

Politechnika Warszawska
Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa
ul. Nowowiejska 24, 00-665 Warszawa
Rada Naukowa Dyscypliny
Inżynieria Środowiska, Górnictwo i Energetyka

za pośrednictwem:
Rady Doskonałości Naukowej
pl. Defilad 1
00-901 Warszawa
(Pałac Kultury i Nauki, p. XXIV, pok. 2401)

Dr inż. Marcin Wołowicz
(imię i nazwisko wnioskodawcy)

Politechnika Warszawska
Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa
Instytut Techniki Ciepłej
Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa
(miejsce pracy/jednostka naukowa)

Wniosek

z dnia 28.09.2023

o przeprowadzenie postępowania w sprawie nadania stopnia doktora habilitowanego
w dziedzinie **nauk inżynieryjno-technicznych** w dyscyplinie¹ **inżynieria środowiska,
górnictwo i energetyka**.

Określenie osiągnięcia naukowego będącego podstawą ubiegania się o nadanie stopnia
doktora habilitowanego:

Cykl publikacji pt.
**Badania, analiza i modelowanie wybranych technologii magazynowania energii
elektrycznej i ciepła**

Wnoszę – na podstawie art. 221 ust. 10 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie
wyższym i nauce (Dz. U. z 2021 r. poz. 478 zm.) – aby komisja habilitacyjna podejmowała
uchwałę w sprawie nadania stopnia doktora habilitowanego w głosowaniu **tajnym/jawnym**^{*2}

Zostałem poinformowany, że:

*Administratorem w odniesieniu do danych osobowych pozyskanych w ramach postępowania w
sprawie nadania stopnia doktora habilitowanego jest Przewodniczący Rady Doskonałości Naukowej
z siedzibą w Warszawie (pl. Defilad 1, XXIV piętro, 00-901 Warszawa).*

*Kontakt za pośrednictwem e-mail: kancelaria@rdn.gov.pl, tel. 22 656 60 98 lub w siedzibie organu.
Dane osobowe będą przetwarzane w oparciu o przesłankę wskazaną w art. 6 ust. 1 lit. c)
Rozporządzenia UE 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w związku z art. 220 - 221 oraz art.
232 - 240 ustawy z dnia 20 lipca 2018 roku - Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce, w celu*

¹ Klasyfikacja dziedzin i dyscyplin wg. rozporządzenia Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego z dnia 20 września 2018 r. w sprawie dziedzin nauki i dyscyplin naukowych oraz dyscyplin w zakresie sztuki (Dz. U. z 2018 r. poz. 1818).

² * Niepotrzebne skreślić.

przeprowadzenie postępowania o nadanie stopnia doktora habilitowanego oraz realizacji praw i obowiązków oraz środków odwoławczych przewidzianych w tym postępowaniu.

Szczegółowa informacja na temat przetwarzania danych osobowych w postępowaniu dostępna jest na stronie www.rdn.gov.pl/klauzula-informacyjna-rado.html



.....
(podpis wnioskodawcy)

Załączniki:

1. Kopia dokumentu potwierdzającego posiadanie stopnia naukowego doktora.
2. Dane wnioskodawcy.
3. Autoreferat.
4. Wykaz osiągnięć naukowych.
5. Wersje elektroniczne publikacji wchodzących w skład osiągnięcia naukowego.
6. Oświadczenia o współautorstwie.

Autoreferat

Dr inż. Marcin Wołowicz

**Badania, analiza i modelowanie wybranych technologii magazynowania
energii elektrycznej i ciepła**

Wrzesień 2023

Spis treści

1. Imię i nazwisko	3
2. Posiadane dyplomy, stopnie naukowe lub artystyczne	3
3. Informacja o dotychczasowym zatrudnieniu w jednostkach naukowych.....	3
4. Omówienie osiągnięć, o których mowa w art. 219 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2021 r. poz. 478 z późn. Zm.).....	4
4.1. Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych opublikowanych w czasopismach naukowych lub w recenzowanych materiałach z konferencji międzynarodowych	4
4.1.1. Wprowadzenie	9
4.1.2. Sylwetka naukowa kandydata	10
4.1.3. Wkład w rozwój dyscypliny	12
4.1.4. Uzasadnienie podjęcia tematu	14
4.1.5. Szczegółowe omówienie analizowanych zagadnień	19
4.1.6. Podsumowanie	76
4.2. Pozostałe osiągnięcia.....	78
4.2.1. Cykl osiągnięć technologicznych z zakresu technologii energetycznych obniżających negatywny wpływ na środowisko	78
4.2.2. Badania, modelowanie i analiza obiegów na nadkrytyczny dwutlenek węgla	84
4.2.3. Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych.....	86
4.3. Literatura uzupełniająca	87
5. Informacja o wykazywaniu się istotną aktywnością naukową albo artystyczną realizowaną w więcej niż jednej uczelni, instytucji naukowej lub instytucji kultury, w szczególności zagranicznej.....	89
6. Informacja o osiągnięciach dydaktycznych, organizacyjnych oraz popularyzujących naukę lub sztukę.....	91
7. Inne informacje dotyczące kariery zawodowej niewymienione w pkt. 1-6	93
7.1. Odbyte kursy i szkolenia	93
7.2. Nagrody i wyróżnienia	93

1. Imię i nazwisko

- Marcin Wołowicz

2. Posiadane dyplomy, stopnie naukowe lub artystyczne

- Doktor nauk technicznych (z wyróżnieniem), Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, rok uzyskania 2013
Tytuł rozprawy doktorskiej:
Modelowanie matematyczne węglanowego ogniwa paliwowego
Promotor: Prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda
- Magister inżynier, Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, rok uzyskania 2009
Tytuł pracy dyplomowej:
Elektrociepłownia Jądrowa Warszawa Północ
(Praca wyróżniona nagrodą 1-go stopnia Polskiego Towarzystwa Nukleonicznego za najlepsze prace dyplomowe z zakresu energetyki jądrowej)
Promotor: Prof. dr hab. inż. Józef Portacha

3. Informacja o dotychczasowym zatrudnieniu w jednostkach naukowych

- 01.10.2021 – obecnie – Adiunkt naukowo-dydaktyczny (badawczo-dydaktyczny), Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Instytut Techniki Ciepłej, Zakład Racjonalnego Użytkowania Energii
- 01.04.2014 – 30.09.2021 – Adiunkt naukowo-dydaktyczny (badawczo-dydaktyczny), Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Instytut Techniki Ciepłej, Zakład Maszyn i Urządzeń Energetycznych
- 01.10.2010 – 31.03.2014 – Samodzielny Referent ds. Technicznych, Politechnika Warszawska, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa, Instytut Techniki Ciepłej

4. Omówienie osiągnięć, o których mowa w art. 219 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2021 r. poz. 478 z późn. Zm.)

Poniżej omówiono osiągnięcia naukowe, o których mowa w art. 219 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce.

Na osiągnięcia omówione w niniejszym autoreferacie składają się:

- Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych opublikowanych w czasopismach naukowych lub w recenzowanych materiałach z konferencji międzynarodowych pt.

„Badania, analiza i modelowanie wybranych technologii magazynowania energii elektrycznej i ciepła”

- Pozostałe osiągnięcia, w tym między innymi:
 - Cykl osiągnięć technologicznych z zakresu technologii energetycznych obniżających negatywny wpływ na środowisko,
 - Badania, modelowanie i analiza obiegów na nadkrytyczny dwutlenek węgla,
 - Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych.

4.1. Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych opublikowanych w czasopismach naukowych lub w recenzowanych materiałach z konferencji międzynarodowych

Jako osiągnięcie naukowe wynikające z art. 219 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2021 r. poz. 478 z późn. Zm.) przedstawiam cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych opublikowanych w czasopismach naukowych lub w recenzowanych materiałach z konferencji międzynarodowych pt.

„Badania, analiza i modelowanie wybranych technologii magazynowania energii elektrycznej i ciepła”

Jako pozycje uzupełniające przedstawiam również patenty wiążące się z omawianym cyklem publikacji.

Publikacje opublikowane w czasopismach naukowych

- [A1] Szablowski, L., Krawczyk, P., **Wołowicz, M.**, Exergy analysis of adiabatic liquid air energy storage (A-LAES) system based on Linde–Hampson cycle, *Energies*, 2021, 14(4), 945
IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w przygotowaniu koncepcji i planu badań, prowadzeniu badań oraz opracowaniu wyników. Brałem również udział w przygotowaniu manuskryptu, w tym jego finalnej wersji oraz odpowiedzi na recenzje. Publikacja powstała w ramach grantu publikacyjnego dyscypliny IŚGiE, którego byłem kierownikiem.

- [A2] Dzido, A., **Wołowicz, M.**, Krawczyk, P., Transcritical carbon dioxide cycle as a way to improve the efficiency of a Liquid Air Energy Storage system, Renewable Energy (Elsevier), Volume 196, 2022, s. 1385-1391

IF = 8,634 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w postawieniu tezy dotyczącej przedstawionego problemu, analizie stanu wiedzy, opracowaniu koncepcji pracy i badań oraz w przygotowaniu manuskryptu. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje. Niniejsza praca powstała jako efekt realizacji projektu badawczego, którego byłem kierownikiem: „Badania procesów produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem obiegów na nadkrytyczny CO₂” finansowanego przez Narodowe Centrum Nauki (SONATA 10).

- [A3] Dzido, A., Krawczyk, P., **Wołowicz, M.**, Badyda, K., Comparison of advanced air liquefaction systems in Liquid Air Energy Storage applications, Renewable Energy (Elsevier), Volume 184, 2022, s. 727-739

IF = 8,634 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w opracowaniu analizy stanu wiedzy (literaturowej oraz patentowej) wraz z wytypowaniem obszarów do badań nie pokrytych do tej pory przez inne prace naukowe. Współuczestniczyłem w przygotowaniu manuskryptu, w tym jego wstępnej oraz finalnej wersji. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje.

- [A4] Milewski, J., **Wołowicz, M.**, Lewandowski, J., Comparison of SOE/SOFC system configurations for a peak hydrogen power plant; International Journal of Hydrogen Energy (Elsevier), 2017, 42(5), s. 3498–3509

IF = 7,139 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w wykonywaniu modeli matematycznych oraz prowadzeniu badań numerycznych różnych konfiguracji (wariantów) układu szczytowo-wodorowego do magazynowania energii. Współuczestniczyłem również w wytypowaniu wariantów do analiz, analizie wyników będących rezultatem przeprowadzonych badań oraz w przygotowywaniu treści publikacji. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje.

- [A5] Zwierzchowski, R., Niemyjski, O., **Wołowicz, M.**, Energy Savings Analysis for Operation of Steam Cushion System for Sensible Thermal Energy Storages, Energies, 2022, 15(1), 286

IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w prowadzeniu obliczeń i analiz dotyczących zwiększenia sprawności magazynowania ciepła w akumulatorze ciepła dzięki zastosowaniu poduszki parowej. Brałem również udział w przygotowaniu manuskryptu, w tym jego finalnej wersji oraz odpowiedzi na recenzje.

- [A6] Zwierzchowski, R., **Wołowicz, M.**, Energy and exergy analysis of sensible thermal energy storage—Hot water tank for a large CHP plant in Poland; Energies, 2020, 13(18), 4842

IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w zaplanowaniu koncepcji badań, prowadzeniu badań i obliczeń dotyczących analizy energetycznej i egzergetycznej akumulatora ciepła jako elementu bloku energetycznego. Uczestniczyłem również w opracowaniu wyników oraz przygotowaniu manuskryptu. Brałem udział w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje. Publikacja powstała w ramach grantu publikacyjnego dyscypliny IŚGiE, którego byłem kierownikiem.

- [A7] **Wołowicz, M.**, Kupecki, J., Wawryniuk, K., Milewski, J., Motyliński, K., Analysis of nodalization effects on the prediction error of generalized finite element method used for dynamic modeling of hot water storage tank; Archives of Thermodynamics (PAN), 2015, 36(3), pp. 123–138
MEiN = 70 pkt.
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na wykonaniu obliczeń numerycznych (symulacji procesów dynamicznych) zasobnika do magazynowania ciepła, analizie różnych wariantów podziału zasobnika na strefy, współudziale w analizie wyników będących rezultatem przeprowadzonych badań wraz z porównaniem ich z danymi eksperymentalnym oraz współudziale w przygotowywaniu treści artykułu. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje.
- [A8] Milewski J., **Wołowicz M.**, Bujalski W., Methodology for choosing the optimum architecture of a STES system, Journal of Power Technologies, 2014, vol. 94, nr 3, s.153-164
MEiN = 40 pkt.
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na wykonaniu analizy stanu wiedzy odnośnie funkcjonowania i badań dot. sezonowych zasobników ciepła (w tym analizie literaturowej oraz patentowej), prowadzeniu obliczeń numerycznych (symulacji procesów dynamicznych) zasobnika do sezonowego magazynowania ciepła dla różnych geometrii (m.in. stosunku wysokości do średnicy), współudziale w analizie wyników będących rezultatem przeprowadzonych badań oraz współudziale w przygotowywaniu treści artykułu.
- [A9] **Wołowicz, M.**, Krawczyk, P., Gruszecka, M., Mikołajczak, A., Wykorzystanie kawernowych magazynów gazu ziemnego jako wysokopojemnościowych magazynów energii elektrycznej; Rynek Energii, 2017, 5(132)
MEiN = 70 pkt.
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji wykorzystania kawernowych magazynów gazu ziemnego jako magazynów energii elektrycznej, określeniu uwarunkowań funkcjonowania takich magazynów, wytypowaniu niezbędnych modernizacji w celu nadbudowy magazynu gazu członem do magazynowania energii elektrycznej. Mój wkład polegał również na przygotowaniu manuskryptu, w tym jego finalnej wersji.
- [A10] **Wołowicz M.**, Metody magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem technologii gazowych; Rynek Energii, 2023, vol. 2 (165), s. 45-52
MEiN = 70 pkt.
Publikacja jednoautorska.
- [A11] Milewski J., **Wołowicz M.**, Bujalski W., Analiza założeń konstrukcyjnych sezonowego zasobnika energii słonecznej, Rynek Energii, 2013, vol. 5, s. 91-99
MEiN = 70 pkt.
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w wykonaniu wariantowej analizy doboru parametrów konstrukcyjnych funkcjonowania sezonowych zasobników ciepła w zależności od zapotrzebowania na ciepło oraz jego produkcji przez kolektory słoneczne. Mój wkład to również współudział w opracowaniu wyników będących rezultatem przeprowadzonych analiz oraz współudział w przygotowywaniu manuskryptu. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje.
- [A12] Milewski, J., **Wołowicz, M.**, Bujalski, W.; Seasonal thermal energy storage - A size selection; Applied Mechanics and Materials, 2014, 467, pp. 270–276
Na rok publikacji artykułu czasopismo było na liście MNiSzW w kategorii „B” oraz posiadało 7 pkt.

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w wykonaniu wariantowej analizy doboru parametrów konstrukcyjnych funkcjonowania sezonowych zasobników ciepła w zależności od zapotrzebowania na ciepło oraz jego produkcji przez kolektory słoneczne. Mój wkład to również współudział w opracowaniu wyników będących rezultatem przeprowadzonych analiz oraz współudział w przygotowywaniu manuskryptu. Uczestniczyłem również w przygotowaniu odpowiedzi na recenzje.

Rozdział w monografii

- [A13] Bujalski W., **Wołowicz M.**, Magazynowanie wodoru, ogniwa paliwowe; W: Energetyka odnawialna w budownictwie. Magazynowanie energii / Chwieduk Dorota, Jaworski Maciej (red.), 2018, Wydawnictwo Naukowe PWN, s.391-406, ISBN 9788301200466

Mój wkład w powstaniu ww. rozdziału w monografii polegał na udziale w przygotowaniu rozdziału dotyczącego magazynowania wodoru i ogniwa paliwowych. Wykonałem opis technologii zastosowania ogniwa paliwowych do zasilania budynku w ciepło i energię elektryczną bazując na własnych badaniach oraz wynikach projektu, w którym brałem udział (Development of a Novel Compact Multi Fuel Steam Reforming Device Integrated into a Cost Effective Fuel Cell Micro Combined Heat & Power Generation System for Residential Building Application). Brałem również udział w przygotowaniu opisu dotyczącego magazynowania wodoru oraz finalnej wersji rozdziału w monografii.

Recenzowane materiały z konferencji międzynarodowych

- [A14] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., **Wołowicz, M.**, Badyda, K., Gruszecka, M.; Mathematical model and simulation of a new concept of the bus powering - Liquid air bus (labus); AIP Conference Proceedings, 2018, 1978, 470083

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji zastosowania skroplonego powietrza do napędu autobusu oraz określeniu gospodarki powietrzem (w tym ciepłem i chłodem) celem tankowania (ładowania) i użytkowania (rozładowania) autobusu. Mój wkład polegał również na współudziale w przygotowaniu manuskryptu.

- [A15] Mikołajczak, A., **Wołowicz, M.**, Kurkus-Gruszecka, M., Badyda, K., Krawczyk, P.; Improving the efficiency of Liquid Air Energy Storage by Organic Rankine Cycle module application; 2018 International Interdisciplinary PhD Workshop, IIPhDW 2018, 2018, pp. 99–102

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji zastosowania układu ORC (Organic Rankine Cycle) do podnoszenia sprawności układu magazynowania LAES, w tym analizy możliwości podłączenia i lokalizacji układu ORC w układzie cieplnym magazynu LAES (wytyczne do sprzęgnięcia dwóch układów celem przeprowadzenia obliczeń). Mój wkład polegał również na współudziale w przygotowaniu manuskryptu.

- [A16] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., Gruszecka, M., **Wołowicz, M.**, Badyda, K.; Impact of selected parameters on the performance of adiabatic liquid air energy storage with steam module; ECOS 2018 - Proceedings of the 31st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, June 17th to 21st 2018 - Guimarães / Teixeira Jose Carlos (red.), 2018, University of Minho, s.1-7, ISBN 978-972995964-6

Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji zastosowania modułu parowego do podnoszenia sprawności układu magazynowania LAES, w tym analizy możliwości podłączenia modułu parowego do układu cieplnego magazynu LAES (wytyczne

do sprzęgnięcia dwóch układów). Mój wkład polegał również na współudziale w przygotowaniu manuskryptu.

- [A17] Krawczyk, P., **Wołowicz, M.**, Mikołajczak, A., Badyda, K.; Technical and economic analysis of adiabatic liquid air energy storage with nitrogen and oxygen separation (LAES-ONS); 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Proceedings of a meeting held 2-6 July 2017, San Diego ECOS 2017, 2017
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji zastosowania separacji azotu i tlenu dla układu magazynowania LAES, w tym analizy konfiguracji układu cieplnego magazynu LAES przystosowanego do takiej pracy. Mój wkład polegał również na współudziale w przygotowaniu manuskryptu.
- [A18] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., **Wołowicz, M.**, Badyda, K., Gruszecka, M.; Impact of selected parameters on the performance of compressed natural gas energy storage using cavern gas storage system; American Institute of Physics AIP Conference Proceedings, 2018, Volume 1978, paper number 470079
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na współudziale w opracowaniu koncepcji wykorzystania kawernowych magazynów gazu ziemnego jako magazynów energii elektrycznej oraz określeniu uwarunkowań funkcjonowania takich magazynów. Brałem również udział w określeniu parametrów brzegowych celem prowadzenia obliczeń oraz udział w opracowaniu wyników. Mój wkład polegał również na współudziale w przygotowaniu manuskryptu.
- [A19] **Wołowicz, M.**, Kakumanu, R.; Mathematical model of compressed air energy storage expansion part with flue gas recovery; American Institute of Physics AIP Conference Proceedings, 2019, Volume 2116, paper number 450083
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na opracowaniu koncepcji nadbudowy części napowierzchniowej magazynu energii w sprężonym powietrzu poprzez moduł parowy. Nadzorowałem prowadzenie obliczeń oraz budowę modelu i jego implementację w środowisku numerycznym GateCycle. Przygotowałem finalną wersję manuskryptu oraz odpowiedzi na recenzje. Publikacja powstała na bazie pracy dyplomowej magisterskiej, której byłem promotorem.
- [A20] Milewski, J., **Wołowicz, M.**, Bujalski, W.; Methodology for choosing the optimum configuration of STES system; OPT-i 2014 - 1st International Conference on Engineering and Applied Sciences Optimization, Proceedings, 2014, pp. 222–239
Mój wkład w powstaniu ww. publikacji polegał na udziale w wykonaniu wariantowej analizy doboru parametrów konstrukcyjnych funkcjonowania sezonowych zasobników ciepła w zależności od zapotrzebowania na ciepło oraz jego produkcji przez kolektory słoneczne. Mój wkład to również współudział w opracowaniu wyników będących rezultatem przeprowadzonych analiz oraz współudział w przygotowywaniu manuskryptu.

Patenty uzupełniające do cyklu publikacji dot. magazynowania energii

- [PAT1] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu i odzysku energii z modulem parowym; Krawczyk Piotr, Mikołajczak Aleksandra Maria, **Wołowicz Marcin**, Kurkus-Gruszecka Michalina Karolina, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 236372, Data udzielenia prawa: 24-08-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 11-01-2021]
- [PAT2] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu i odzysku energii z obiegiem parowym; Krawczyk Piotr, Mikołajczak Aleksandra Maria, **Wołowicz Marcin**, Kurkus-Gruszecka

Michalina Karolina, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 236371, Data udzielenia prawa: 24-08-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 11-01-2021]

[PAT3] Układ zasilania autobusu skroplonym powietrzem; Krawczyk Piotr, Wołowicz Marcin, Mikołajczak Aleksandra Maria, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 235446, Data udzielenia prawa: 13-03-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 10-08-2020]

[PAT4] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu z modulem separacji tlenu; Wołowicz Marcin, Mikołajczak Aleksandra Maria, Badyda Krzysztof, Krawczyk Piotr; Numer patentu/prawa: PL 233789, Data udzielenia prawa: 02-08-2019, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 29-11-2019]

4.1.1. Wprowadzenie

Magazynowaniem energii elektrycznej i ciepła zajmuję się od roku 2013, a więc od roku ukończenia studiów doktoranckich. Wcześniejsze obszary moich zainteresowań to modelowanie matematyczne, analiza oraz obliczenia dotyczące układów cieplnych siłowni (klasycznych oraz jądrowych). Pierwszą moją pracą z tego zakresu była praca dyplomowa pt. „Elektrociepłownia Jądrowa Warszawa-Północ”, za którą otrzymałem I-ą nagrodę Polskiego Towarzystwa Nukleonowego (rok 2009). Kontynuowałem moje prace związane z aktywnością w zakresie modelowania układów cieplnych siłowni konwencjonalnych, co przedstawiam w pozostałych osiągnięciach niniejszego autoreferatu jako: „Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych”.

Kolejnym krokiem w mojej karierze naukowej było podjęcie aktywności w ramach ogniw paliwowych oraz gospodarki wodorowej. Będąc uczestnikiem studiów doktoranckich trafiłem do zespołu Prof. dra hab. inż. Jarosława Milewskiego oraz rozpocząłem działalność związaną z badaniami oraz modelowaniem ogniw paliwowych, w szczególności typu MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell). W ramach prac związanych z ogniwami paliwowymi realizowanych w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej powstało laboratorium do badań węglanowych ogniw paliwowych (MCFC), którego byłem współtwórcą. Było to wówczas jedyne w Polsce laboratorium tego typu ogniw paliwowych mogące badać ogniwa również w stanach pracy pod ciśnieniem. Efektem moich prac związanych z tematyką ogniw paliwowych była rozprawa doktorska pt. „Modelowanie matematyczne węglanowego ogniwa paliwowego”, za którą uzyskałem wyróżnienie oraz nagrodę indywidualną JM Rektora Politechniki Warszawskiej. W ramach tej rozprawy doktorskiej zbudowałem oraz przeanalizowałem model matematyczny ogniwa typu MCFC oraz przeprowadziłem jego walidację na wymienionym wyżej stanowisku laboratoryjnym. Jestem współautorem 20 publikacji z zakresu ogniw paliwowych. Wymienione są w części 2.4 w wykazie osiągnięć naukowych.

Moja działalność naukowa w tematyce magazynowania energii powiązana była między innymi z moim zaangażowaniem w projekty dotyczące sezonowego magazynowania ciepła oraz magazynowania ciepła w zasobnikach ciepła przy elektrociepłowniach. Również tematyka ogniw paliwowych oraz wodoru wiąże się z magazynowaniem energii poprzez proces: wytwarzanie - magazynowanie – przetwarzanie wodoru, czym również się zajmowałem.

