₂) and synthetic natural gas (SNG). The patented system enables efficient energy storage and conversion into electricity in a scalable and environmentally friendly manner.

A comprehensive review of the literature and existing technologies includes a detailed analysis of energy storage methods such as pumped hydro storage, compressed air energy storage (CAES), liquid air energy storage (LAES), and chemical storage techniques utilizing hydrogen and synthetic natural gas. This study presents the operational principles of the hybrid system, which combines energy storage in compressed CO₂ with the synthesis and combustion of synthetic gas.

The research also assesses the potential use of existing infrastructure, such as mining shafts, and explores the development of innovative isobaric CO₂ storage tank technologies. The results indicate that the proposed system can achieve high energy and thermodynamic efficiency while meeting economic feasibility requirements. Economic analyses, incorporating net present value (NPV) and internal rate of return (IRR) methodologies, confirm the system's potential for profitable implementation within the Polish energy mix—though not under the current macroeconomic conditions for potential investment.

In conclusion, this study provides a comprehensive evaluation of a novel energy storage system, emphasizing its potential in the context of the ongoing energy transition. The hybridization of CO₂- and H₂-based systems addresses the challenges associated with surplus energy storage from RES while offering the operational flexibility and scalability necessary for future power systems.