Przedstawione w niniejszym autoreferacie osiągnięcie składające się z cyklu publikacji dotyczących magazynowania energii elektrycznej i ciepła odnosi się w przypadku ciepła do technologii magazynowania w cieple właściwym (ang. sensible), natomiast w przypadku magazynowania energii elektrycznej do technologii, w których ciepło odgrywa istotną rolę. Prezentowany cykl publikacji

stanowi więc jednotematyczną całość. Technologie magazynowania energii elektrycznej będące przedmiotem moich badań oraz analiz dotyczą technologii magazynowania z wykorzystaniem gazów, a więc skroplonego i sprężonego powietrza, sprężonego gazu ziemnego oraz wodoru. Nie zajmowałem się technologiami bateryjnymi.

Należy wspomnieć, że badania i analiza wyżej wymienionych technologii magazynowania energii elektrycznej skupia się de facto na badaniach cieplno-przepływowych, a więc obszarze, którym zajmuję się od początku mojej kariery naukowej. W każdej z wymienionych technologii magazynowania energii elektrycznej mamy do czynienia z procesami sprężania, rozprężania, pompowania oraz magazynowania i wymiany ciepła. Bez odpowiedniej gospodarki ciepłem i chłodem (ich magazynowania i utylizacji w odpowiednim czasie i miejscu w układzie) układy magazynowania energii elektrycznej w skroplonym i sprężonym powietrzu nie miałyby sensu. To samo można powiedzieć o magazynowaniu za pomocą wodoru. Analizy cieplno-przepływowe były przez mnie wykonywane tak w ramach prac dotyczących konwencjonalnych siłowni cieplnych jak również ogniw paliwowych. Kontynuuję je również obecnie w ramach prac dotyczących magazynowania energii elektrycznej i ciepła. Większość z tych prac to badania modelowe i symulacyjne. Są one wynikiem prac prowadzonych głównie w ramach projektów badawczych oraz prac zleconych dla przemysłu, stąd też w przeważającej mierze są to prace wieloautorские.

4.1.2. Sylwetka naukowa kandydata

Moja działalność, w której poszerzam i wykorzystuję kompetencje badawcze i naukowe, mająca wpływ na rozwój dyscypliny Inżynieria Środowiska, Górnictwo i Energetyka przejawia się w następujących obszarach:

1. Modelowanie matematyczne i symulacja procesów energetycznych
2. Projektowanie układów energetycznych oraz ich komponentów
3. Pomiary w procesach energetycznych
4. Prowadzenie projektów badawczych z zakresu magazynowania energii, modelowania układów cieplnych, opracowywania nowych procesów i produktów, w tym również w roli kierownika.

Ad. 1.

W ramach mojej działalności naukowej modelowaniem matematycznym i symulacją procesów zajmuję się od początku mojej kariery naukowej. Pierwsze prace związane z tym obszarem to modelowanie układów cieplnych siłowni węglowych oraz jądrowych, które wykonywałem jeszcze za czasów studenckich, będąc członkiem oraz prezesem Koła Naukowego Energetyków na Wydziale MEiL PW. Pod kierunkiem opiekuna Koła, prof. dr hab. inż. Józefa Portachy uczestniczyłem w przygotowywaniu skryptów do przedmiotów „Układy Ciepne Siłowni” oraz „Siłownie”. Pierwsze moje prace dotyczące modelowania wykonywane były jeszcze w programach działających w środowisku DOS oraz w języku programowania Fortran. Efektem tej działalności była moja praca magisterska pt. „Elektrociepłownia Jądrowa Warszawa-Północ”, za którą otrzymałem I-ą nagrodę Polskiego Towarzystwa Nukleonowego. Po rozpoczęciu studiów doktoranckich poszerzyłem swoją wiedzę oraz działalność o stosowanie dedykowanego oprogramowania do modelowania oraz obliczeń układów cieplnych. Odebrałem kursy z zakresu modelowania układów cieplnych:

- Modelowanie matematyczne w programie GateCycle – General Electric Training Center, Florencia, październik 2010,
- Modelowanie układów w zakresie separacji CO₂ - Warwick University, Coventry, kwiecień 2012.

Tematyką moich dalszych prac było modelowanie układów cieplnych siłowni parowych (głównie na parametry nadkrytyczne) oraz układów gazowych i gazowo-parowych. Ich lista przedstawiona jest w podrozdziale 4.2.3 jako cykl publikacji pt. „Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych”.

W ramach prac prowadzonych w zakresie ogniw paliwowych również zajmowałem się modelowaniem matematycznym procesów w nich zachodzących, czego dowodem jest szereg publikacji z tym związanych oraz rozprawa doktorska pt. „Modelowanie matematyczne węglanowego ogniwa paliwowego”, za którą uzyskałem wyróżnienie oraz nagrodę indywidualną JM Rektora Politechniki Warszawskiej. W zakresie modelowania ogniw paliwowych zajmowałem się również modelowaniem układów energetycznych zawierających ogniwo paliwowe jako jeden z jego elementów. Prace w tym obszarze realizowałem m.in. jako kierownik grantu Narodowego Centrum Nauki PRELUDIUM pt. „Badanie wpływu włączenia węglanowego ogniwa paliwowego w układ energetyczny oraz analiza wybranych właściwości takich układów hybrydowych” oraz innych projektów, w których uczestniczyłem lub byłem kierownikiem.

W ramach prezentowanego w niniejszym autoreferacie osiągnięcia dotyczącego magazynowania energii elektrycznej i ciepła również wiodącą rolę pełni modelowanie matematyczne procesów cieplno-przepływowych, a więc kontynuacja prowadzonej przeze mnie działalności naukowej, o czym wspominałem we wstępie.

Ad. 2.

W swojej karierze naukowej zajmowałem się również projektowaniem układów energetycznych oraz ich komponentów. Prace zrealizowane z moim udziałem dotyczące projektowania bądź opracowania wytycznych projektowych obejmowały m.in.:

- opracowanie (określenie wytycznych projektowych oraz nadzór nad projektowaniem) ekspandera zębatego typu LOBE jako elementu małej siłowni kogeneracyjnej na biomasę,
- projekt dezintegratora substratów wykorzystywanych w kofermentacji metanowej,
- projekt modernizacji wentylatorów kotła w bloku klasy 200 MW celem uzyskiwania lepszych osiągnięć przy niskich obciążeniach bloku,
- projekt stabilizacji urządzenia dźwignicowego do montażu siłowni wiatrowych w terenach trudnodostępnych,
- projekt higienizatora osadów ściekowych,
- projekt instalacji odazotowania spalin metodą SNCR dla kotłów rusztowych.

Ad. 3.

Nieodzownym elementem prac modelowych i projektowych jest wykonywanie pomiarów, często na potrzeby oceny stanu istniejącego oraz walidacji modeli i symulacji zbudowanych w oparciu o narzędzia obliczeniowe. Brałem udział w szeregu pomiarów z zakresu energetyki i procesów w niej zachodzących. Pomiary były przeze mnie wykonywane na dostępnej na Politechnice Warszawskiej aparaturze pomiarowej, w tym m.in.:

- analizator składu gazów Gasmeter DX4000,
- kamera termowizyjna,

- przepływomierz bezinwazyjny,
- termopary aspiracyjne

oraz w ramach badań prowadzonych na stanowisku badawczym ogni w paliwowych a także na stanowiskach do badań z zakresu elektrotechniki.

Większość pomiarów wykonywanych przeze mnie dotyczyła pomiarów wysokotemperaturowych w energetyce klasycznej, a więc uwzględniając procesy spalania. Badania z wykorzystaniem analizatora składu spalin wykonywałem na potrzeby stworzenia mapy stężeń NO_x w kotle energetycznym WR-25, badania emisji z instalacji przetwarzania odpadów, badania emisji na potrzeby optymalizacji pracy układu kogeneracyjnego z silnikiem Stirlinga, badania emisji w bloku klasy 200 MW w różnych punktach ciągu spalinowego, itp. Badania z uwzględnieniem kamery termowizyjnej dotyczyły pomiarów kotła w bloku klasy 200 MW, pomiarów pola temperatur w higienizatorze osadów ściekowych, pomiarów izolacji ciągu spalinowego w układzie kogeneracyjnym z silnikiem Stirlinga, pomiarów dyszy izolowanej do czyszczenia urządzeń elektroenergetycznych za pomocą suchego lodu itp. Za pomocą przepływomierza bezinwazyjnego dokonywałem pomiarów przepływów w bloku ciepłowniczym. Wykorzystywałem w badaniach termopary aspiracyjne, które zostały autorsko zaprojektowane i wykonane na specjalne zamówienie do pomiarów w wysokich temperaturach. Ideą tak zaprojektowanych termopar było wyeliminowanie zakłóceń promieniowania podczas pomiarów, np. komory paleniskowej kotła. Zakłócenia te powstawały między innymi od ekranów oraz rusztu kotła. Pomiary za pomocą tych termopar wykonywałem dla kotła WR-25 na potrzeby stworzenia mapy temperatur wewnątrz komory paleniskowej na potrzeby budowy instalacji odazotowania spalin.

Brałem również udział w pracach pomiarowych dotyczących badań ogni w paliwowych na dedykowanym stanowisku laboratoryjnym, którego byłem współtwórcą. Obecnie zajmuję się również pomiarami elektrycznymi w związku z pracami zespołu badawczego, którego jestem członkiem.

Ad. 4.

W trakcie mojej kariery naukowej brałem udział w realizacji 24 projektów badawczych, z czego w 5 z nich pełniłem rolę kierownika projektu, a w jednym kierownika prac B+R. Ponadto w projektach, w których brałem udział jako wykonawca często pełniłem rolę kierownika podzadania odpowiedzialnego za część prac w danym projekcie, jak np. kierownika badań laboratoryjnych. W ramach mojego udziału (jako wykonawcy) w realizacji projektów, dwa z nich to projekty Unii Europejskiej w ramach 7 Programu Ramowego. Role kierownika projektu pełniłem między innymi w dwóch projektach Narodowego Centrum Nauki (PRELUDIUM oraz SONATA). Rolę kierownika B+R pełnię w projekcie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju realizowanego w ramach działania „Urządzenia Grzewcze”.

W trakcie swojej kariery naukowej złożyłem również szereg wniosków grantowych, zarówno w konkursach krajowych, jak i międzynarodowych. Ukończyłem Akademię Managera Horyzont Europa – Akademię zorganizowaną przez Krajowy Punkt Kontaktowy NCBiR (potwierdzone certyfikatem) dotyczącą ubiegania się oraz realizacji projektów z nowej perspektywy Horyzont Europa.

4.1.3. Wkład w rozwój dyscypliny

Prowadzone przeze mnie prace miały na celu prowadzenie analiz między innymi w celu ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko. Jedną z metod ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko w przypadku układów energetycznych jest podnoszenie ich sprawności.

W ramach wykonywanych przeze mnie badań i analiz dotyczących magazynowania energii elektrycznej i ciepła zająłem się głównie:

- określeniem strat występujących w takich układach (w poszczególnych procesach), a więc miejsc, które mogą i powinny podlegać dalszym analizom i modernizacjom,
- możliwością podnoszenia sprawności takich układów.

W przypadku układów magazynowania w skroplonym powietrzu (ang. Liquid Air Energy Storage - LAES) wykonana została analiza energetyczna i egzergetyczna oraz wykonane zostały analizy możliwości podniesienia sprawności takich układów poprzez sprzęganie ich z innymi technologiami, jak np. z układem ORC, z obiegiem parowym, z obiegiem na nadkrytyczny dwutlenek węgla, z możliwością separacji tlenu. **Wszystkie te konfiguracje pozwoliły mi wykazać podniesienie sprawności bądź poprawę wskaźników ekonomicznych (w przypadku produkcji tlenu) w stosunku do prostego układu LAES. Prace były wykonywane w ramach [A1], [A2], [A3], [A14], [A15], [A16], [A17] oraz [PAT1], [PAT2], [PAT3], [PAT4].**

W przypadku układu magazynowania w sprężonym powietrzu (ang. Compressed Air Energy Storage – CAES) zaproponowałem nadbudowę napowierzchniowej części magazynu CAES o część parową. **Analiza numeryczna wykazała poprawę sprawności części rozładowania magazynu, a więc i całego układu magazynowania energii CAES. Prace były wykonywane w ramach [A19].**

W przypadku magazynowania energii elektrycznej w wodorze została wykonana wielowariantowa analiza układu magazynowania składającego się z elektrolizera stałotlenkowego (ang. Solid Oxide Electrolyzer – SOE), magazynu wodoru oraz ogniwa paliwowego stałotlenkowego (ang. Solid Oxide Fuel Cell – SOFC). **Wykonane modele i analizy pozwoliły określić najlepszą pod względem sprawności konfigurację takiego układu magazynowania. Prace były wykonywane w ramach [A4].**

W ramach ogniw paliwowych i związanym z tym magazynowaniem energii za pomocą wodoru opisałem metody magazynowania wodoru oraz układ kogeneracyjny do zasilania w energię elektryczną i ciepło kompleksu hotelowego. **Prace były wykonane w ramach [13].**

Magazynowanie energii elektrycznej z wykorzystaniem kawernowych magazynów gazu ziemnego (ang. Compressed Natural Gas Energy Storage – CNGES) zostało przeanalizowane pod względem technologicznym w kwestii możliwości nadania kawernowym podziemnym magazynom gazu ziemnego nowej funkcjonalności – magazynowania energii elektrycznej. Idea ta była konsultowana z pracownikami PGNiG oraz Gas Storage Poland (wcześniej Operator Systemu Magazynowania) i otrzymała pozytywną opinię. **Zostały wykonane analizy i obliczenia, które wykazały potencjał tego typu magazynowania energii. Prace były wykonywane w ramach [A9] i [A18].**

W ramach prac związanych z magazynowaniem ciepła zostały wykonane analizy dotyczące strat energetycznych i egzergetycznych w magazynach ciepła stosowanych w elektrociepłowniach. **Wykazałem, że straty w układzie samego akumulatora ciepła jak i elementów mu towarzyszących, jak np. pompy rozładowcze są niewielkie w stosunku do pozostałych komponentów bloku energetycznego. Ponadto wykonano analizę dotyczącą poprawy sprawności funkcjonowania akumulatora ciepła w związku z optymalizacją pracy poduszki parowej będącej integralnym elementem akumulatora ciepła. Prace były wykonywane w ramach [A5] oraz [A6].**

Wykonane przeze mnie prace związane z magazynowaniem ciepła to również analizy dotyczące sezonowych magazynów ciepła (ang. Seasonal Thermal Energy Storage – STES). W ramach tych prac wykonałem wariantowe analizy doboru sezonowego magazynu ciepła wraz z kolektorami słonecznymi. Wykonałem również modele dynamiczne sezonowego zasobnika ciepła w celu dobrania odpowiedniej

jego geometrii, między innymi stosunku wysokości do średnicy. Analizy wykazały optymalne rozwiązanie dla analizowanego zasobnika sezonowego STES. Prace były wykonywane w ramach [A8], [A11], [A12] oraz [A20].

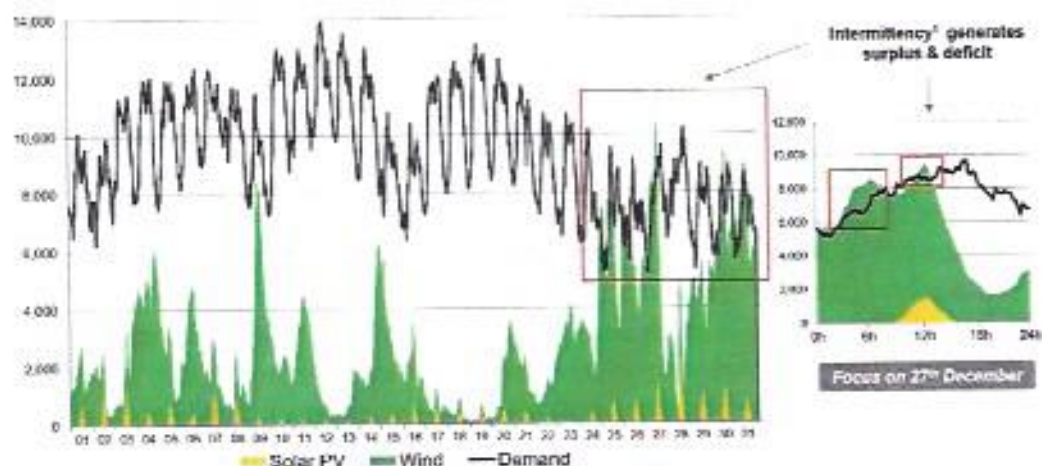
W związku z pracami dotyczącymi magazynowania ciepła zajmowałem się również małymi zasobnikami wodnymi. Jednym z analizowanych przeze mnie przypadków był zasobnik ciepła jako element układu kogeneracyjnego współpracujący w ogniwem paliwowym. Wykonałem model dynamiczny zasobnika ze stratyfikacją na potrzeby modelowania całego układu kogeneracyjnego, a wyniki zostały porównane z danymi eksperymentalnymi. Prace były wykonywane w ramach [A7].

W ramach moich prac prowadzonych w zakresie modelowania układów cieplnych siłowni również celem było analizowanie ich pod kątem możliwości podniesienia sprawności między innymi poprzez analizę wpływu poszczególnych parametrów układu oraz jego struktury na osiągi (moc oraz sprawność). Szereg prac dotyczył możliwości współpracy układów parowych z gazowymi w różnych konfiguracjach (np. repowering). Również w ramach tych badań wykazano poprawę sprawności w przypadku sprzęgnięcia ze sobą tych technologii w różnych konfiguracjach.

Prezentowane w niniejszym autoreferacie osiągnięcia technologiczne również wykazują wkład w rozwój dyscypliny naukowej. Wszystkie z wymienionych w autoreferacie moich osiągnięć technologicznych wpisują się w nurt ograniczania negatywnego wpływu na środowisko.

4.1.4. Uzasadnienie podjęcia tematu

Tematyka magazynowania energii oraz ciepła jest istotna z punktu widzenia dzisiejszej transformacji energetycznej. Udział energii odnawialnej w miksie energetycznym wszystkich krajów świata ciągle rośnie [1–6]. Główne wady większości odnawialnych źródeł energii (OZE) to niedopasowanie pomiędzy produkcją i popytem na energię elektryczną oraz nieprzewidywalność jej produkcji [7–10]. Na nierównomierność pracy odnawialnych źródeł energii mają wpływ nie tylko warunki otoczenia, ale również uwarunkowania środowiskowe, sezonowe i dobowe. Czynniki zewnętrzne wpływają również na osiąganą sprawność oraz czas wykorzystania tych źródeł. Brak stabilności w wytwarzanych mocach jest jedną z największych wad źródeł odnawialnych. Konieczność magazynowania energii dobrze ilustruje rys. 1. Pokazuje nieregularne wytwarzanie energii elektrycznej przez farmy wiatrowe i panele fotowoltaiczne, zestawione na jednym wykresie z zapotrzebowaniem na energię elektryczną dla północnych Niemiec. Wykres wyraźnie pokazuje, że wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przewyższa zapotrzebowanie. Zjawisko to będzie się nasilać ze względu na stały wzrost liczby instalacji OZE. Te fakty powodują wzrost zainteresowania technologiami magazynowania energii [11–17].



Rys. 1. Generacja energii z wiatru i słońca w porównaniu z zapotrzebowaniem [18]

Unia Europejska w swoich wytycznych posługuje się następującym podziałem technologii i subtechnologii magazynowania energii wskazanym w dokumencie Komisji Europejskiej „Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe”, Final Report March 2020 r. na str. 19.:

- mechaniczne (subtechnologie: np. magazyny ciekłego powietrza, magazyny gromadzące energię w skroplonym powietrzu),
- elektrochemiczne (subtechnologie: np. przepływowe magazyny energii, baterie Ni-Cd, baterie Ni-MH, baterie Li-ion),
- chemiczne (subtechnologie: np. magazyny „power to gas”, wodór),
- termiczne (subtechnologie: np. magazyn stopionej soli),
- elektryczne (subtechnologie: np. nadprzewodnikowe magazyny energii, superkondensatory).

Przedmiotem rozważań w zakresie magazynowania energii elektrycznej, do którego głównie odnosi się przedstawiony w niniejszym autoreferacie cykl publikacji jest magazynowanie energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu. Do technologii magazynowania energii z wykorzystaniem gazu można zaliczyć technologie, które wykorzystują zarówno energię potencjalną, np. sprężony gaz, jak również energię chemiczną paliwa, np. wyprodukowany wodór. Do technologii wykorzystujących na potrzeby magazynowania energię potencjalną gazu można zaliczyć przede wszystkim:

- technologię magazynowania energii za pomocą sprężonego powietrza (ang. Compressed Air Energy Storage – CAES),
- technologię magazynowania energii za pomocą skroplonego powietrza (ang. Liquid Air Energy Storage – LAES),
- technologię magazynowania energii za pomocą sprężonego gazu ziemnego (ang. Compressed Natural Gas Energy Storage – CNGES).

Do technologii wykorzystujących energię chemiczną paliwa na potrzeby magazynowania energii można zaliczyć przede wszystkim:

- technologię magazynowania energii za pomocą wodoru.

W tym przypadku również można mówić o magazynowaniu za pomocą gazu, ponieważ nośnikiem energii jest tutaj wodór.

Technologie te mają istotne zalety w stosunku do najpopularniejszych dzisiaj technologii elektrochemicznych, głównie bateryjnych. Podstawową zaletą jest to, że praktycznie nie ulegają one degradacji jeżeli chodzi o dotrzymywanie nominalnych parametrów eksploatacyjnych. Ich głównymi komponentami są znane od wielu lat maszyny i urządzenia używane w energetyce i innych gałęziach przemysłu, jak np. sprężarki, pompy, turbiny, ekspandery, wymienniki ciepła, zbiorniki i inne. Komponenty te oczywiście się zużywają, jednak ich zużycie nie wpływa znacząco na dotrzymanie parametrów nominalnych. Jedynie w stosunku do technologii magazynowania w wodorze, istotnej degradacji w czasie mogą ulegać komponenty elektrolizerów (elektrody oraz elektrolit). Są one jednak ciągle udoskonalane. Czołowi producenci podają informacje o żywotności rzędu 20 – 30 lat. Przy odzyskiwaniu energii zmagazynowanej w wodorze, do tej pory jedyną możliwą konfiguracją było zastosowanie ogniw paliwowych, które mają konstrukcję tożsamą z elektrolizerami. Zużyciu podlegały zatem elektrody oraz elektrolit, co powodowało spadek wydajności w czasie. Od pewnego czasu jednak nastąpił duży skok technologiczny jeżeli chodzi o wykorzystanie wodoru. Dostępne na rynku są silniki tłokowe oraz turbiny gazowe wykorzystujące 100% wodoru jako paliwa, a więc znane od wielu lat technologie.

Technologie magazynowania energii za pomocą gazu mają również swoje wady. Jest to przede wszystkim niższa sprawność niż technologie elektrochemiczne. Wynika to ze złożoności procesów w nich występujących. W przypadku technologii mechanicznych, czynnik gazowy należy najpierw sprężyć lub skroplić, zmagazynować, a później odzyskać energię poprzez jego rozprężanie lub regazyfikację. W przypadku technologii chemicznych należy wyprodukować wodór (w procesie elektrolizy – ze źródeł odnawialnych), zmagazynować go, co też jest procesem energochłonnym, ponieważ należy go sprężyć lub skroplić (znane są inne metody magazynowania wodoru, ale na razie słabo rozpowszechnione) oraz wykorzystać jako paliwo celem wyprodukowania energii, np. we wspomnianych wcześniej ogniwach paliwowych lub silnikach tłokowych bądź turbinach gazowych. Również istotną wadą jest powierzchnia niezbędna do wybudowania instalacji magazynowania energii. W przypadku technologii mechanicznych potrzebna jest powierzchnia niezbędna do posadowienia infrastruktury sprężającej/skraplającej gaz oraz rozprężającej/regazyfikującej gaz. Samo magazynowanie czynnika gazowego również wiąże się z zagospodarowaniem dużej powierzchni. W przypadku układu bazującego na gazie sprężonym są to kawerny podziemne, w przypadku układu bazującego na gazie skroplonym są to zbiorniki naziemne.

Należy zauważyć, że omawiane tutaj technologie znajdują się na różnym poziomie zaawansowania technologicznego. Technologia magazynowania energii za pomocą sprężonego powietrza jest w pełni skomercjalizowana. Jak już zostało wspomniane bazuje na znanych i sprawdzonych komponentach. Tak naprawdę jedynym komponentem, który sprawia problem oraz generuje duże nakłady inwestycyjne jest zbiornik sprężonego powietrza. Jego objętość jest wprost proporcjonalna do pojemności magazynu. Dlatego też w celu uzyskania akceptowalnych pojemności magazynu wykorzystuje się, np. kawerny posolne.

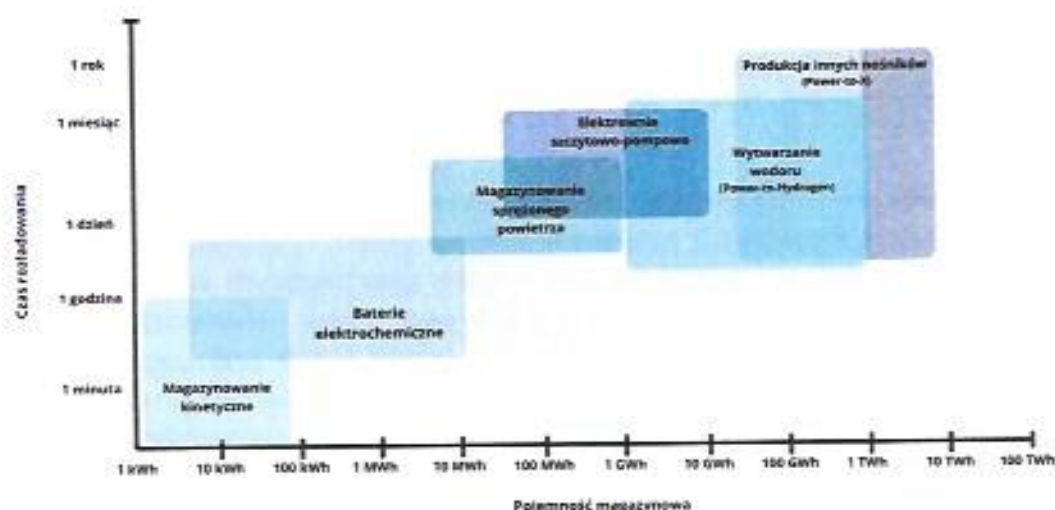
Technologia magazynowania energii w skroplonym powietrzu również jest w pełni skomercjalizowana. Tak jak w przypadku magazynowania energii za pomocą sprężonego powietrza, w jej skład wchodzi znane historycznie maszyny i urządzenia. W porównaniu do magazynowania energii za pomocą sprężonego powietrza, magazynowanie skroplonego powietrza nie wymaga tak dużych zbiorników ze względu na jego dużo mniejszą objętość. Skroplone powietrze ma siedemset krotnie mniejszą objętość w stosunku do jego stanu gazowego. Najważniejszymi wyzwaniami technologicznymi podjętymi w tej technologii jest proces skraplania powietrza oraz odpowiednia gospodarka ciepłem i chłodem, tj. przechowywanie ciepła odebranego w procesie skraplania powietrza oraz przechowywanie chłodu

odebranego w procesie regazyfikacji powietrza. Jest to niezbędne w celu uzyskania sprawności całego procesu na odpowiednim poziomie.

Technologie magazynowania energii za pomocą sprężonego gazu ziemnego są analogiczne do technologii magazynowania za pomocą sprężonego powietrza. Inny jest czynnik roboczy, który nie jest powszechnie dostępny jak to ma miejsce w przypadku powietrza. Technologia ta nie jest skomercjalizowana, niemniej tak jak w przypadku dwóch poprzednich bazuje ona na znanych i sprawdzonych komponentach. Jej istotną wadą jest dostęp do czynnika roboczego, którego koszt jest wysoki oraz obrót jest kontrolowany i opodatkowany. W związku z tym technologie te mogą zaistnieć w przypadku zastosowania ich tam, gdzie mogą one występować wspólnie z układami, np. magazynującymi gaz ziemny.

Technologie magazynowania energii za pomocą wodoru są w pełni skomercjalizowane. Tak jak powyżej wymienione technologie, składają się one ze znanych komponentów. Głównymi elementami takich układów są elektrolizery, zbiorniki na wodór oraz komponenty do odzysku energii zmagazynowanej za pomocą wodoru, takie jak: ogniwa paliwowe, silniki tłokowe, turbiny gazowe, itp. Największy postęp technologiczny jaki można dostrzec na przestrzeni ostatnich kilku lat dotyczy elektrolizerów. Najbardziej rozpowszechnione do tej pory elektrolizery alkaliczne (KOH) zyskują poważnych konkurentów w postaci elektrolizerów z membraną polimerową (PEM) oraz elektrolizerów stałotlenkowych (SOE). Technologie te są obecnie dopracowywane. Jest to spowodowane ogólnosiwiatowym trendem w kierunku energetyki niskoemisyjnej, jak również rozwojem technologii wodorowych w sektorze motoryzacji i kolejnictwa. Czołowe firmy technologiczne na dużą skalę prowadzą badania nad usprawnieniem procesów elektrolizy. Przy tak dużym tempie prac przewidywany jest dość duży spadek cen elektrolizerów w ciągu najbliższego dziesięciolecia.

Na rys. 2 przedstawiono różne technologie magazynowania energii w zależności od tempa rozładowania oraz pojemności magazynu. Przeglądu technologii magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu dokonano w [A10].



Rys. 2. Różne technologie magazynowania energii w zależności od czasu rozładowania i pojemności magazynu [19]

Magazynowanie ciepła również jest istotnym elementem gospodarki energetycznej. Wyróżnia się trzy podstawowe metody magazynowania ciepła:

- poprzez wykorzystanie ciepła właściwego,
- wykorzystanie energii przemian fazowych (PMC),
- wykorzystanie ciepła przemian chemicznych.

W ramach prowadzonych przeze mnie rozważań dotyczących magazynowania ciepła zajmowałem się tematyką ciepła właściwego. Wykorzystanie ciepła właściwego to najprostszy oraz najtańszy sposób magazynowania ciepła. Idea tego rodzaju magazynowania ciepła polega na podwyższanie temperatury czynnika (wykorzystanie pojemności cieplnej), w którym akumulowane jest ciepło. Ciepło można magazynować zarówno w ciałach stałych, jak i w cieczach. W tym przypadku magazynowanie to nazywane jest z ang. *sensible* (ciepło jawne) i nie zachodzi tutaj przemiana fazowa. Do czynników wykorzystywanych w magazynach ciepła jawnego należą płyny takie jak: woda, oleje przewodzące ciepło (termalne) i niektóre stopione sole nieorganiczne oraz ciała stałe, takie jak skały.

Prace badawcze, w których brałem udział skupiały się na magazynach ciepła dla energetyki zawodowej (duże zasobniki ciepła w elektrociepłowniach), magazyny ciepła dla małych układów kogeneracyjnych oraz sezonowe zasobniki ciepła. Ciepło jest produktem ubocznym funkcjonowania dużych elektrowni wyposażonych w turbiny kondensacyjne lub produktem handlowym w przypadku elektrociepłowni (CHP). Produkcja ciepła w tych źródłach jest wprost proporcjonalna do produkcji energii elektrycznej. Ważnym parametrem w elektrociepłowniach jest „stosunek mocy elektrycznej do ciepła”. Współczynnik ten określa stosunek energii elektrycznej do ciepła wytworzonego w pojedynczym układzie kogeneracyjnym. Oczywiście współczynnik ten nie jest stały, ale w zakresie pracy większości jednostek kogeneracyjnych nie zmienia się zbyt. Obserwując działające w Polsce jednostki kogeneracyjne można zauważyć, że w zakresie obciążenia 70–100% zmiana tego współczynnika jest niewielka. Można zatem przyjąć, że w użytecznym zakresie pracy jednostki kogeneracyjnej produkcja energii elektrycznej jest bezpośrednio powiązana z produkcją ciepła. W przypadku pracy w CHP występują duże rozbieżności w zapotrzebowaniu na energię elektryczną i ciepło. Dlatego wydaje się wskazane magazynowanie energii elektrycznej lub ciepła. Magazynowanie energii elektrycznej jest na dużą skalę dość trudne i kosztowne. Energię elektryczną można dość łatwo sprzedać do sieci. Nie można tego samego powiedzieć o sprzedaży ciepła, gdyż transportowane jest ono wyłącznie lokalnie. Ponadto jego sprzedaż jest ściśle powiązana ze zleceniem realizowanym przez operatora systemu ciepłowniczego lub zakładu przemysłowego (w przypadku, gdy istnieje możliwość sprzedaży ciepła do procesów technologicznych). Dlatego elektrociepłownie zaczęły inwestować w magazyny ciepła [20–24].

Systemy ciepłownicze w Polsce ze względu na swój wiek przechodzą obecnie gruntowną modernizację. W większości zakres modernizacji związanych z wytwarzaniem i dystrybucją ciepła w systemie ciepłowniczym nie obejmuje pompowni i rurociągów zlokalizowanych w źródłach energii lub realizowany jest w sposób ograniczony. W polskich ciepłowniach i elektrociepłowniach systemy pompowe i rurociągowo charakteryzują się dużym zużyciem energii przez zainstalowane w nich urządzenia, np. pompy, a także stratami przepływu w rurociągach. System nie jest także przystosowany do zmieniających się warunków pracy. Obecne działania modernizacyjne polegają głównie na próbie ograniczenia strat w instalacjach pompowych i rurociągach, zwiększając ich wydajność i dyspozycyjność. Wszystkie obecnie podejmowane działania mające na celu modernizację ww. systemów, zarówno w ciepłowniach, jak i elektrociepłowniach, powinny uwzględniać także wprowadzenie magazynów ciepła (TES – Thermal Energy Storage).

Wodne magazyny ciepła, zwane akumulatorami ciepła, są powszechne w Danii, Szwecji i Finlandii. Są one również stosowane w innych krajach UE, takich jak Austria, Włochy i Niemcy. Trudno jest ustalić dokładną wielkość zainstalowanej mocy magazynowania ciepła na całym świecie. Pod koniec XX wieku w krajach skandynawskich istniało ponad 100 projektów magazynowania ciepła, większość z nich miała

pojemność mniejszą niż 2500 m³. Intensywny proces wdrażania magazynów ciepła obserwuje się obecnie w krajach UE, jednak rynek ten znacznie się różni w zależności od obszarów zastosowań i regionów [25–28]. Wodne zasobniki ciepła mają zastosowanie również w małych, domowych instalacjach (zwłaszcza w połączeniu z fotowoltaiką) do magazynowania ciepłej wody użytkowej, ale również do buforowania nierównomierności w przypadku centralnego ogrzewania. Można również wyróżnić dużą skalę wodnych zasobników ciepła. Są to zasobniki sezonowe (ang. STES – Seasonal Thermal Energy Storage), które potrafią zgromadzić ilość ciepła, która może być wykorzystywana w reżimie kilku miesięcy.

4.1.5. Szczegółowe omówienie analizowanych zagadnień

Magazynowanie energii w skroplonym powietrzu – LAES

Omawianie poszczególnych technologii magazynowania energii elektrycznej i ciepła chciałbym rozpocząć od technologii magazynowania energii w skroplonym powietrzu ze względu na to, że jest to obszar w zakresie technologii magazynowania, który wydaje się być jednym z najbardziej perspektywicznych. Łączy on w sobie zarówno technologie magazynowania stricte energii elektrycznej, ale w sferze naukowo-badawczej zawiera szereg elementów związanych z gospodarką ciepłą – magazynowaniem chłodu i ciepła, celem odpowiedniej optymalizacji jego pracy.

Magazyn LAES składa się z trzech głównych sekcji: modułu skraplania, modułu odzyskiwania energii ze skroplonego powietrza oraz sekcji magazynowania energii. Operację można podzielić na trzy główne części:

- Ładowanie magazynów – proces skraplania powietrza,
- Magazynowanie ciekłego powietrza,
- Rozładowanie magazynów – regazyfikacja powietrza i produkcja energii elektrycznej.

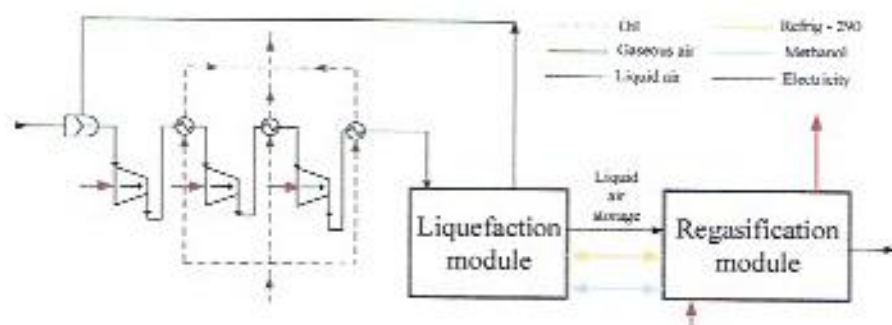
Konfiguracja każdego elementu ma wpływ na końcową sprawność magazynu. Kluczową częścią procesu z punktu widzenia nakładów energetycznych jest proces skraplania. Szerszych analiz dotyczących tematyki skraplania powietrza w układach LAES dokonano w [A3]. Skraplanie powietrza ma długą historię, a pierwsza metoda skraplania powietrza na skalę komercyjną została zastosowana w 1895 roku przez Carla von Linde. Na przestrzeni lat zaprojektowano i stosowano wiele bardziej zaawansowanych metod tego procesu. Głównymi przykładami układów skraplania powietrza są [29]:

- Simple Linde-Hampson,
- Precooled Linde,
- Dual-pressure Linde,
- Simple Claude,
- Kapitza,
- Heylandt.

Chociaż wymienione metody różnią się jednostkowymi wydatkami energetycznymi w samodzielnej pracy, to jak dokładnie współpracują z innymi elementami magazynu LAES nie jest do końca wiadome. Dodatkowym elementem występującym w magazynach LAES jest moduł magazynowania chłodu uzyskanego w trybie rozładowania. Odzysk w trakcie regazyfikacji powietrza występującego podczas tego etapu należy zmaksymalizować, aby zwiększyć sprawność magazynowania poprzez wstępne

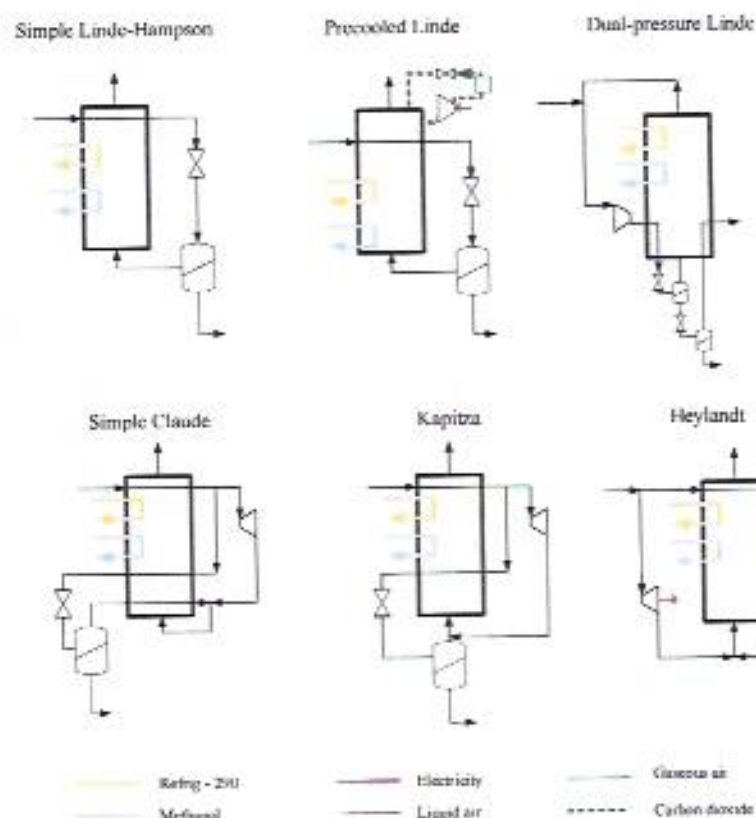
schłodzenie powietrza przed skropleniem. Proces należy zorganizować w taki sposób, aby zminimalizować jednostkowe nakłady energetyczne poprzez współpracę modułu skraplania z sekcją schładzania. W tym celu badania przedstawione w [A3] skoncentrowały się na wielowariantowej analizie obliczeniowej rozpatrywanych metod. Jak wspomniano wcześniej, układ skraplania jest kluczowym procesem w systemach LAES. Jest znacznie bardziej skomplikowany niż układ regazyfikacji i samo magazynowanie oraz znacząco wpływa na sprawność całego systemu. Z tego powodu postanowiono szczegółowo przeanalizować różne konfiguracje układów skraplania, zarówno pod kątem analizy energetycznej, jak i egzenergetycznej.

Magazyn LAES wymaga dość złożonej instalacji, w której ostateczny wynik w zakresie sprawności magazynowania zależy od wielu parametrów projektowych (konfiguracji systemu) i eksploatacyjnych. Analiza tylko jednego procesu nie dostarcza wystarczających danych, aby wyciągnąć ostateczne wnioski dotyczące wpływu np. konfiguracji sekcji skraplania na sprawność magazynowania energii. Konfiguracja i parametry w części regazyfikacji silnie wpływają na dostarczanie chłodu, który można zawrócić do procesu skraplania, co z kolei wpływa na sekcję skraplania. Przedstawione w [A3] wyniki modelowania wypełniają tę lukę. Przeprowadzono analizy konfiguracji i parametrów pracy sekcji skraplania dla różnych parametrów (poziomów ciśnień) w sekcji regazyfikacji. Takie podejście umożliwiło wyciągnięcie wniosków dotyczących wpływu rozważanych konfiguracji układu skraplania na sprawność magazynowania energii w badanej technologii. W tym celu zbudowano i zaimplementowano w środowisku Aspen Hysys model matematyczny procesów zachodzących w układzie. Pominęto straty ciepła w układzie oraz spadki ciśnienia w wymiennikach ciepła. Ogólny schemat rozważanego systemu LAES przedstawiono na rys. 3.



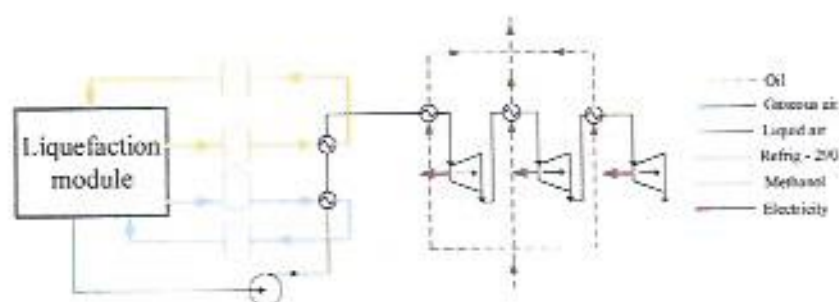
Rys. 3. Schemat rozważanego układu LAES (źródło [A3])

W badaniu uwzględniono sześć metod skraplania (rys. 4). Dla każdej z nich przeanalizowano różne warunki pracy, aby porównać układy pracujące z optymalnymi ustawieniami z punktu widzenia nakładów energetycznych. Założono, że moduł sprężania jest trzystopniowy z chłodzeniem międzystopniowym do 25°C przed kolejnym stopniem i przed wejściem do wielostrumieniowego wymiennika ciepła. Maksymalne ciśnienie w układzie skraplania ustalono jako stałe na poziomie 200 bar.



Rys. 4. Różne metody skraplania powietrza (źródło [A3])

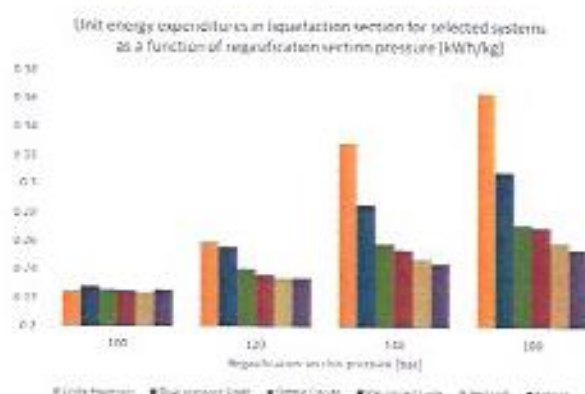
Jako rozważaną konfigurację sekcji regazyfikacji wybrano układ adiabatyczny. W rozwiązaniu tym ciepło odpadowe z procesu sprężania powietrza jest magazynowane, a następnie sukcesywnie dostarczane w celu podniesienia temperatury powietrza przed kolejnymi etapami rozprężania. Taka konfiguracja układu wymaga zainstalowania dodatkowego zasobnika ciepła, ale zapewnia wyższą sprawność magazynowania niż układy, które nie wykorzystują tego ciepła. Do wymiany ciepła między sekcjami skraplania powietrza i regazyfikacji w szerokim zakresie temperatur zastosowano dwa czynniki chłodnicze o różnych temperaturach topnienia i wrzenia (rys. 5).



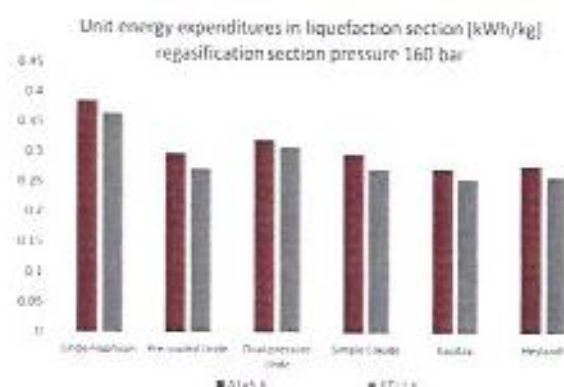
Rys. 5. Widok układu LAES z zaznaczonymi czynnikami wymiany ciepła (źródło [A3])

Uzyskane wyniki wskazują, że rozbieżności w energochłonności analizowanych układów skraplania rosną wraz ze wzrostem ciśnienia w układzie regazyfikacji (rys. 6). Najwyższe wartości odnotował układ Linde-Hampson, a drugie co do wielkości wyniki odnotowano dla Dual-pressure Linde. Pomiędzy pozostałymi metodami występowały mniejsze rozbieżności. Warto jednak nadmienić, że najmniejszych nakładów energetycznych wymagała instalacja skraplająca Kapitza (0,2551 kWh/kg dla 160 bar). Uzyskane wartości wahają się od około 0,225 kWh/kg (wszystkie układy) dla 100 barów do 0,365 kWh/kg (Linde-Hampson, 160 barów).

Analizie poddano również jednostkowe nakłady energetyczne dla dwóch różnych temperatur w wielostrumieniowym wymienniku ciepła przy przykładowych danych dla ciśnienia sekcji regazyfikacji na poziomie 160 bar (rys. 7).



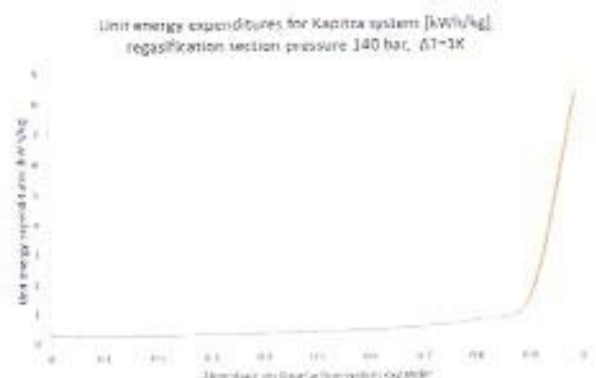
Rys. 6. Jednostkowe nakłady energetyczne sekcji skraplania dla wybranych układów w funkcji ciśnienia sekcji regazyfikacji (źródło [A3])



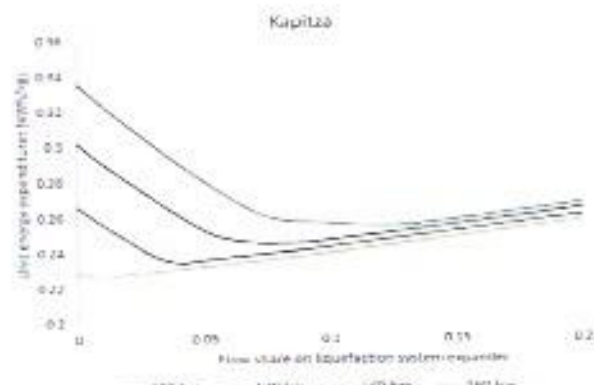
Rys. 7. Jednostkowe nakłady energetyczne w sekcji skraplania dla różnych układów dla różnych różnic temperatur w wymienniku wielostrumieniowym (źródło [A3])

W układach Simple Claude, Kapitza i Heylandt można rozważyć różne udziały przepływu czynnika na ekspander w sekcji skraplania. Uzyskane wyniki pokazują, że optymalna konfiguracja może się różnić w zależności od ciśnienia sekcji regazyfikacji. Ogólny trend dla całego zakresu udziału przepływu na przykładzie układu Kapitza przedstawiono na rys. 8-9. Liniowy wzrost nakładów energetycznych można zaobserwować do 0,88, po czym następuje ich gwałtowny wzrost. Przeprowadzono optymalizację udziału przepływu dla instalacji Simple Claude, Kapitza i Heylandt dla wybranych poziomów ciśnień sekcji regazyfikacji.

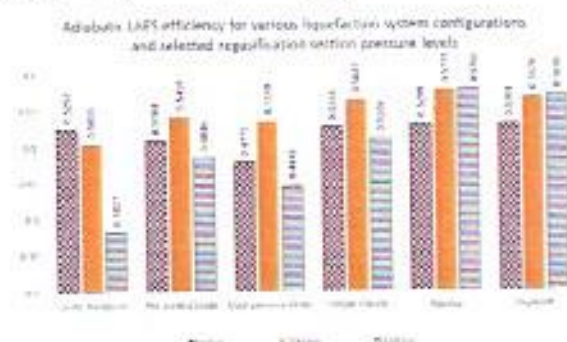
Głównym celem analizy było określenie sprawności magazynowania. Dla każdego rozważanego układu przeanalizowano trzy poziomy ciśnienia w sekcji regazyfikacji: 60 bar, 100 bar i 160 bar. Jak widać z wykresu słupkowego (rys. 10), dla ciśnienia regazyfikacji 60 bar, poziomy sprawności były porównywalne dla wszystkich układów. Większe rozbieżności występują w przypadku wyższych ciśnień. W większości przypadków dla wybranej konfiguracji najwyższe sprawności uzyskano dla ciśnienia regazyfikacji 100 bar. W przypadku ciśnienia 160 bar najwyższą sprawność odnotowano dla układu skraplania Kapitza (57,66 %). Dla tych warunków pracy jedynie konfiguracja Heylandt charakteryzuje się porównywalną sprawnością (56,96%). Inne konfiguracje nie są konkurencyjne pod względem sprawności. Jednym z kluczowych parametrów sekcji skraplania jest temperatura powietrza przed zaworem Joule'a-Thomsona. Niższa temperatura przyczynia się do większego udziału frakcji ciekłej po dławieniu, co zmniejsza ilość powietrza gazowego recyrkulującego w części ładowania. Jest to bardzo ważne, ponieważ powietrze w stanie gazowym kierowane jest do wlotu układu, a więc musi zostać ponownie sprężone, co znacznie zwiększa pracę w sekcji sprężarek. Temperatury przed zaworem J-T (rys. 11) można porównać ze sprawnością układów. Można zauważyć, że dla ciśnienia regazyfikacji 100 bar temperatury dla wszystkich układów są prawie takie same. Wówczas wyższa sprawność jest w większości przypadków poparta niższą temperaturą przed dławieniem.



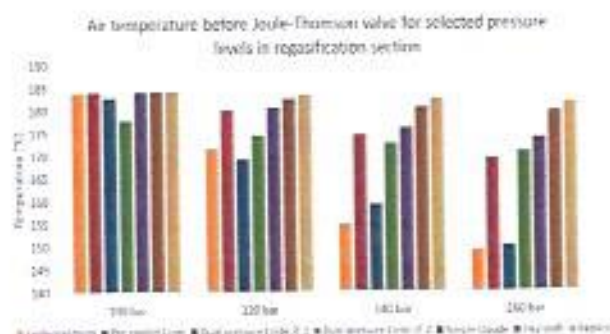
Rys. 8. Jednostkowe nakłady energetyczne w sekcji skraplania dla system Kapitza dla ciśnienia w sekcji regazyfikacji 140 bar (źródło [A3])



Rys. 9. Jednostkowe nakłady energetyczne w sekcji skraplania dla system Kapitza (źródło [A3])

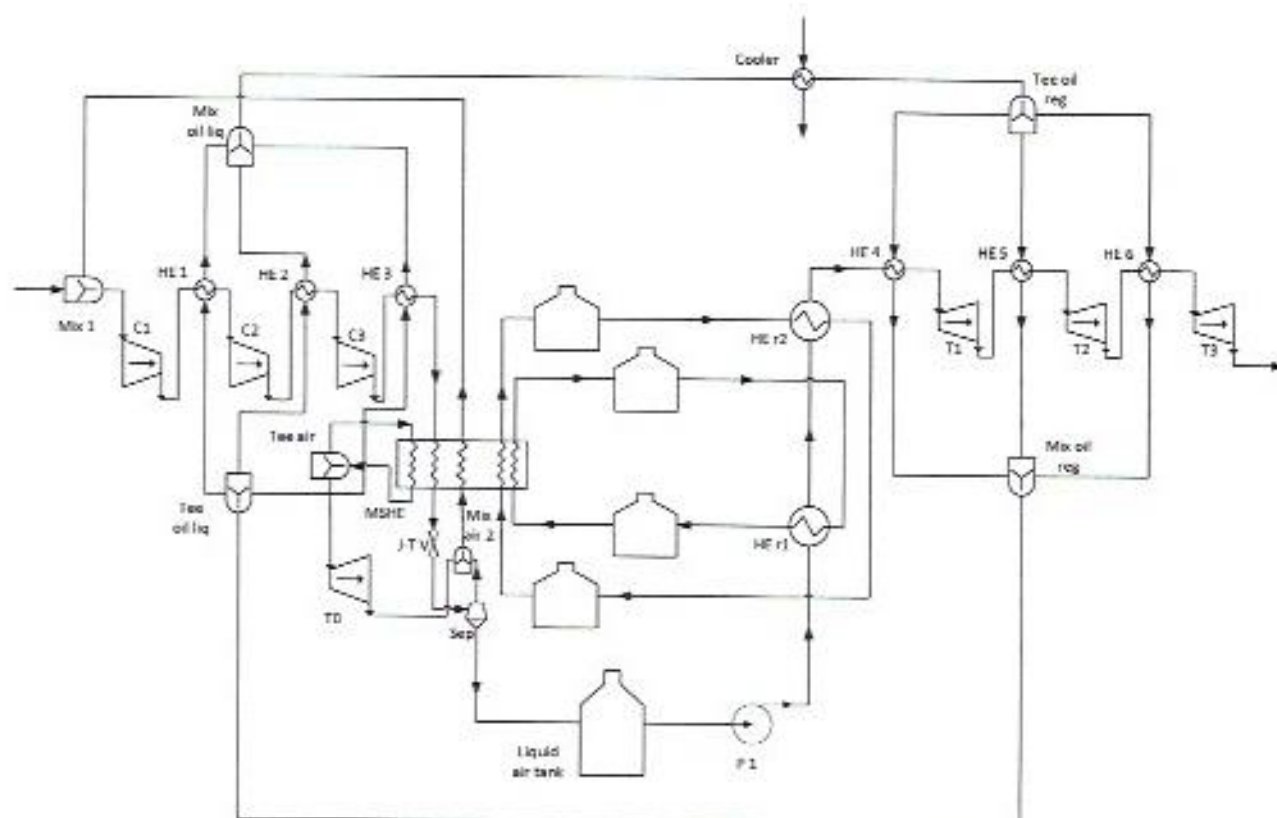


Rys. 10. Sprawność magazynu LAES dla różnych konfiguracji układu skraplania i wybranych poziomów ciśnienia w sekcji regazyfikacji (źródło [A3])



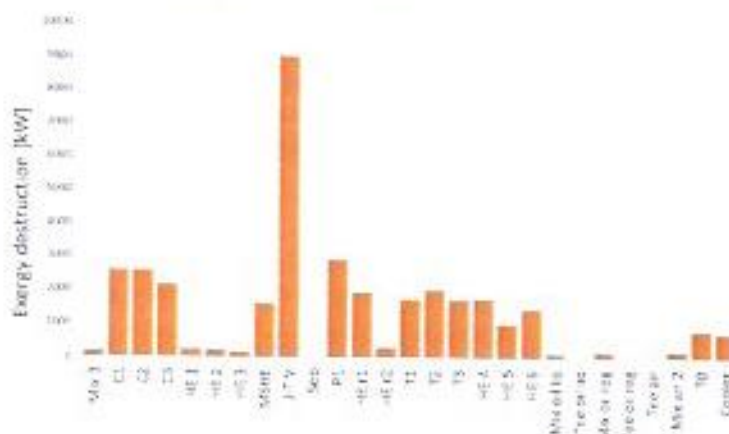
Rys. 11. Temperatura powietrza przed zaworem Joule'a-Thomsona dla różnych konfiguracji układu skraplania i wybranych poziomów ciśnienia w sekcji regazyfikacji (źródło [A3])

W ramach [A3] przeprowadzono również analizę egzergetyczną w celu oceny głównych procesów pod względem strat. Na podstawie uzyskanych wcześniej wyników analizy energetycznej wybrano układ skraplania Kapitza, który wydaje się najbardziej obiecujący. Dla rozpatrywanego przypadku (rys. 12) straty egzergii w wybranych elementach układu przedstawiono na wykresie słupkowym (rys. 13). Jak widać, główne straty występują w zaworze Joule'a-Thomsona. Warto zwrócić uwagę na różnice w stratach egzergii w pierwszym i drugim wymienniku ciepła sekcji regazyfikacji (odpowiednio HE r1 i HE r2). Znacznie wyższa wartość uzyskana w HE r1 może być spowodowana parowaniem powietrza, a więc jest związana ze zmianą fazy.



Rys. 12. Szczegółowy schemat układu magazynowania LAES ze skraplaniem Kapitza (źródło [A3])

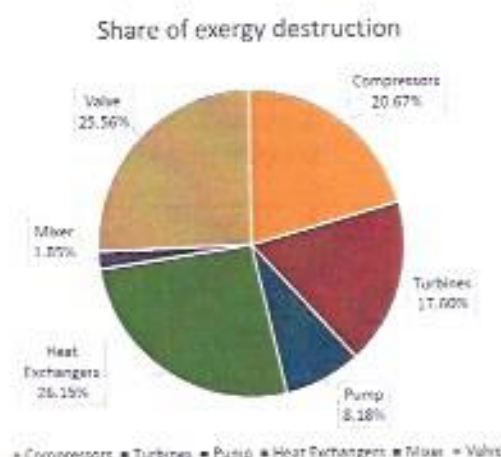
Exergy destruction in selected components



Rys. 13. Straty egzergii w wybranych elementach. Mix 1 – mieszacz powietrza wstępnego i recyrkulacji, C1-3 – sprężarki powietrza, HE 1-3 – wymienniki ciepła powietrze-olej w sekcji sprężania, MSHE – wielostrumieniowy wymiennik ciepła, J-T V – zawór Joule-Thompsona, Sep – separator faz, P1 – pompa ciekłego powietrza, HE r1 parownik powietrza, HE r2 – przegrzewacz powietrza, T1-3 – turbiny, HE 4-6 – wymienniki ciepła powietrze-olej w sekcji rozprężania, Mix oil liq/reg – mieszalnik oleju w sekcji skraplania i regazyfikacji, Tee oil liq/reg – trójnik olejowy odpowiednio w sekcji skraplania i regazyfikacji, Mix air 2/Tee air – mieszacz powietrza/trójnik dla turbiny w sekcji skraplania, T0 – turbina powietrzna w sekcji skraplania, Cooler – chłodnica oleju między sekcją regazyfikacji i skraplania (źródło [A3])

W celu dalszej analizy komponenty pogrupowano według rodzaju, a straty egzergii przedstawiono na wykresie kołowym (rys. 14). Można zauważyć, że głównymi elementami powodującymi straty egzergii w całym układzie są wymienniki ciepła (łącznie 26,15%), chociaż porównywalny udział uzyskano dla

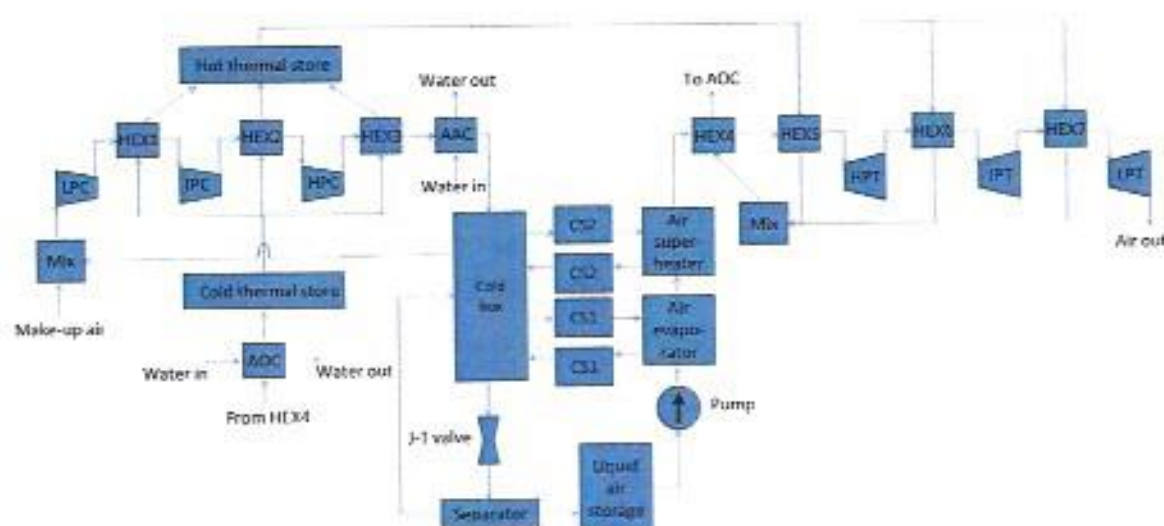
zaworu J-T (25,56%). Strata egzergii w sprężarkach jest nieco większa niż w turbinach, ze względu na różnice w ich sprawności, ale pozostaje na zbliżonym poziomie.



Rys. 14. Udział strat egzergii w głównych grupach elementów układu (źródło [A3])

Uzyskane wyniki wskazują, że dla ciśnienia sekcji regazyfikacji poniżej 100 bar, wybrany układ skraplania nie ma istotnego wpływu na sprawność całego magazynu LAES. Konfiguracja modułu skraplania jest dużo ważniejsza dla wyższych ciśnień regazyfikacji ze względu na fakt, że otrzymane podczas rozładunku czynniki chłodzące są w tych przypadkach niewystarczające do schłodzenia powietrza w sekcji skraplania. Analiza porównawcza wykazała, że system Kapitza ma najniższe jednostkowe nakłady energetyczne na skraplanie powietrza, tuż za nim uplasował się Heylandt. Największe nakłady energetyczne odnotowano dla układu Linde-Hampson.

W ramach prac prowadzonych w [A1] zdecydowano się na przeprowadzenie analizy egzergicznej do kompleksowego przeanalizowania układu magazynującego energię typu LAES. Przyjęto, że stosunek czasu ładowania do czasu rozładowania wynosi 2 (czas ładowania – osiem godzin; czas rozładowania – cztery godziny). Schemat analizowanego w [A1] układu przedstawiono na rys. 15.



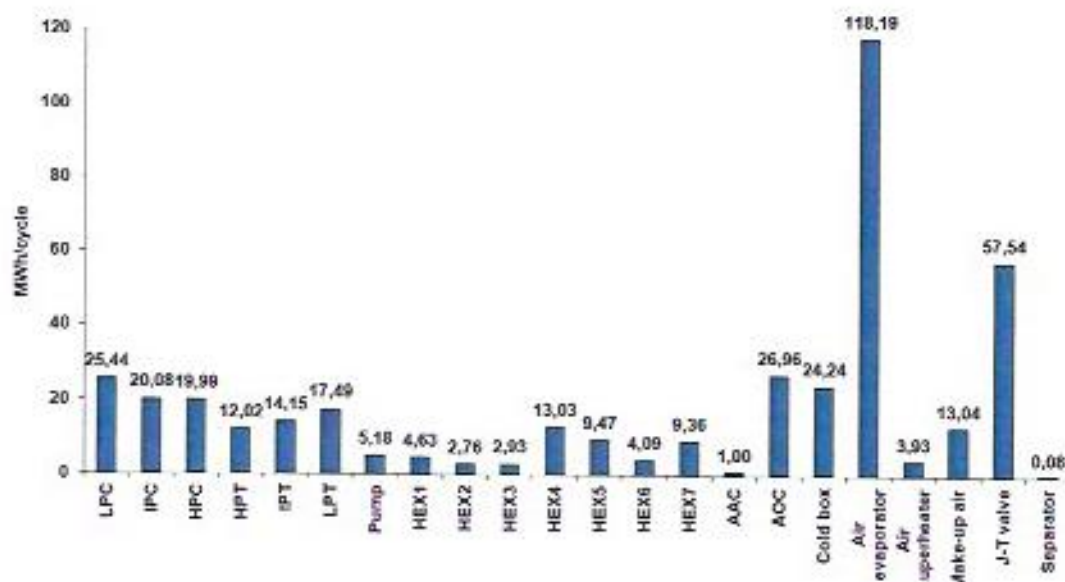
Rys. 15. Schemat ideowy analizowanego układu A-LAES. Skróty: HEX – wymiennik ciepła; AAC – dodatkowa chłodnica powietrza; AOC – dodatkowa chłodnica oleju; LPC, IPC, HPC – sprężarka niskiego, średniego, wysokiego ciśnienia; LPT, IPT, HPT – turbina niskiego, średniego, wysokiego ciśnienia; CS – chłodnia; JT – Joule-Thompson. (Źródło [A1])

Analizę energetyczną przeprowadzono dla czterech wariantów o różnych parametrach, w szczególności ciśnieniu czynnika (powietrza) na wlocie do turbiny (20, 40, 100, 150 bar). Parametry charakteryzujące przypadki przedstawiono w tab. 1.

Tab. 1. Podstawowe parametry badanych wariantów (Źródło [A1])

Wariant	Ciśnienie przed turbiną, bar	Ciśnienie przed zaworem J-T, bar	Temperatura oleju gorącego, °C	Temperatura oleju zimnego, °C
I	20	120	215	30
II	40	120	215	30
III	100	200	240	25
IV	150	300	270	25

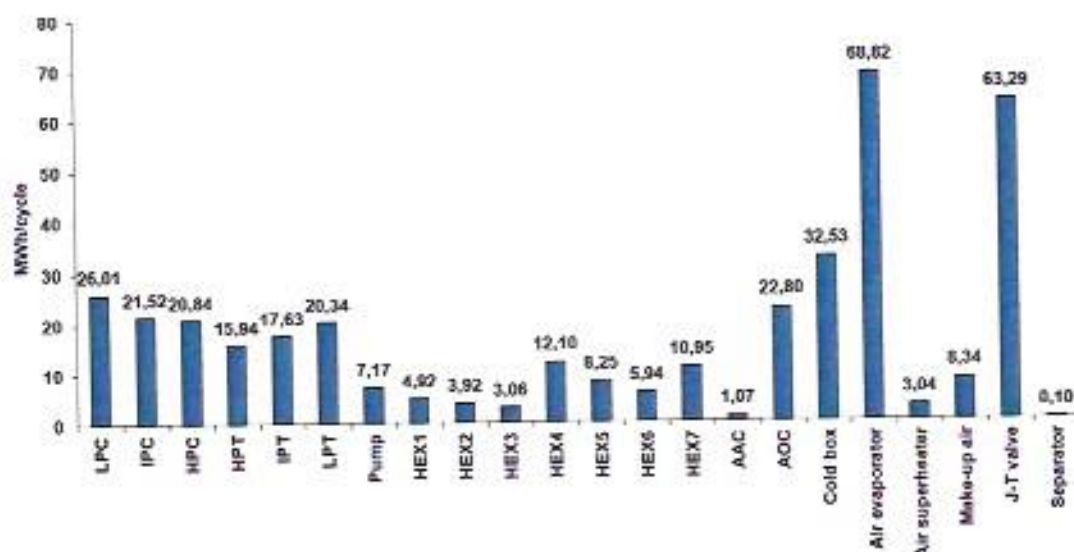
Straty energii w elementach układu adiabatycznego LAES dla wariantu I (120 bar w części ładującej i 20 bar w części rozładowującej) przedstawiono na rys. 16.



Rys. 16. Straty energii na poszczególnych elementach układu A-LAES dla wariantu nr I (Źródło [A1])

Największa strata energii w tym wariantcie występuje w parowniku powietrza, a następnie na zaworze J-T. Dużymi źródłami strat energii są również: chłodnica oleju, część sprężarki niskiego ciśnienia, komora chłodnicza, część sprężarki średniego i wysokiego ciśnienia, część turbiny średniego i niskiego ciśnienia, mieszanie powietrza uzupełniającego, wymiennik HEX4 i część turbiny wysokiego ciśnienia. Straty energii pozostałych elementów układu są niewielkie.

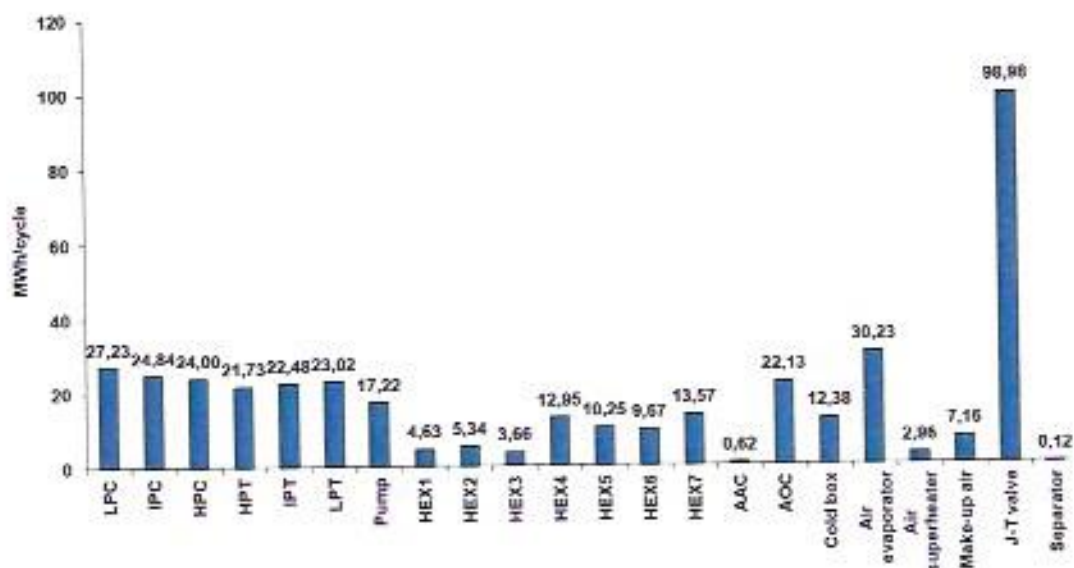
Na rys. 17 przedstawiono straty energetyczne elementów układu A-LAES dla wariantu II (120 bar w części ładującej i 40 bar w części rozładowującej).



Rys. 17. Straty energii na poszczególnych elementach układu A-LAES dla wariantu nr II (Źródło [A1])

Podobnie jak w poprzednim przypadku, w wariantcie II największa strata energii dla tego przypadku występuje na parowniku powietrza, a następnie na zaworze J-T. Jednak ta różnica jest niewielka. Innymi ważnymi źródłami strat energii są: komora chłodnicza, część sprężarki niskiego ciśnienia, chłodnica oleju, część sprężarki średniego i wysokiego ciśnienia, poszczególne części turbiny, wymiennik HEX4 i HEX7. Strata energii w innych elementach układu jest mniej znacząca.

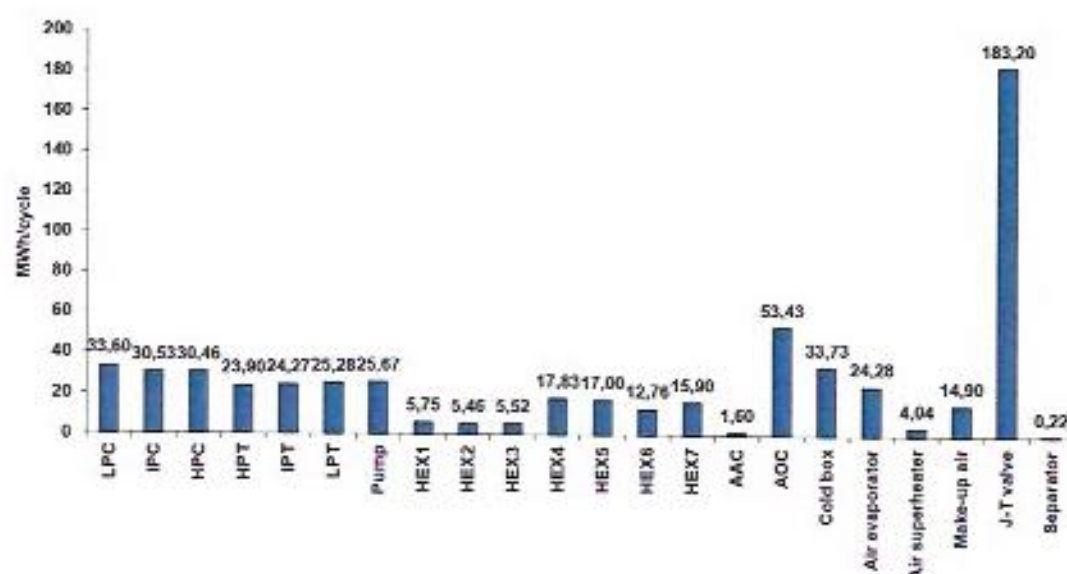
Straty energii w elementach układu adiabatycznego LAES dla wariantu III (200 bar w części ładującej i 100 bar w części rozładowującej) przedstawiono na rys. 18.



Rys. 18. Straty energii na poszczególnych elementach układu A-LAES dla wariantu nr III (Źródło [A1])

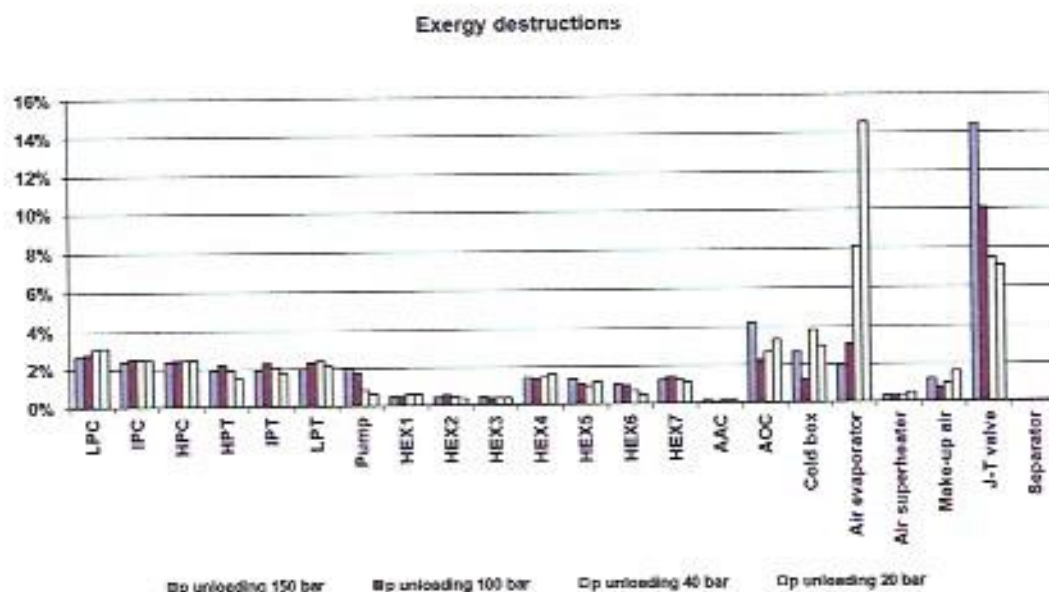
W tym przypadku strata energii w zaworze J-T znacznie przewyższa straty w innych elementach układu. Istotnymi źródłami strat energii w układzie są: parownik powietrza, poszczególne części sprężarki, część turbiny niskiego i średniego ciśnienia, chłodnica oleju, część turbiny wysokiego ciśnienia, pompa (ze względu na stosunkowo wysokie ciśnienie w układzie tłocznym), HEX7, HEX4 i

HEX5. Straty w pozostałej części systemu są mniej znaczące. Na rys. 19 przedstawiono straty egzergetyczne elementów układu A-LAES dla wariantu IV (300 bar w części ładowania magazynu i 150 bar w części rozładowania).



Rys. 19. Straty egzergii na poszczególnych elementach układu A-LAES dla wariantu nr IV (Źródło [A1])

Strata egzergii w zaworze J-T jest tu jeszcze większa niż w poprzednim przypadku. Ze względu na bardzo dużą ilość ciepła wytwarzanego w układzie ładowania, które nie jest zużywane w układzie rozładowania, w chłodnicy oleju możemy zaobserwować znacznie większą stratę egzergii niż w poprzednich przypadkach. Innymi źródłami znacznych strat egzergicznych są: komora chłodnicza, poszczególne części sprężarki, pompa (nawet wyższe ciśnienie w układzie tłocznym niż w wariacie III), część turbiny niskiego ciśnienia, parownik powietrza, część turbiny średniego i wysokiego ciśnienia, HEX4, HEX5, HEX7, mieszanie (powietrze uzupełniające) i HEX6. Pozostałe elementy układu charakteryzują się mniejszymi stratami egzergii. Liczby pokazane powyżej są podane w jednostkach bezwzględnych. W celu lepszego porównania przypadków analizowanych w [A1] przedstawiono je w jednostkach względnych. Rysunek 20 przedstawia porównanie strat egzergii dla wszystkich przypadków wyrażonej w procentach.



Rys. 20. Straty egzergii na poszczególnych komponentach składowych A-LAES – porównanie (Źródło [A1])

Dla wysokich ciśnień w układzie ładowania (wariant III i wariant IV), z punktu widzenia analizy egzergetycznej, największe straty można zaobserwować na zaworze Joule'a Thomsona. Dla niższych ciśnień w układzie ładowania (wariant I i wariant II) największym źródłem strat egzergii jest parownik powietrza, a następnie zawór J-T. We wszystkich rozważanych przypadkach sprężarki i turbiny są również zauważalnym źródłem strat egzergii. Wraz ze wzrostem ciśnienia w układzie ładowania zwiększa się również udział strat egzergii w pompie kriogenicznej. W tabeli 2 przedstawiono sprawność egzergetyczną modelowanego układu A-LAES dla wszystkich rozpatrywanych wariantów.

Tab. 2. Sprawność egzergetyczna układu A-LAES dla poszczególnych wariantów (Źródło [A1])

Wariant	Sprawność egzergetyczna, %
I	44,61
II	50,88
III	55,18
IV	48,33

Wartości sprawności egzergetycznej wahały się od 44,61% do 55,18%, osiągając maksimum w wariantcie III.

Jak widać z powyższych analiz prowadzonych w ramach [A1] oraz [A3] sprawność magazynowania energii w magazynie typu LAES jest niższa niż w magazynach bateryjnych. W związku z tym poszukiwane są różne metody podwyższania sprawności takich magazynów, głównie poprzez sprzęganie ich z innymi technologiami. Opracowano różne metody zwiększania sprawności magazynowania energii w LAES, takie jak zarządzanie ciepłem i chłodem oraz wspomniane już układy sprzęgające, optymalizujące pracę. W [A15] omówiono koncepcję połączenia magazynu LAES z układem ORC (Organic Rankine Cycle). Układ ORC powinien być wkomponowany w magazyn LAES pomiędzy źródłem o wyższej temperaturze (ciepło resztkowe sprężarek w zakresie 240°C), a źródłem o niższej temperaturze (powietrze za drugim stopniem turbiny/ekspandera, temperatura w zakresie -5°C). Dostępna jest duża ilość danych dotyczących czynników roboczych dedykowanych dla układów

ORC, choć większość z nich została przebadana dla wyższej temperatury dolnego źródła ciepła (temperatura źródła na poziomie powietrza otoczenia). Model matematyczny układu roboczo nazwanego LAES-ORC został opracowany i zaimplementowany w środowisku numerycznym Aspen Hysys. Założono, tak jak w przypadku analiz prowadzonych w [A1] oraz [A3], że powietrze jest tylko mieszaniną azotu i tlenu.

Tryb ładowania polegający na sprężaniu powietrza został zoptymalizowany ze względu na ciśnienie poszczególnych stopni, przy założeniu, że ciśnienie na wlocie wynosi 1 bar, a ciśnienie gazu po trzecim stopniu powinno wynosić 200 bar (wartość tę uznano za optymalną ze względu na sprawność dla prostych układów LAES). Wyniki modelowania przedstawiono w tabeli 3.

Tab. 3. Parametry trybu ładowania LAES (Źródło [A15])

Sprężarka nr	1	2	3
Ciśnienie na wylocie, bar	6,53	42,6	200
Temperatura na wlocie, °C	15	20	20
Temperatura na wylocie, °C	244	264	206
Moc pobrana, MW	12,1	12,7	9,8

Przyjęto temperaturę na wlocie zaworu dławiącego -179°C. Ciśnienie pompy powietrza wynosi 100 bar (wartość optymalna ze względu na sprawność). Moduł rozładowania magazynu składa się z dwóch stopni ekspandera (zamiast trzech stopni w prostym LAES). Parametry ekspanderów zaprezentowane są w tabeli 4.

Tab. 4. Parametry trybu rozładowania LAES (Źródło [A15])

Ekspander nr	1	2
Ciśnienie na wlocie, bar	100	12,6
Wydatek masowy, kg/s	172000	172000
Moc wygenerowana, MW	9,5	10,4

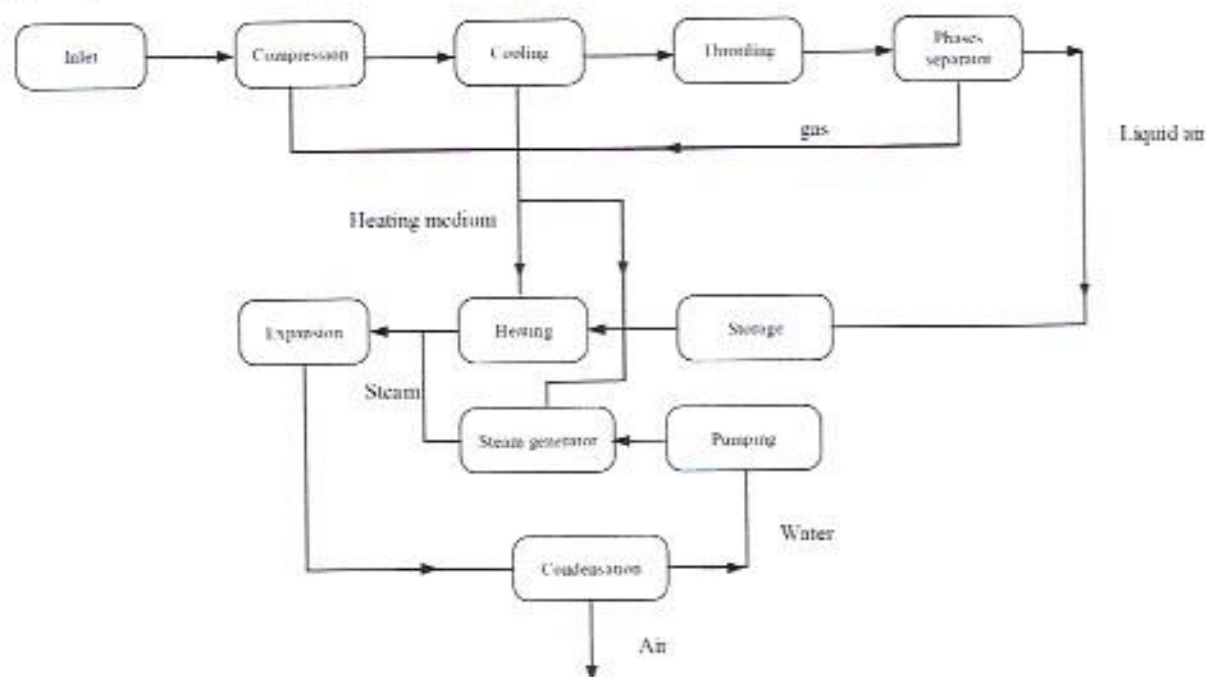
Masowe natężenie przepływu ORC ustawiono tak, aby zmaksymalizować wykorzystanie ciepła resztkowego sprężania. Wybrane parametry układu ORC przedstawiono w tabeli 5.

Tab. 5. Wybrane parametry układu ORC sprzęgniętego z LAES (Źródło [A15])

Parametry ORC	
Czynnik	n-hexane
Wydatek masowy, kg/s	14
Ciśnienie za pompą, bar	200
Ciśnienie w skraplaczu, bar	0,1
Temperatura na wlocie do ekspandera, °C	207
Moc wygenerowana, MW	2

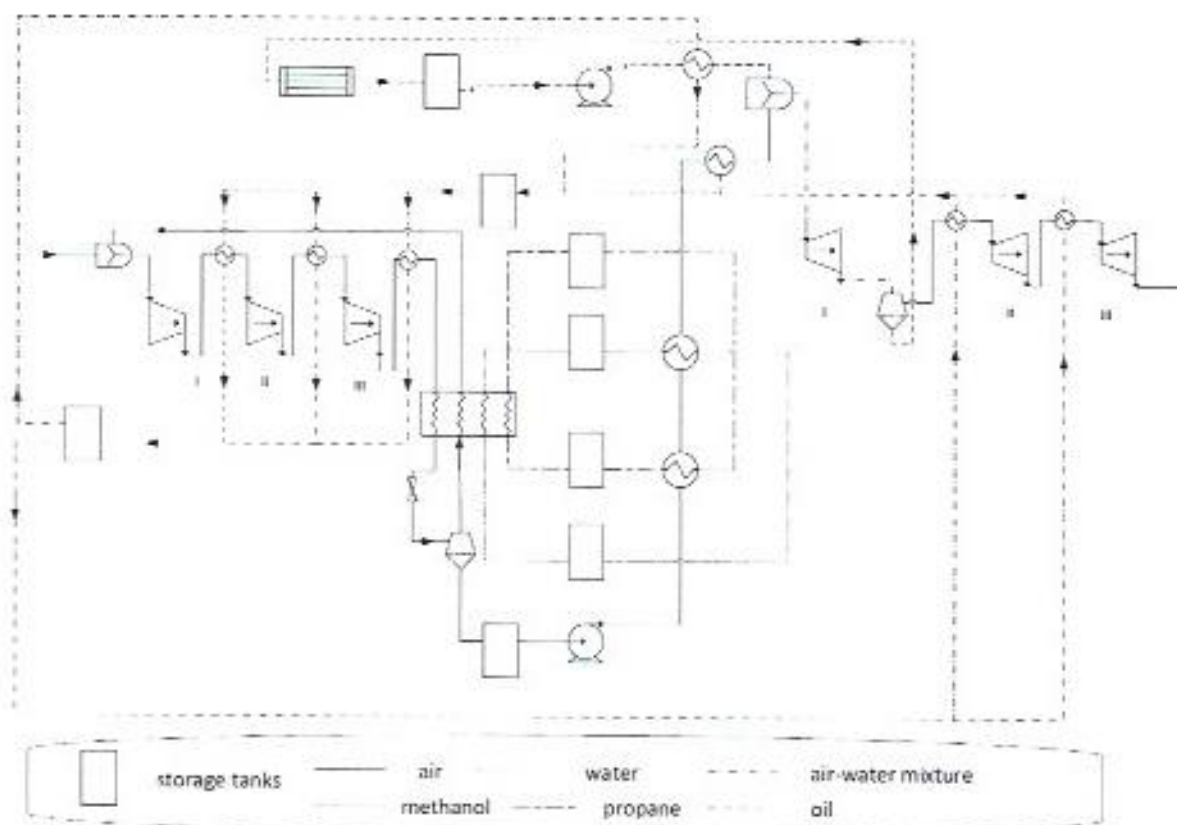
Sprawność układu LAES-ORC wynosi 61,9%, co wydaje się bardzo obiecującą wartością w porównaniu z 57% dla prostego układu LAES. Oczywiście niezbędne by było wykonanie analizy ekonomicznej, ponieważ układy ORC nie należą do najtańszych jednostek, jednak na tym etapie poprzestano na wykonaniu analizy energetycznej.

Interesującym zagadnieniem w celu poprawy sprawności magazynu LAES jest sprzęgnięcie go z modulem parowym, co pokazano w [A16]. Istotą idei tu przedstawionej jest dodanie modułu wytwarzania pary, wykorzystującego ciepło reszkowe powstające podczas sprężania powietrza. Para może być wtryskiwana do głównego strumienia regazyfikowanego powietrza przed ekspanderem. Operacja ta przyczynia się do znacznego wzrostu sprawności układu. Chociaż sprawność układu jest wyższa, traci się znaczną ilość wody. Aby zapobiec tym stratom zaproponowano zamknięty obieg wody (rys. 21).



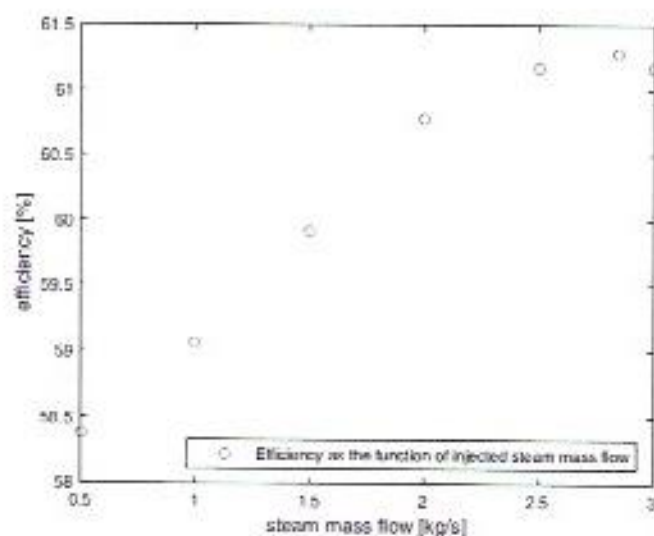
Rys. 21. Schemat ideowy układu magazynowania LAES z wtryskiem pary w układzie zamkniętym – modulem parowym (Źródło [A16])

Układ z zamkniętym obiegiem wody wydaje się nieco bardziej skomplikowany, ale przyczynia się do oszczędności medium. Ponieważ w tym rozwiązaniu turbina lub ekspander będą pracowały na mokrym powietrzu, należy zapewnić odpowiednie warunki temperaturowe, aby zapobiec skraplaniu wody w turbinie. W tym celu zastosowano trzystopniowe rozprężanie z międzystopniowym przegrzewaniem z wykorzystaniem ciepła reszkowego sprężania powietrza. Masowe natężenie przepływu powietrza przyjęto jako stałe. Dla przyjętej wartości przepływu powietrza można wtłoczyć nie więcej niż 3 kg/s pary ze względu na brak dostatecznej ilości ciepła do procesu odparowania. Szczegółowy schemat układu LAES z modulem parowym przedstawiono na rys. 22.

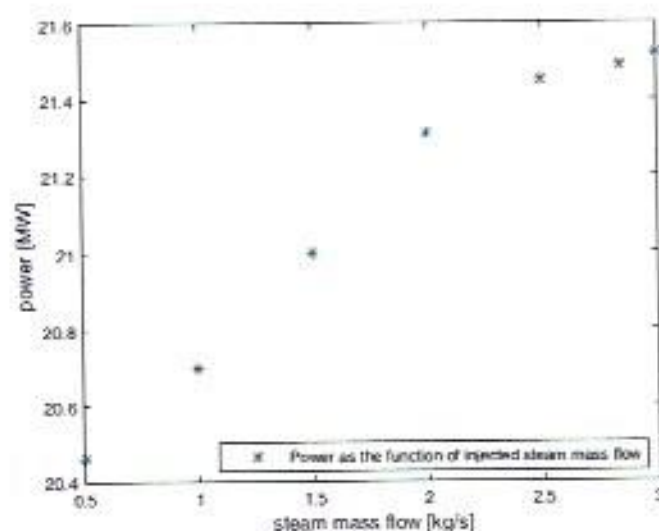


Rys. 22. Schemat szczegółowy układu magazynowania LAES z wtryskiem pary w układzie zamkniętym – modułem parowym (Źródło [A16])

Para jest wtryskiwana do głównego strumienia powietrza przed pierwszym stopniem turbiny, gdzie powietrze i para rozprężają się razem. Po pierwszym stopniu woda jest oddzielana od głównego strumienia i kierowana do skraplacza. Gdy rozpoczyna się tryb rozładowania, woda jest pompowana i odparowywana, aby ponownie została wtrysnięta do powietrza. Główny strumień powietrza rozpręża się kolejno w II i III stopniu turbiny wraz z podgrzewem. Wyniki analiz przedstawiono na rysunkach 23 oraz 24.



Rys. 23. Sprawność magazynu LAES w modułem parowym w zależności od wydatku pary (Źródło [A16])



Rys. 24. Moc magazynu LAES w modulem parowym w zależności od wydatku pary (Źródło [A16])

W trybie rozładowania magazyn jest w stanie wygenerować moc rzędu 21,5 MW. Maksymalna sprawność odpowiada masowemu natężeniu przepływu pary równemu 2,8 kg/s. Wybrane parametry procesu sprężania dla najbardziej optymalnego przypadku ze względu na sprawność magazynowania energii przedstawiono w tabeli 6.

Tab. 6. Parametry trybu ładowania LAES (Źródło [A16])

Sprężarka nr	1	2	3
Ciśnienie na wylocie, bar	7,22	41,5	200
Temperatura na wlocie, °C	14,36	20	20
Temperatura na wylocie, °C	259,6	235,8	210,2
Moc pobrana, MW	12,92	11,34	10,08

Dane obejmujące tryb rozładowania dla tego samego przypadku przedstawiono w tabeli 7.

Tab. 7. Parametry trybu rozładowania LAES (Źródło [A16])

Ekspander nr	1	2	3
Ciśnienie na wlocie, bar	100	60,7	13,2
Temperatura na wylocie, °C	140,1	91,6	33,4
Wydatek masowy, kg/s	172000	170200	170200
Moc generowana, MW	2,563	7,518	11,41

Sprawność prezentowanego układu przekracza 61%, czyli o ponad 4 punkty procentowe więcej niż dla układu bez modułu parowego, pracującego w porównywalnych warunkach.

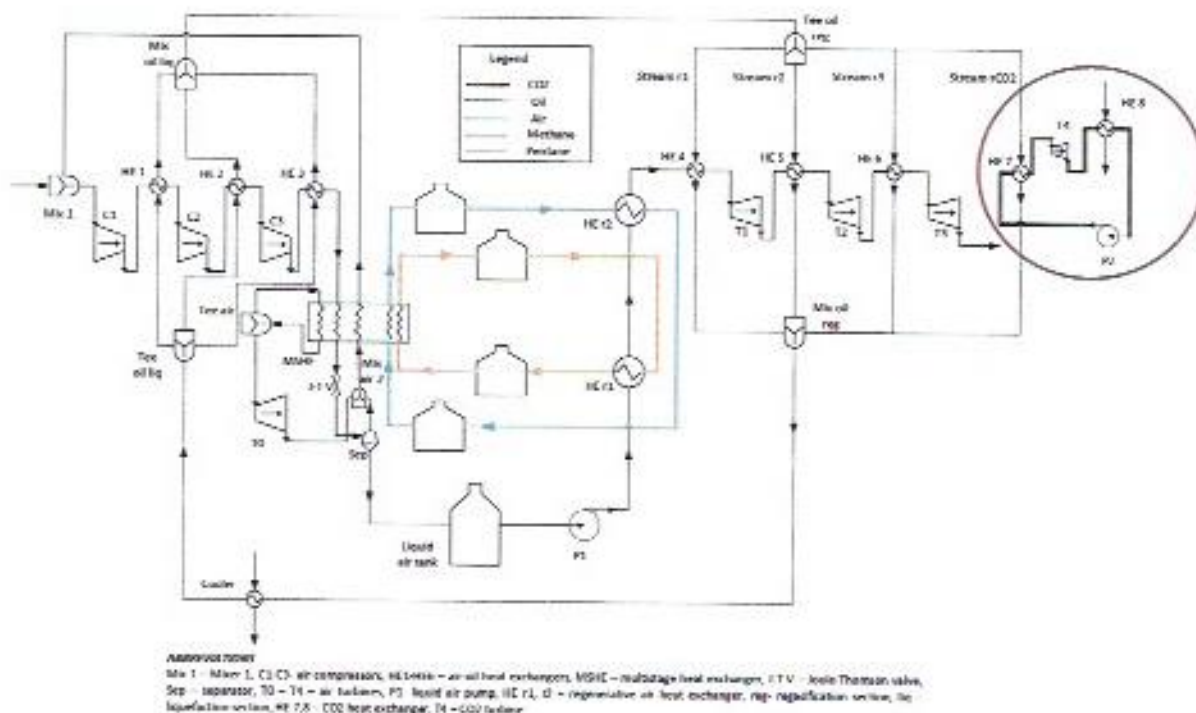
W ramach prac nad podnoszeniem sprawności układu LAES poprzez sprzęganie go z częścią parową zgłoszono dwa wnioski patentowe i uzyskano ochronę patentową. Patenty te oznaczono w wykazie dorobku jako [PAT1] oraz [PAT2].

Inną możliwością podniesienia sprawności układu magazynowania w technologii LAES jest koncepcja połączenia z transkrytycznym obiegiem na dwutlenek węgla. Idea ta powstała w trakcie realizacji projektu badawczego analizującego układy na nadkrytyczny dwutlenek węgla, którego byłem

kierownikiem pt. „Badania procesów produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem obiegów na nadkrytyczny CO_2 ”, Narodowe Centrum Nauki SONATA, oznaczony w wykazie dorobku jako **[PRO15]**. Głównym celem prac prowadzonych w ramach **[A2]** jest analiza możliwości połączenia układów magazynowania energii elektrycznej typu LAES z obiegiem na nadkrytyczny dwutlenek węgla. Istotą takiego połączenia jest uzyskanie synergii w postaci zwiększenia sprawności magazynowania energii bez strat i zmian w układzie dla transkrytycznego dwutlenku węgla. Układy takie pracując samodzielnie osiągają określone założone parametry operacyjne. Połączenie ich ze sobą pozwala na nowe spojrzenie w celu przeprowadzenia odpowiedniej gospodarki cieplnej, co powinno pozwolić na lepszą sprawność niż w przypadku, gdy systemy te działają osobno.

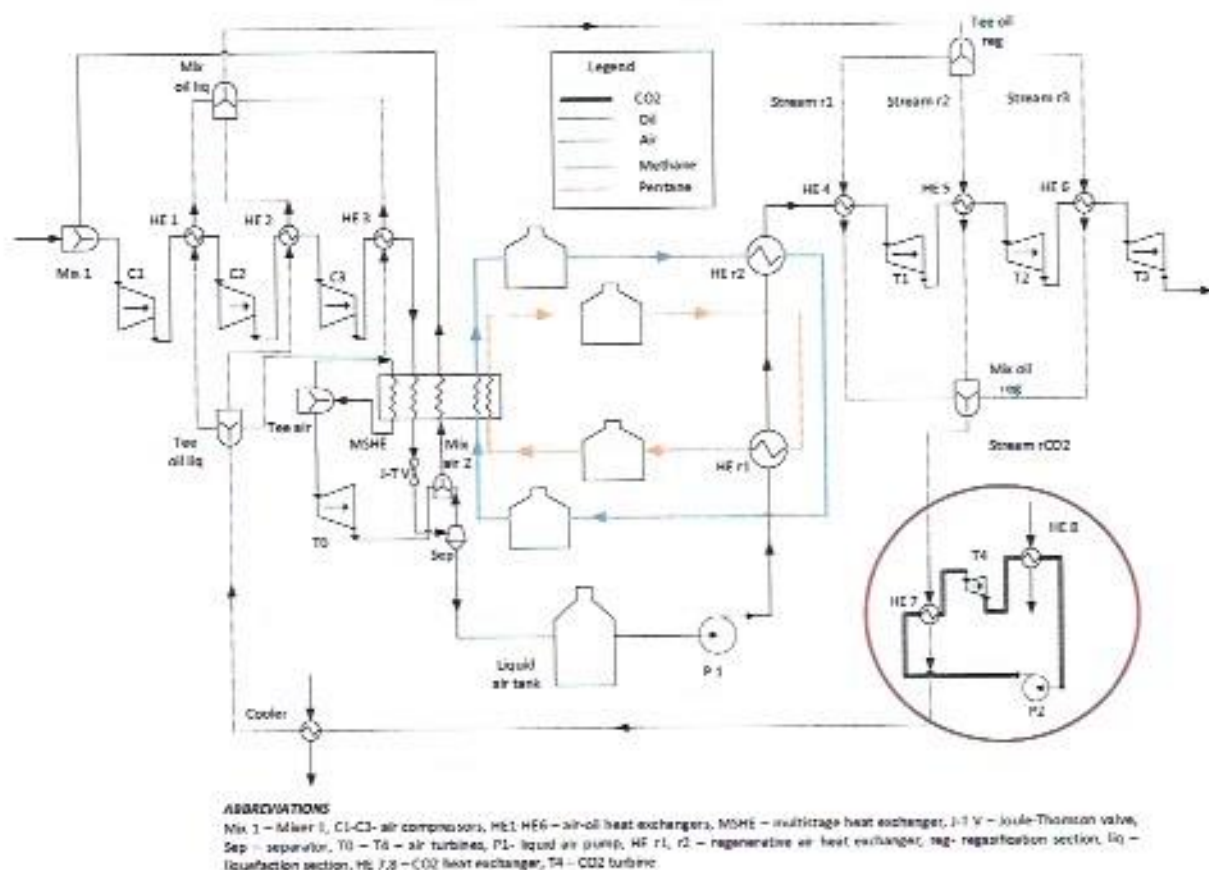
Analiza możliwości łączenia układów LAES i nadkrytycznych układów dwutlenku węgla jest nowością, która nie była wcześniej prowadzona ani analizowana. Z analizy literatury wynika, że prace takie nie były dotychczas prowadzone. Technologia nadkrytycznych obiegów CO_2 jest dobrze ugruntowana. Najprostsze układy działają zgodnie z cyklem Braytona [30], który wymaga dostarczania ciepła o wysokiej temperaturze. Górna temperatura osiągana w tych obiegach wynosi zwykle około 360°C [31]. To wyklucza jakąkolwiek możliwość podłączenia go do układu LAES, który pracuje w znacznie niższych temperaturach. Większe perspektywy ma transkrytyczny układ CO_2 [32], gdyż maksymalna temperatura osiągana w układzie wynosi 200°C .

Obiegi z czynnikiem roboczym w postaci CO_2 można łączyć z instalacjami LAES w różnych trybach. W **[A2]** rozważono dwie konfiguracje. W pierwszym, zwanym układem równoległym, ciepło dla nadkrytycznego obiegu CO_2 pobierane jest z oddzielnego przewodu olejowego, za regulatorem oleju Tee (rysunek 25).



Rys. 25. Schemat sprzęgnięcia układu LAES z obiegiem CO_2 w formie równoległej (Źródło **[A2]**)

Kolejny układ dostarcza ciepło do obiegu nadkrytycznego CO_2 z oleju po wymiennikach HE 4-6 (rys. 26). Nazwano go tu roboczo szeregowym. W tym przypadku można zastosować większy przepływ masowy czynnika grzewczego, ale jego temperatura jest niższa niż parametry możliwe do uzyskania w układzie równoległym.



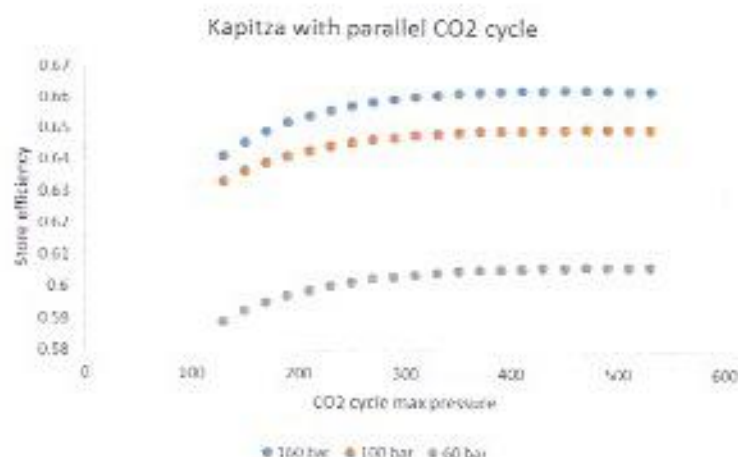
Rys. 26. Schemat sprzężenia układu LAES z obiegiem CO₂ w formie szeregowej (Źródło [A2])

Główne parametry układu zestawiono w tabeli 8.

Tab. 8. Główne parametry układu LAES (Źródło [A2])

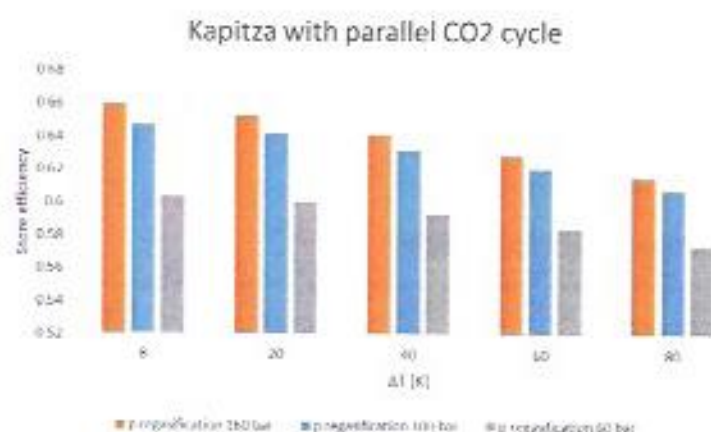
Parametr	Wlot powietrza			Wylot powietrza		MSHE	HE	Sprawność ekspandera	Sprawność sprężarki	Sprawność pompy
	T [°C]	p [bar]	m [kg/s]	p [bar]	ΔT [K]	ΔT [K]	ΔT [K]	η [%]	η [%]	η [%]
Wartość	15	1	100	1	1±0.1	8		90	89	75

W układzie równoległym wzięto pod uwagę dwa parametry: maksymalne ciśnienie w obiegu CO₂ oraz udział ciepła między powietrznymi i dwutlenkowymi wymiennikami ciepła. Maksymalne ciśnienie w obiegu nadkrytycznym CO₂ analizowano dla wybranych ciśnień sekcji regazyfikacji (60 bar, 100 bar i 160 bar) (rysunek 27). Zauważalny wzrost sprawności magazynowania można zaobserwować wraz ze wzrostem ciśnienia w obiegu CO₂, aż do ok 300 bar. Dalsze wzrosty ciśnienia od 300 bar w górę powodują pomijalny wzrost sprawności. Biorąc pod uwagę kwestie konstrukcyjno-eksploatacyjne potencjalnej instalacji oraz niski wzrost sprawności powyżej 300 bar, wybrano tę wartość do dalszej analizy układu równoległego. Krzywe sprawności magazynowania w funkcji ciśnienia CO₂ są podobne dla różnych poziomów ciśnień regazyfikacji. Sprawność poprawia się wraz ze wzrostem ciśnienia w sekcji regazyfikacji, ale tempo wzrostu pomiędzy 60 a 100 barami jest większe niż w przedziale 100 – 160 barów.



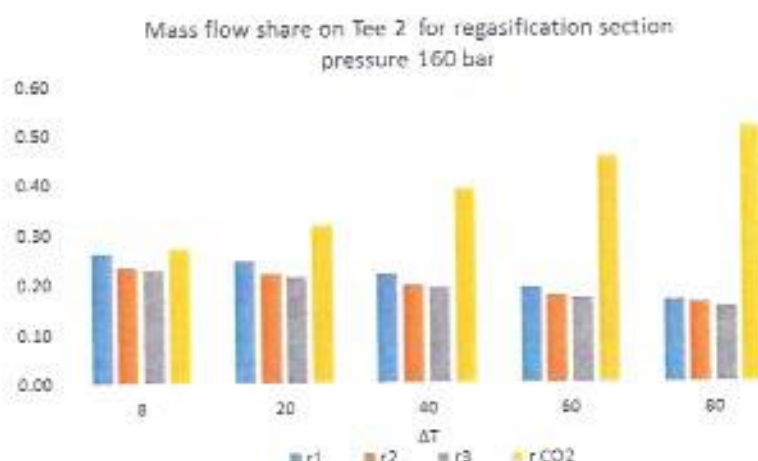
Rys. 27. Sprawność magazynowania w funkcji ciśnienia obiegu CO₂. Układ Kapitza z równoległym obiegiem CO₂ dla wybranych poziomów ciśnienia w sekcji regazyfikacji (Źródło [A2])

Następnie przeanalizowano wpływ udziału ciepła na sprawność magazynowania. Temperatura powietrza za HE 4-6 była niższa od temperatury oleju na wlocie o ΔT (rysunek 28). Uzyskane wyniki wskazują, że w celu uzyskania maksymalnej sprawności należy utylizować jak największą ilość ciepła w olejowo-powietrznych wymiennikach ciepła.



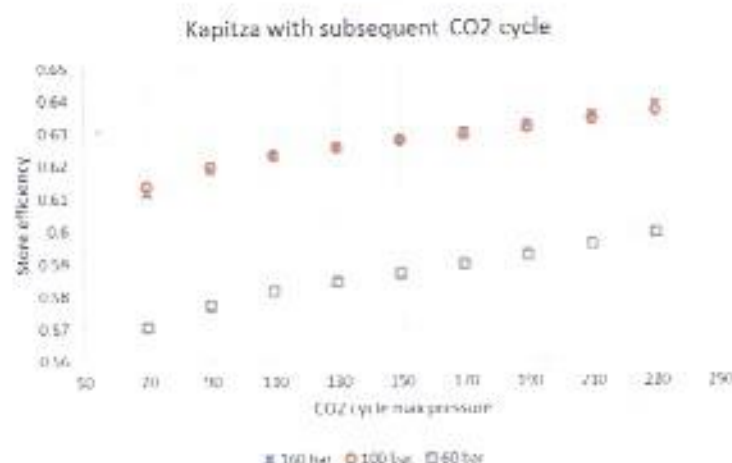
Rys. 28. Sprawność magazynowania dla wybranych różnic temperatur (ΔT) pomiędzy wlotowym strumieniem oleju i wylotowym strumieniem powietrza za HE 4-6, dla wybranych poziomów ciśnienia sekcji regazyfikacji, tryb równoległy (Źródło [A2])

Spadek temperatury powietrza związany jest ze wzrostem masowego natężenia przepływu oleju w HE 7 (rysunek 29), dzięki czemu więcej ciepła może zostać dostarczone do dodatkowego obiegu CO₂. Przepływy oleju dla HE 4-6 były podobne we wszystkich analizowanych przypadkach, chociaż największy przepływ kierowany był do HE 4 ze względu na warunki temperaturowe powietrza przed tym odcinkiem.



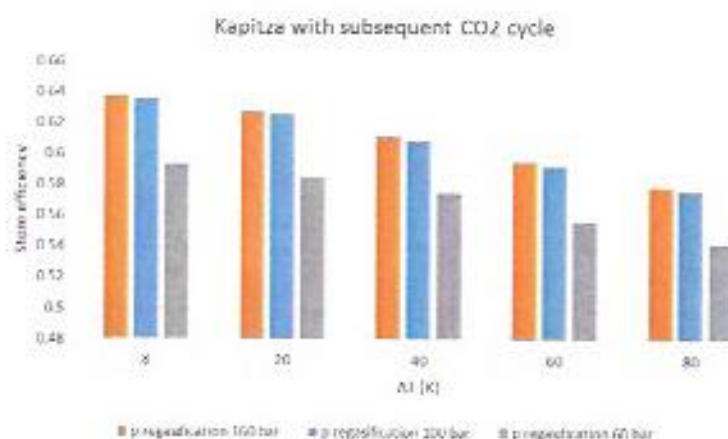
Rys. 29. Masowy udział przepływu na trójniku Tee 2 dla ciśnienia sekcji regazyfikacji 160 bar, strumienie r1-r3 kierowane odpowiednio do HE 4-6, strumień r CO₂ kierowany do HE 7 (Źródło [A2])

Analogiczną analizę przeprowadzono dla układu LAES połączonego szeregowo z obiegiem CO₂. Ponieważ ciepło o niskiej temperaturze jest wykorzystywane do podgrzewania CO₂, rozważono niższe poziomy ciśnienia obiegu CO₂, aby uniknąć obecności cieczy na wlocie do ekspandera. Również w tym układzie wzrost maksymalnego ciśnienia CO₂ związany jest ze wzrostem sprawności magazynowania (rysunek 30). Dlatego do dalszych analiz wybrano maksymalne ciśnienie CO₂ wynoszące 230 bar. Przy wyższym ciśnieniu CO₂ na wlocie do turbiny występuje stan ciekły. Zjawisko to jest niepożądane ze względu na możliwość uszkodzenia. Niewielka różnica zauważalna jest między wynikami uzyskanymi dla ciśnienia powietrza w sekcji regazyfikacji wynoszącego w tym przypadku 100 bar i 160 bar. W obu przypadkach sprawność magazynowania jest o około 4% wyższa od wartości uzyskanej dla ciśnienia w sekcji regazyfikacji wynoszącego 60 bar.



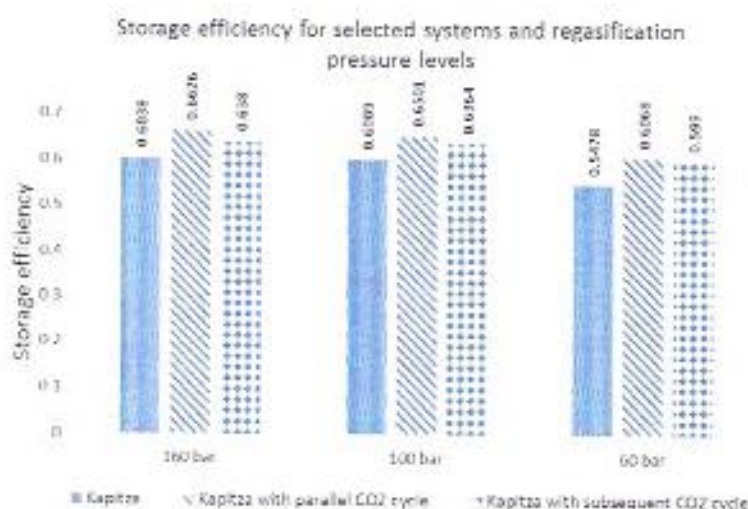
Rys. 30. Sprawność magazynowania w funkcji ciśnienia obiegu CO₂. Układ Kapitza z szeregowym obiegiem CO₂ dla wybranych poziomów ciśnienia w sekcji regazyfikacji (Źródło [A2])

Jak pokazano na rysunku 31, rosnąca różnica temperatur między temperaturą wlotu oleju, a temperaturą powietrza na wylocie (HE 4-6) powoduje spadek sprawności we wszystkich analizowanych przypadkach.



Rys. 31. Sprawność magazynowania dla wybranych różnic temperatur (ΔT) pomiędzy wlotowym strumieniem oleju i wylotowym strumieniem powietrza za HE 4-6, dla wybranych poziomów ciśnień sekcji regazyfikacji, tryb szeregowy (Źródło [A2])

W obu analizowanych konfiguracjach maksymalną sprawność osiągnięto, gdy uzyskano najwyższą możliwą temperaturę powietrza. Porównując sprawności analizowanych układów (rysunek 32) w obu przypadkach nadkrytyczny obieg CO₂ przyczynił się do ogólnego przyrostu sprawności.

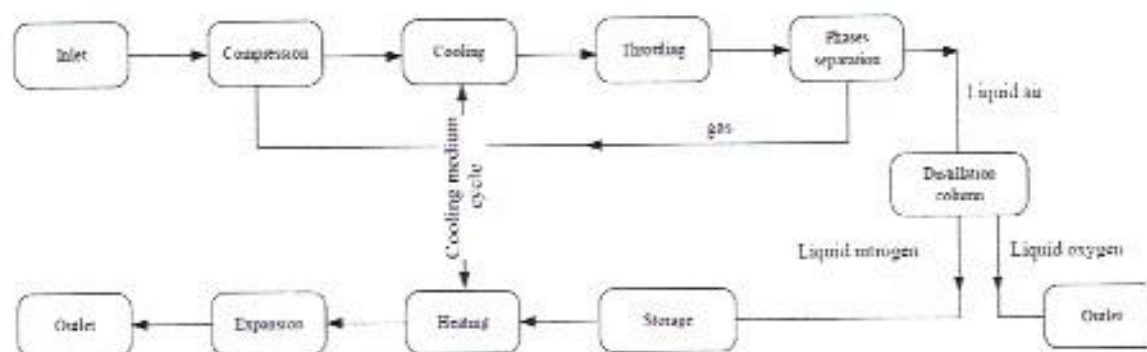


Rys. 32. Sprawność magazynowania dla wybranych konfiguracji i poziomów ciśnienia regazyfikacji (Źródło [A2])

W zależności od innych warunków pracy, w trybie równoległym wzrost sprawności kształtuje się na poziomie 5-6% - co jest znaczną poprawą dla układu LAES. Układ Kapitza połączony szeregowo z nadkrytycznym obiegiem CO₂ również charakteryzuje się wyższymi sprawnościami w porównaniu do prostego układu Kapitza LAES, jednak wyniki w tym przypadku nie są już tak dobre, przy wzroście sprawności rzędu 3,5 do 5%. W każdym analizowanym przypadku układ równoległy zapewnia wyższą sprawność magazynowania, jednak różnice między układem równoległym a szeregowym zmniejszają się wraz ze spadkiem ciśnienia regazyfikacji.

Podniesienie atrakcyjności układu magazynowania LAES można uzyskać szukając innych, dodatkowych funkcjonalności takiego układu. Jednym z pomysłów jest separacja azotu i tlenu. Taką analizę przeprowadzono w [A17]. Opisany w [A17] układ pozwala na magazynowanie energii oraz produkcję

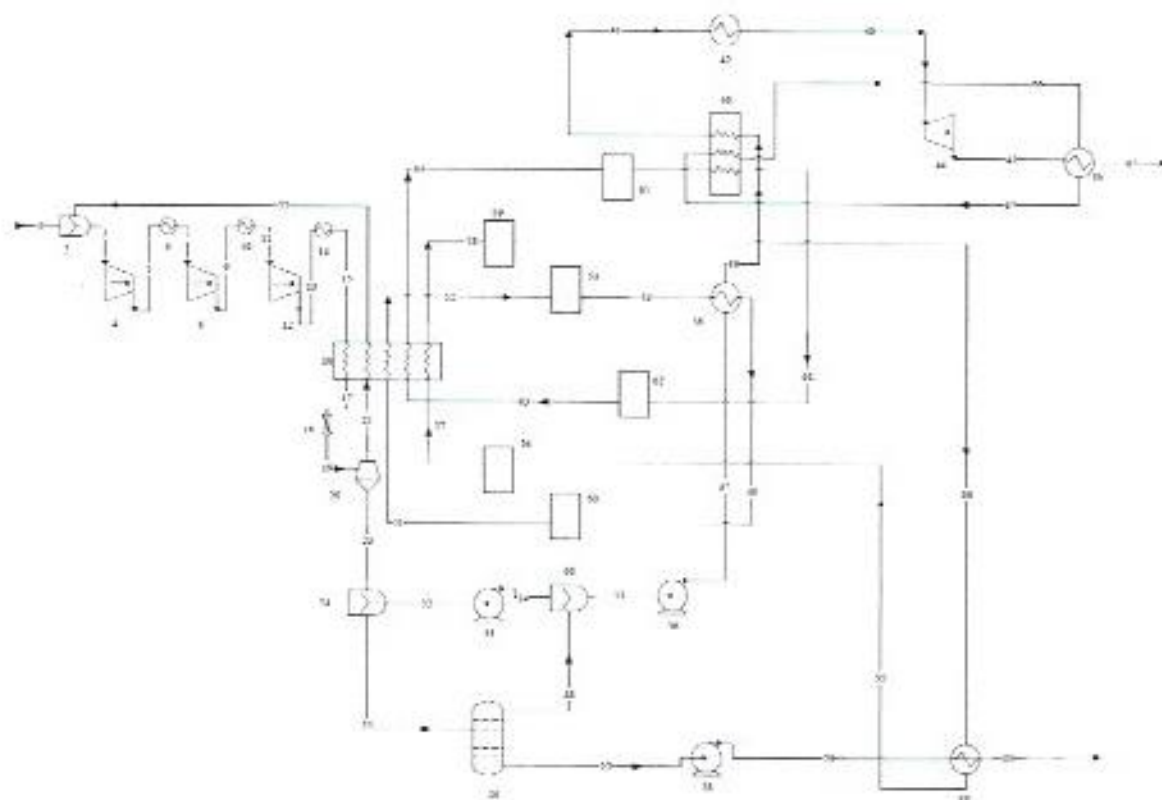
ciekłego tlenu i azotu jako produktu, co czyni go bardziej atrakcyjnym ekonomicznie. Tak zaprojektowana instalacja poligeneracyjna może przyczynić się do zwiększenia efektywności ekonomicznej magazynowania energii. Ideowe przedstawienie schematu układu LAES z separacją tlenu i azotu przedstawiono na rys. 33.



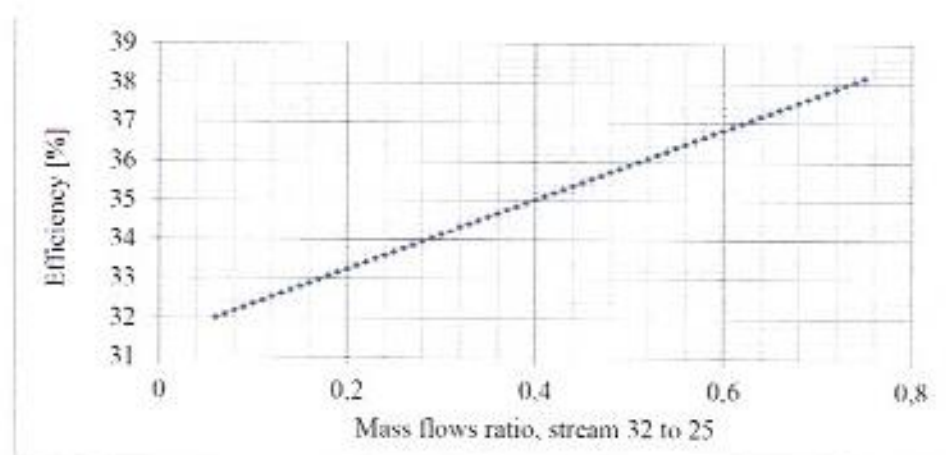
Rys. 33. Układ magazynowania energii LAES wraz z modułem separacji tlenu i azotu – schemat ideowy (Źródło [A17])

W tym przypadku dodano kolumnę rektyfikacyjną w celu oddzielenia tlenu od powietrza i sprzedaży go w celu osiągnięcia dodatkowych zysków. Destylacja powietrzna jest znaną technologią otrzymywania czystego tlenu i azotu z powietrza. Ten proces separacji umożliwia rozdzielanie poszczególnych składników mieszaniny z dużą czystością, nawet gdy temperatury wrzenia są stosunkowo blisko siebie.

Przyjmuje się, że czas ładowania wynosi 12h, a rozładowywania jest dwukrotnie krótszy (6h). Rozważany układ może dostarczyć w czasie rozładowywania około 20 MW mocy i zgromadzić około 130 MWh energii. Moc wymagana podczas ładowania układu jest stała dla zadanego przepływu masowego powietrza i przy ustalonych założeniach wynosi 30 MW. Cała energia ładowania zużywana jest przez 3-stopniową sprężarkę, a zapotrzebowanie energetyczne wynosi 0,185 kWh na 1 kg zmagazynowanego powietrza. Sprawność magazynowania energii elektrycznej w opisywanym układzie zależy od przepływu przez turbinę, a więc jest powiązana z zakładaną produkcją tlenu. Strumień kierowany do kolumny destylacyjnej można regulować od stosunku masowego 0,25 do 0,95. Strumienie te zaznaczono na rys. 34 numerami 32 oraz 25. Zakres ten jest ograniczony bilansami wymienników ciepła. Dla tych ustawień sprawność magazynowania energii przyjmuje wartości od 31,9% dla maksymalnej produkcji tlenu do prawie 38,15% dla minimalnej produkcji tlenu (rys. 35).



Rys. 34. Schemat technologiczny układu LAES z separacją tlenu i azotu (Źródło [A17])

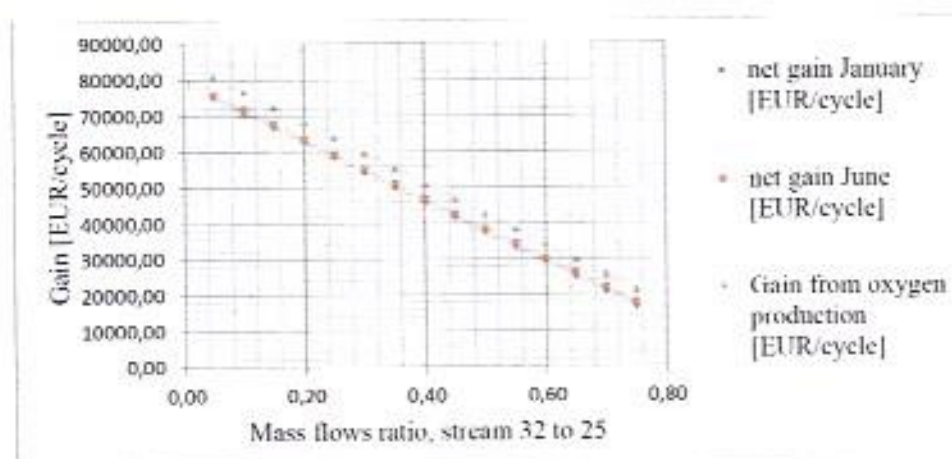


Rys. 35. Sprawność magazynowania energii elektrycznej w układzie LAES w zależności od produkcji tlenu (Źródło [A17])

Wykonana w ramach [A17] uproszczona analiza ekonomiczna odnosi się głównie do polskiego rynku energii. Przedstawione tutaj obliczenia obejmują jedynie koszty eksploatacyjne, nie uwzględnia się nakładów inwestycyjnych. Ładowanie magazynu odbywa się poza godzinami szczytu i trwa 12 godzin. Magazyn rozładowuje się podczas dużego zapotrzebowania na energię (godziny szczytowe) co najmniej przez 6 godzin.

W badanym układzie istnieje możliwość zmiany przepływu masowego składników opuszczających kolumnę destylacyjną w celu uzyskania maksymalnego zysku. Położenie zaworu trójdrogowego ma również wpływ na produkcję energii elektrycznej na etapie rozładowania i sprawność całego procesu. Można wyprodukować więcej tlenu, ale maleje masowy przepływ strumienia kierowanego do ekspandera, przez co produkcja energii elektrycznej jest mniejsza, natomiast przy zwiększaniu przepływu gazu do ekspandera można wyprodukować i sprzedać mniej tlenu. Główną ideą jest zrównoważenie tych przepływów, aby uzyskać maksymalny zysk.

Jak pokazano na rys. 36, tego rodzaju instalacja może być bardzo opłacalna. Czysty tlen jest bardzo drogi i daje główny zysk. Gaz ten ma szerokie zastosowanie w różnych gałęziach przemysłu, takich jak spawalnictwo, medycyna, kosmonautyka, górnictwo, chemia i inne, dlatego nie przewiduje się problemów ze sprzedażą tlenu.



Rys. 36. Przychody z magazynu LAES (Źródło [A17])

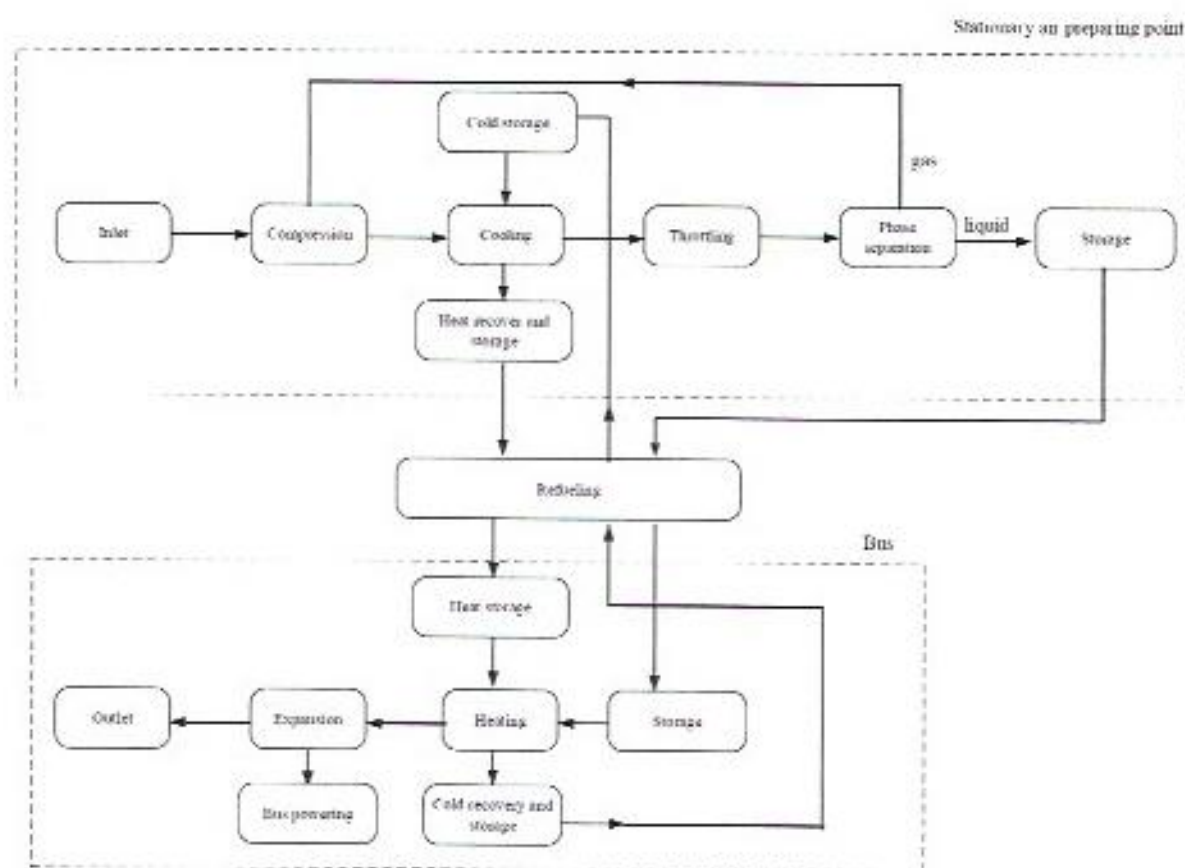
Oczywiście sprawność układu magazynowania LAES z modulem produkcji tlenu jest mniejsza niż sprawność pojedynczej instalacji LAES. Wydaje się, że dzieje się tak dlatego, że do turbiny trafia mniejszy przepływ masowy, przez co można wyprodukować mniej energii, ale jednocześnie przekazać mniejszą ilość chłodu z sekcji regazyfikacji do sekcji skraplania. Pomimo tego produkcja tlenu sprawia, że układ wydaje się być opłacalny.

Przedstawione w [A17] rozwiązanie jest również objęte ochroną patentową. Jestem współautorem tego patentu. Patent ten jest wskazany w wykazie dorobku pod pozycją [PAT4].

Układy magazynowania LAES można również wykorzystywać na inne sposoby. Interesującym pomysłem jest zaadaptowanie takiego układu do napędzania pojazdów. Popularne były analizy wykonywane na potrzeby zasilania pojazdów sprężonym powietrzem. Powstały również prototypy takich pojazdów. Analiza zastosowania układu na skroplone powietrze (LAES) do zasilania autobusu została zaprezentowana w [A14].

Znanych i szeroko stosowanych jest kilka sposobów zasilania autobusów. Do najpopularniejszych należy zaliczyć silniki spalinowe i elektryczne, choć opracowywane są także bardziej wyrafinowane rozwiązania (jak ogniwa paliwowe). Koncepcja przedstawiona w [A14] zakłada zasilanie autobusu ciekłym powietrzem. W stacjonarnym punkcie przygotowania powietrza powietrze jest skraplane poprzez wstępne schładzanie, a następnie magazynowane w izolowanych zbiornikach. System wykorzystuje energię elektryczną do zasilania sprężarek zainstalowanych przed etapem skraplania oraz czynnika zimnego, pozyskiwanego w procesie regazyfikacji. Proces skraplania rozpoczyna się, gdy w

sieci dostępna jest większa ilość energii, a energia elektryczna jest stosunkowo tania. Energia wykorzystywana jest do zasilania sprężarek. Następnie gaz jest wstępnie schładzany i trafia do zaworu, gdzie ulega ochłodzeniu i częściowemu skropleniu. Faza ciekła jest przechowywana. Następnie ciekłe powietrze pompowane jest za pomocą pompy kriogenicznej do zbiornika znajdującego się w autobusie. Układ mobilny (zainstalowany w autobusie) składa się ze zbiornika ciekłego powietrza, zbiornika zimnego medium, zbiornika ciepłego medium i silnika pneumatycznego. Podczas tankowania autobus pobiera ciepły czynnik, a do punktu stacjonarnego podaje (zrzuca) zimny, który zostanie wykorzystany w procesie skraplania. W autobusie powietrze jest podgrzewane (za pomocą ciepłego czynnika pobranego ze stacji) i regazyfikowane. Następnie gaz trafia do silnika pneumatycznego napędzającego koła autobusu. Otrzymane w procesie zimne medium magazynowane jest w zbiorniku zimnego medium, a następnie tłoczone do stacjonarnego punktu skraplania (podczas tankowania). Schemat ideowy koncepcji przedstawiono na rys. 37.



Rys. 37. Schemat ideowy autobusu napędzanego skroplonym powietrzem. Linia przerywaną zaznaczone dwa układy: układ stacji tankowania i układ autobusu (Źródło [A14])

Obliczenia przeprowadzono przy założeniu, że system powinien być w stanie zasilić autobus na dystansie 100 km, zatem pojazd potrzebuje około 100 kWh zmagazynowanej energii. Przyjęto parametry powietrza wlotowego: temperatura 15°C, ciśnienie 1atm. Obliczenia przeprowadzono dla stanu ustalonego, przy przepływie powietrza na wlocie równym 1kg/h. Ze względu na szeroki zakres temperatur powietrza wybrano dwa czynniki chłodzące: metanol (od -60°C do 20°C) i propan (od -184°C do -60°C). Obydwa współpracują w obiegu odzysku chłodu i ciepła.

Uwzględniając wszystkie założenia i uproszczenia przeprowadzono obliczenia układu. Na 1 kg powietrza potrzeba 1,263 kg propanu i 0,314 kg metanolu. Moc uzyskana w silniku pneumatycznym

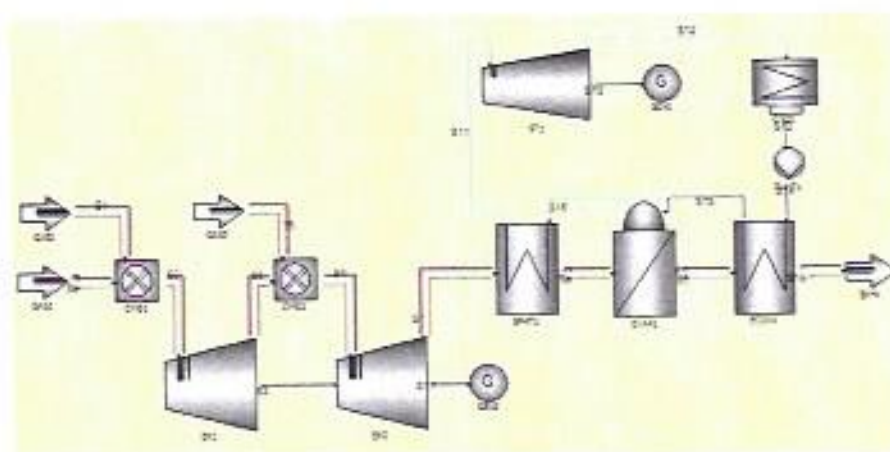
(przy założeniu sprawności na poziomie 85%) wynosi 41,5 W na 1 kg powietrza. Z tych obliczeń wynika, że autobus potrzebuje niecałe 3 m³ ciekłego powietrza, 1 m³ metanolu i 4,5 m³ propanu.

Całkowita objętość zbiorników wynosi około 8,5 m³, co oznacza, że istnieje możliwość zastosowania systemu w autobusach przeznaczonych do komunikacji miejskiej. Należy podkreślić, że autobus zasilany ciekłym powietrzem podczas swojej eksploatacji emituje wyłącznie powietrze, dlatego opracowana koncepcja przyczyni się do poprawy jakości powietrza w miastach. Co więcej, w punktach stacjonarnych można przygotować ciekłe powietrze, gdy prąd jest stosunkowo tani (w godzinach pozaszczytowych), co może obniżyć koszty operacyjne. Jest to cenna zaleta, szczególnie biorąc pod uwagę rosnącą ilość odnawialnych źródeł energii, które są nieprzewidywalne i niekontrolowane. Choć technologia ta ma wiele zalet, do najważniejszych wad można zaliczyć wysokie nakłady inwestycyjne i zapotrzebowanie na całą nową infrastrukturę. Nie można pominąć także większej objętości i masy instalacji w porównaniu z rozwiązaniami konwencjonalnymi. Podsumowując, obliczenia są obiecujące, jednak technologia przedstawiona w [A14] wymaga dalszego rozwoju i badań.

Prezentowane w [A14] rozwiązanie jest przedmiotem ochrony patentowej. Patent jest wskazany w wykazie dorobku i oznaczony [PAT4]. Jestem współautorem niniejszego patentu.

Magazynowanie energii w sprężonym powietrze – CAES

W ramach wykorzystania powietrza do magazynowania energii elektrycznej należy wspomnieć o magazynowaniu w sprężonym powietrze (Compressed Air Energy Storage – CAES). W ramach opracowania [A19] przeanalizowano część naziemną magazynu energii CAES. Wykonano modele matematyczne w środowisku numerycznym (program GE Energy GateCycle). Aby stworzyć model matematyczny układu magazynowania energii w sprężonym powietrze z odzyskiem gazów spalinowych, klasyczny układ CAES uzupełniono o turbinę parową, skraplacz, pompę, przegrzewacz, parownik i podgrzewacz. Te dodatkowe komponenty dodano w celu poprawy sprawności wytwarzania energii przez układ. Ciśnienie powietrza wprowadzanego do turbiny zmieniano z 72 na 42 bar w odstępach co 1,25 bar. Na rys. 38 przedstawiono część naziemną magazynu CAES dla sekcji rozładowywania uzupełnioną o część parową.



Rys. 38. Schematyczne przedstawienie instalacji magazynowania energii w sprężonym powietrze. Sekcja rozładowywania uzupełniona o część parową (Źródło [A19])

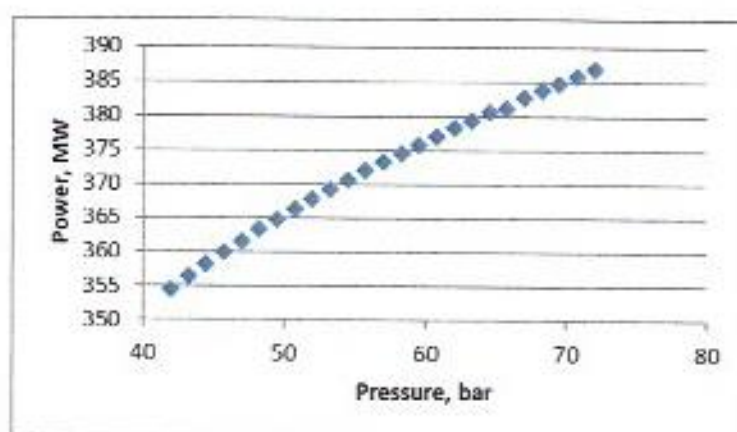
Jak widać w tabeli 9, ciśnienie powietrza wprowadzanego do turbiny gazowej zmieniano się od 72 bar do 42 bar. To rzeczywiste wartości zaczerpnięte z jednej z istniejących elektrowni CAES (Huntorf)

zlokalizowanej w Niemczech. Układ osiąga maksymalną moc 386,92 MW i maksymalną sprawność 73,03% przy ciśnieniu powietrza na wlocie 72 bary. Dla najniższej wartości ciśnienia powietrza na wlocie (42 bar) układ osiąga moc 354,61 MW i sprawność 71,51%.

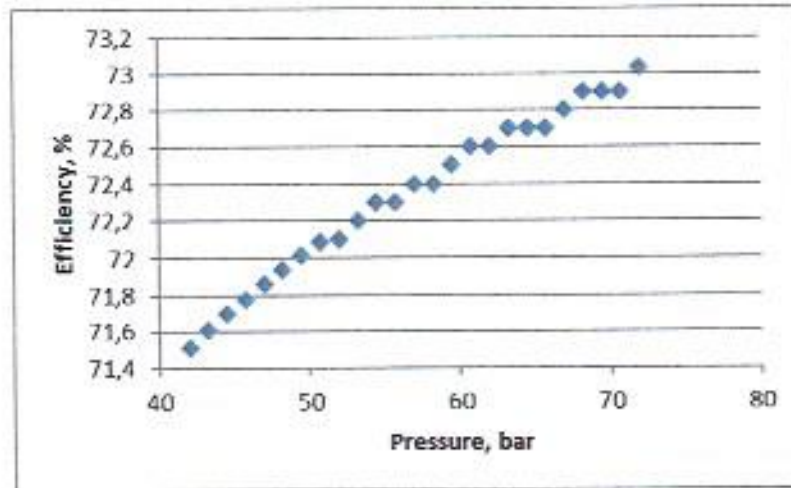
Tab. 9. Wynik modelowania części rozładowywania układu CAES z częścią parową (Źródło [A19])

Czas, min	Ciśnienie, bar	Moc, MW	Sprawność, %
5	72	386.92	73.03
10	70.75	385.94	72.9
15	69.5	384.9	72.9
20	68.25	383.92	72.9
25	67	382.8	72.8
30	65.75	381.36	72.7
35	64.5	380.7	72.7
40	63.25	379.58	72.7
45	62	378.42	72.6
50	60.75	377.24	72.6
55	59.5	376	72.5
60	58.25	374.7	72.4
65	57	373.4	72.4
70	55.75	372.17	72.3
75	54.5	370.8	72.3
80	53.25	369.4	72.2
85	52	367.9	72.1
90	50.75	366.49	72.09
95	49.5	364.96	72.02
100	48.25	363.38	71.94
105	47	361.75	71.86
110	45.75	360.05	71.78
115	44.5	358.3	71.7
120	43.25	356.49	71.61
125	42	354.61	71.51

Zależności pomiędzy mocą i sprawnością, a ciśnieniem wlotowym do turbiny przestawiono kolejno na rysunkach 39 i 40.



Rys. 39. Moc układu magazynowania energii CAES rozbudowanego o część parową w zależności od ciśnienia wlotowego powietrza (Źródło [A19])



Rys. 40. Sprawność układu magazynowania energii CAES rozbudowanego o część parową w zależności od ciśnienia wlotowego powietrza (Źródło [A19])

Dzięki zabiegowi uzupełnienia części naziemnej magazynu CAES o część parową, która wykorzystuje gazy spalinowe z turbiny gazowej w wytwornicy pary (kotle odzysknicowym) określono zwiększenie sprawności w porównaniu do układu CAES przed rozbudową z 65% do 73% przy wartości ciśnienia powietrza na wlocie do turbiny na poziomie 72 bar. Również moc rozbudowanego układu jest większa w porównaniu do układu prostego przed rozbudową. Wartości wynoszą odpowiednio 387 MW po rozbudowie i 354 MW przed rozbudową.

Magazynowanie energii z wykorzystaniem kawernowych podziemnych magazynów gazu – CNGES

Ciekawą alternatywą do magazynowania energii elektrycznej w sprężonym i skroplonym powietrzu może być zaprezentowane w ramach prac prowadzonych w [A9] magazynowanie energii z wykorzystaniem kawernowych podziemnych magazynów gazu ziemnego (KPMG). W przypadku technologii magazynowania energii za pomocą sprężonego gazu trudno jest doszukać się historycznych uwarunkowań zastosowania tej technologii, jest ona bowiem całkiem nowa. Do tej pory powstały jedynie opracowania teoretyczne dotyczące możliwości tego typu magazynowania energii elektrycznej. Niemniej jednak bazuje ona na technologii magazynowania energii w sprężonym powietrzu, które jest znane od lat. Technologia magazynowania energii w sprężonym gazie ziemnym wykorzystuje istniejącą infrastrukturę kawernowych, podziemnych magazynów gazu ziemnego, które są budowane od szeregu lat [A9].

W celu dostosowania podziemnego magazynu gazu do magazynowania energii przeprowadzona powinna zostać m.in. wszechstronna analiza uwarunkowań pracy i budowy podziemnych kawernowych magazynów gazu ziemnego pod kątem magazynowania energii (nowa technologia CNGES – Compressed Natural Gas Energy Storage).

Instalacja technologiczna ośrodka napowierzchniowego KPMG składa się obecnie z:

- stacji oczyszczania gazu,
- stacji pomiaru gazu,
- stacji sprężania gazu

- stacji osuszania gazu,
- stacji rozdziału gazu,
- stacji redukcyjno-pomiarowej gazu paliwowego,
- stacji dozowania metanolu,
- stacji sprężonego powietrza,
- kotłowni technologicznej,
- systemu odgazowania instalacji (komin),
- centralnej sterowni wraz z systemem sterowania KPMG.

Założenia związane z nadbudową magazynu gazu ziemnego o część magazynowania energii są następujące:

- nadrzędną funkcją KPMG jest magazynowanie gazu ziemnego, magazynowanie energii nie wpłynie na harmonogram zatłaczania i odbioru gazu z kawern (praca na potrzeby systemu gazowniczego),
- funkcja magazynowania energii nie spowoduje ingerencji w część podziemną KPMG oraz nie zmieni bilansu masy gazu gromadzonego w KPMG,
- funkcja magazynowania energii nie spowoduje zmian parametrów eksploatacyjnych magazynu gazu, dotyczy to w szczególności dopuszczalnych przepływów, temperatur gazu, dopuszczalnych ciśnień magazynowania gazu itp.
- w instalacjach CAES czynnikiem magazynującym energię jest zgromadzone w kawernie powietrze sprężane do wysokiego ciśnienia przy pomocy sprężarek z napędem elektrycznym. W KPMG sprężanie gazu jest prowadzone przez kompresory napędzane silnikami gazowymi. Sprężanie gazu ziemnego na potrzeby magazynowania energii powinno być prowadzone przez kompresory z napędem elektrycznym załączane do pracy w okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną,
- w istniejących instalacjach magazynowania energii za pomocą sprężonego powietrza spaliny są rozprężane w turbinie gazowej do ciśnienia atmosferycznego. W KPMG gaz ziemny może być rozprężany do ciśnienia gazociągu przesyłowego odbierającego gaz z magazynu. Taka zasada będzie obowiązywała również dla operacji magazynowania energii.

Zakłada się że dla realizacji funkcji magazynowania energii instalację napowierzchniową KPMG należy rozbudować o następujące wyposażenie:

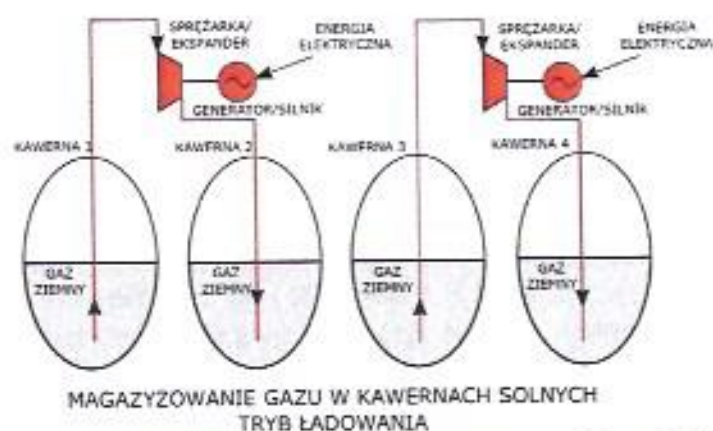
- sprężarki z napędami elektrycznymi,
- ekspander (rozprężnik) gazu sprężony z generatorem,
- układ połączeń wymagany dla wypełniania funkcji magazynowania energii,
- układy magazynowania ciepła i chłodu (schładzanie gazu po sprężeniu i podgrzewanie przed rozprężeniem w ekspanderze).

Rysunki 41 i 42 przedstawiają schemat technologiczny magazynowania gazu w kawernach solnych podczas trybu ładowania (rysunek 41) oraz trybu rozładowania (rysunek 42).

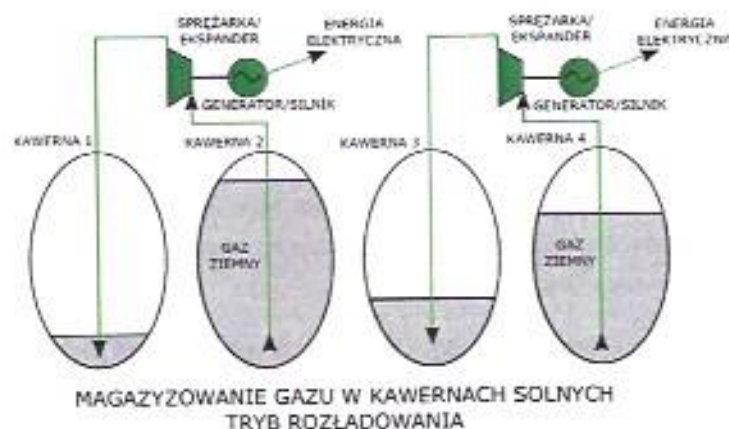
W okresach generowania mocy szczytowej wyższej od zapotrzebowanej przez system elektroenergetyczny, energia elektryczna do zasilania kompresorów będzie pobierana z sieci. Kompresory z napędami elektrycznymi mogą być wykorzystane do:

- zatłaczania gazu z gazociągu zasilającego KPMG (normalny cykl pracy KPMG z wykorzystaniem kompresorów z napędami gazowymi),
- przetłaczania z wykorzystaniem kompresorów gazu między kawernami o różnych ciśnieniach (funkcja nierealizowana dotychczas).

W okresach szczytowego zapotrzebowania na moc systemu elektroenergetycznego, podczas rozprężania w ekspanderze gazu pobieranego z kawern będzie generowana energia elektryczna oddawana do sieci.



Rys. 41. Magazynowanie gazu w kawernach solnych – tryb ładowania (Źródło [A9])



Rys. 42. Magazynowanie gazu w kawernach solnych – tryb rozładowania (Źródło [A9])

Generowanie mocy może być realizowane w operacjach:

- rozprężania gazu pobieranego z kawern i zasilaniu nim sieci gazowej (normalny cykl pracy magazynu),
- przepływu gazu pomiędzy kawernami o różnym stopniu napełnienia (ciśnieniu).

Korzystne będzie aby w czasie napełniania gazem zbiorników utrzymać różnicę ciśnień gazu pomiędzy kawernami. W sytuacji, w której napełnia się do maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia kolejne kawerny, istnieje możliwość przepływów gazu pomiędzy nimi i kawernami o niskim ciśnieniu.

Ze wstępnych analiz wynika, że magazyn energii według opracowywanej technologii CNGES pracujący w warunkach KPMG Mogilno będzie miał moc elektryczną w czasie rozładowywania magazynu ok 50 MW oraz pojemność magazynowania energii ok. 200-500 MWh.

W ramach prac prowadzonych w [A18] wykonano wstępne analizy numeryczne ukazujące techniczne parametry wykorzystania tej technologii do magazynowania energii elektrycznej. Model magazynu energii na sprężony gaz ziemny wykorzystujący infrastrukturę magazynów kawernowych zaimplementowano w środowisku numerycznym Aspen Hysys. Obliczenia prowadzono w trybie dynamicznym. Zastosowano kilka uproszczeń i założeń. Przyjęto, że gaz ziemny składa się w 100% z

metanu (prawdziwy zawiera ok. 2,5% zanieczyszczeń). Jako równanie stanu zastosowano równanie Peng-Robinsona. Prowadzono dwa rodzaje symulacji. Pierwsza określa wpływ temperatury i ciśnienia magazynowanego gazu, druga pokazuje wpływ objętości komór na warunki pracy magazynu.

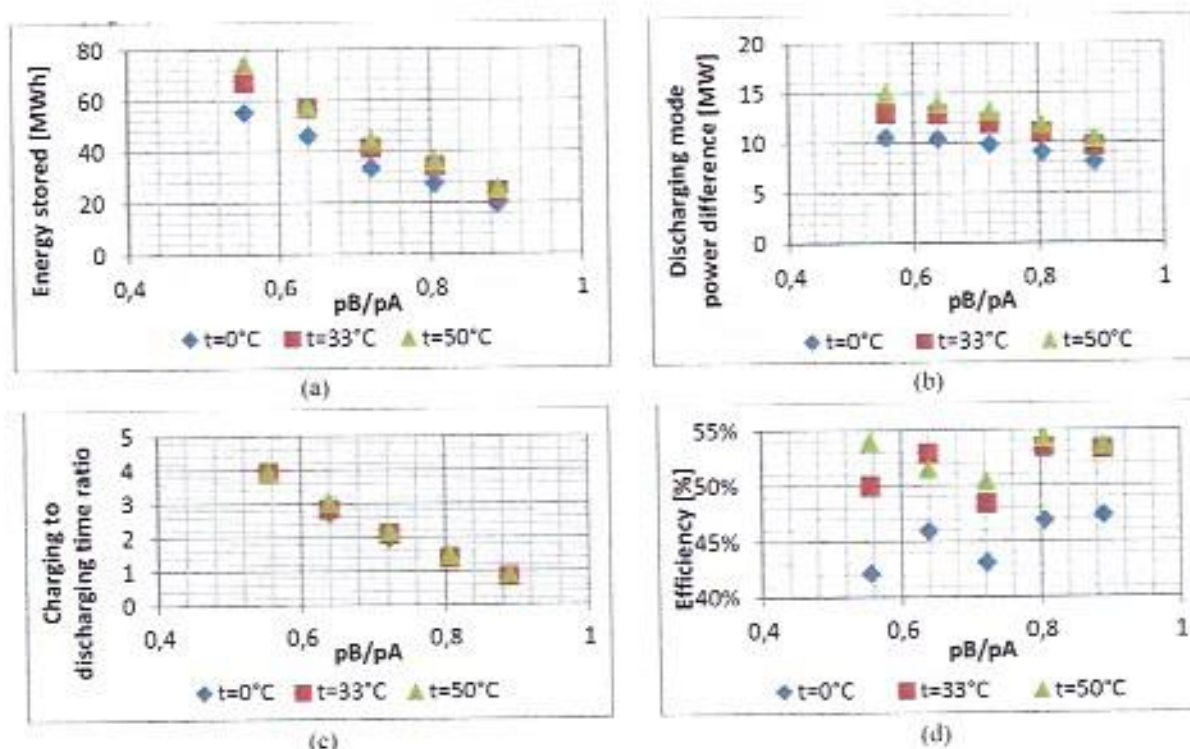
Temperatura gazu w kawernie zależy od zachodzących w nim poprzedzających procesów, takich jak ogrzewanie w wyniku sprężania i chłodzenie w wyniku rozprężania. Przyjmując założenie, że przyrost temperatury w skorupie ziemskiej wynosi 1°C na 33 m (jest to średnia światowa i jest zbliżona do warunków polskich) oraz średnią głębokość kawern solnych, temperatura gazu równa 33°C jest możliwa do uzyskania przez gaz utrzymywany w kawernie. W modelu uwzględniono trzy temperatury: średnią 33°C oraz temperatury 0°C i 50°C , jakie mogą wystąpić w kawernie w wyniku procesów termodynamicznych. Przyjęto, że ciśnienie początkowe w komorze A (wysokociśnieniowej) wynosi 180 bar. Symulacja ładowania magazynu kończy się, gdy ciśnienie to osiągnie 200 bar. Model obejmuje kilka poziomów ciśnienia początkowego w kawernie B: 100, 115, 130, 145 i 160 bar dla każdej z temperatur. W trybie ładowania założono stałą moc sprężarki w zakresie 15 MW. Założono, że sprawność sprężarki jest stała w całym zakresie ciśnień i wynosi 75%. W trybie rozładowania symulację prowadzono aż do spadku ciśnienia w kawernie A do 180 bar. Nie założono żadnych spadków ciśnienia w czasie przechowywania. Przyjęto, że początkowa temperatura gazu w komorach na początku trybu rozładowywania jest równa początkowej temperaturze gazu w komorze ładowania. Założono, że sprawność ekspandera jest stała w całym zakresie ciśnień i wynosi 75%. Objętość obu kawern w tej części symulacji została ustalona na $350\,000\text{ m}^3$.

Celem drugiej części obliczeń było określenie wpływu objętości komory na warunki pracy magazynu. Wzięto pod uwagę trzy przypadki:

- objętość komory A równa się dwóm objętościom komory B,
- objętość komory B równa się dwóm objętościom komory A,
- objętości obu komór są jednakowe.

Obliczenia w tej części przeprowadzono przy założeniu, że początkowa temperatura komory wynosi 33°C , a początkowe ciśnienie komory B wynosi 115 bar. Wszystkie pozostałe założenia i uproszczenia zostały zaczerpnięte z poprzednich przypadków.

Wyniki uzyskane w tym przypadku przedstawiono jako funkcję stosunku ciśnienia w kawernie B do ciśnienia w kawernie A. Każda z nich odnosi się do jednej z trzech branych pod uwagę temperatur. Wpływ temperatury i ciśnienia gazu na wybrane warunki pracy zasobnika, takie jak zmagazynowana energia, sprawność, czas ładowania i rozładowywania przedstawiono na wykresach (rys. 43).



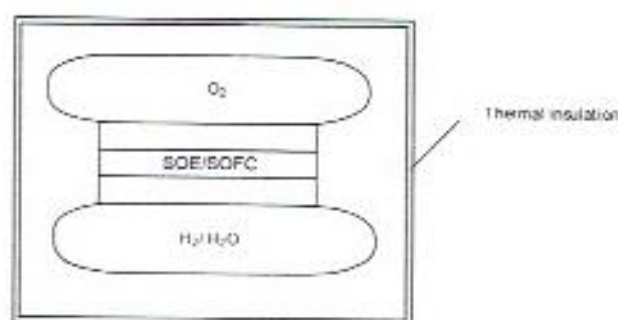
Rys. 43. Wyniki symulacji w funkcji stosunku ciśnień dla wybranych początkowych temperatur gazu: (a) zmiana ilości zmagazynowanej energii, (b) różnica mocy generowanej w trybie rozładowania, (c) stosunek czasu ładowania do czasu rozładowania, (d) sprawność (Źródło [A18])

Maksymalna zgromadzona energia maleje liniowo wraz ze wzrostem współczynnika p_B/p_A i przyjmuje wartości od 20 do 75 MWh w zależności od temperatury. Magazyn ma większą zdolność magazynowania energii dla wyższych temperatur, ale różnica pomiędzy 33°C , a 50°C jest stosunkowo niewielka. W trybie rozładowywania produkcja energii zmienia się w czasie. Dzieje się tak na skutek zmian ciśnienia na wlocie i wylocie z ekspandera. Wiadomo, że ekspander może efektywnie pracować tylko w zadanym zakresie mocy, zatem istotnymi parametrami magazynu wydają się być różnice mocy maksymalnej i minimalnej. Jak pokazano na rys. 43b, różnica mocy rośnie wraz ze wzrostem temperatury i maleje wraz ze stosunkiem p_B/p_A . Najniższą wartość można zaobserwować dla najniższej temperatury i najwyższego stosunku p_B/p_A . W związku z koniecznością dostosowania magazynu do współpracy z krajowym systemem elektroenergetycznym określono wpływ rozpatrywanych parametrów na stosunek czasu ładowania do rozładowania. Jak widać na rys. 43c, temperatura gazu nie ma istotnego wpływu na tę wartość, podobnie jak różnica ciśnień. Stosunek czasu ładowania do rozładowania maleje liniowo wraz ze wzrostem stosunku p_B/p_A . Z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego pożądana wartość tego parametru jest bliska 2-3, co odpowiada ciśnieniu początkowemu komory B wynoszącemu 115-130 bar.

Sprawność CNGES wzrasta wraz ze wzrostem temperatury i przyjmuje wartości od 42% do 54%, co wydaje się obiecującym wynikiem. Należy zaznaczyć, że istotny wpływ na uzyskane wyniki może mieć zmiana sprawności sprężarki i ekspandera w zależności od warunków pracy zamiast przyjmowania wartości stałej jak to ma miejsce w tym przypadku. Wyniki obliczeń przedstawione w [A18] są bardzo obiecujące. Choć model opiera się na kilku uproszczeniach i założeniach, wykazano, że technologia CNGES byłaby w stanie współpracować z krajowymi systemami elektroenergetycznymi, uzyskując wystarczającą sprawność, odpowiednią ilość zmagazynowanej energii oraz stosunek czasu ładowania do rozładowania odpowiadający potrzebom sieci.

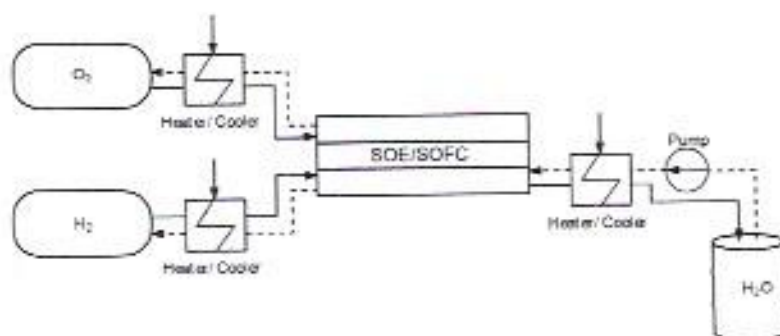
Magazynowanie energii z wykorzystaniem gazu, to również magazynowanie w wodorze. Wprowadzie metoda ta odróżnia się od pozostałych wymienionych wyżej, ponieważ uwzględnia energię chemiczną, mimo wszystko jednak jest tutaj wykorzystywany czynnik gazowy. W [A4] przeanalizowano działanie magazynu energii elektrycznej opartego o ogniwo paliwowe SOFC (ang. Solid Oxide Fuel Cell) oraz elektrolizer SOE (ang. Solid Oxide Electrolyzer). Wykonano wariantową analizę ośmiu konfiguracji współpracy ogniwa paliwowego, elektrolizera oraz magazynu wodoru.

Najprostszą koncepcję (wariant 1) przedstawiono na rys. 44. Teoretycznie możliwe jest zastosowanie rozwiązania, w którym nie ma wydzielonych zbiorników magazynujących wodór i tlen, natomiast część wodorowa SOFC/SOE jest integralną częścią zbiornika. W tym rozwiązaniu ogniwo paliwowe SOFC wykorzystuje wodór umieszczony w zbiorniku, a elektrolizer SOEC wykorzystuje tlen, który znajduje się w zbiorniku naprzeciwko (rys. 44). Układ w tej konfiguracji jest bardzo kompaktowy i nie wymaga żadnych ruchomych części. Tylko do celów obliczeniowych założono, że system jest doskonale izolowany i pracuje przy ciśnieniu 800 barów. Czystość wodoru i tlenu powinna dawać bardzo dobrą żywotność układu, ale z drugiej strony konieczność magazynowania gazów w wysokiej temperaturze jest poważną wadą tego rozwiązania.



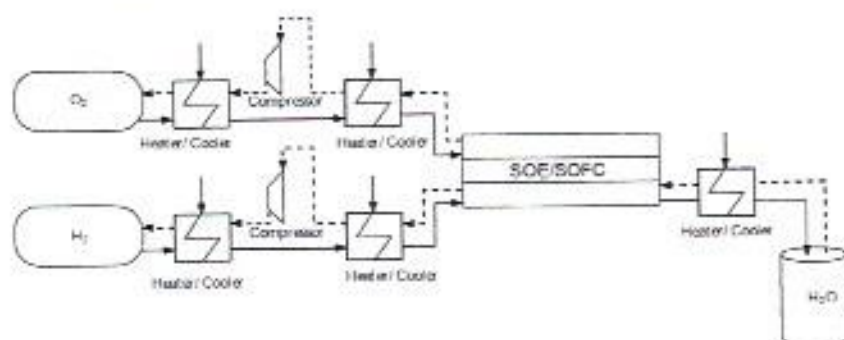
Rys. 44. Wariant 1 – ogniwo paliwowe oraz elektrolizer zintegrowane ze zbiornikiem na wodór (Źródło [A4])

Drugi uwzględniony przypadek (wariant 2) przedstawiono na rys. 45. W tym przypadku pompa podnosi ciśnienie (do 800 bar) wody dostarczanej do instalacji. Konieczne jest także podgrzanie wody do temperatury około 800 °C (zakładana temperatura ogniwa). Strumienie wylotowe elektrolizera (tlen oraz mieszanina wodoru i pary wodnej) należy schłodzić do temperatury wystarczającej do magazynowania gazu pod ciśnieniem. Dla ogrzewania i chłodzenia gazów wchodzących do SOE/SOFC obliczono jedynie zapotrzebowanie energii na te procesy. Nie uwzględniono sposobu zapewnienia ciepła i chłodzenia. Zaletą tego układu jest mniejsza moc potrzebna do podniesienia ciśnienia gazów poprzez pompowanie wody najpierw do elektrolizera, a nie podnoszenie ciśnienia gazu poprzez sprężarki. W poniższym przypadku moc, jaką należy dostarczyć do pompy wynosi ok. 0,7% mocy dostarczanej do elektrolizera, natomiast w przypadku sprężarek gazowych wymagana moc wynosi ok. 21% mocy dostarczanej do elektrolizera (tabela 10).



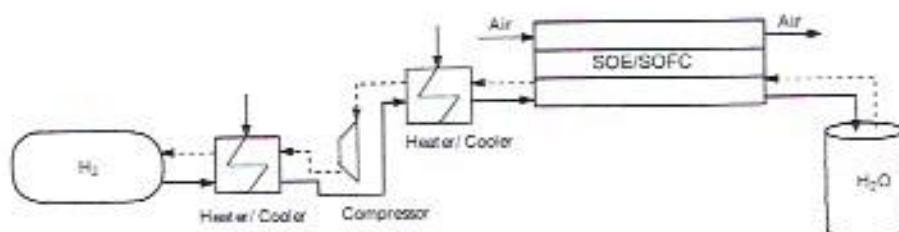
Rys. 45. Wariant 2 - układ z ogniwnem SOFC oraz elektrolizernem SOE pracującymi pod ciśnieniem (Źródło [A4])

W układzie przedstawionym na rys. 46 (wariant 3) ogniwo paliwowe i elektrolizer będą pracować pod ciśnieniem otoczenia. Tlen i mieszanina wodoru z parą muszą zostać sprężone i dostarczone do zbiorników. Należy przy tym schłodzić otrzymaną mieszaninę tlenu i wodoru zarówno przed sprężarkami, jak i za nimi (przed zbiornikami). Gazy wylotowe z elektrolizera mają temperaturę około 800°C i są schładzane przed wprowadzeniem do sprężarek.



Rys. 46. Wariant 3 – układ z ogniwnem SOFC oraz elektrolizernem SOE pracującymi pod ciśnieniem otoczenia (Źródło [A4])

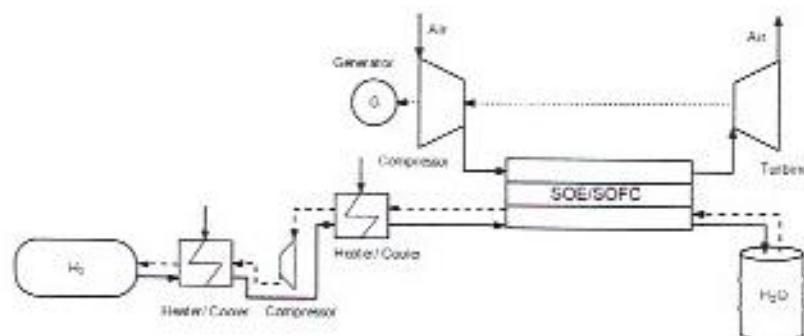
Układ przedstawiony na rys. 47 (wariant 4) nie jest wyposażony w zbiornik tlenu, ale tlen (powietrze) jest pobierany/wypuszczany do otoczenia. Zarówno SOFC, jak i SOE pracują pod ciśnieniem otoczenia. Należy zainstalować tylko jedną sprężarkę, która spręża mieszaninę wodorową przed dostarczeniem do zbiornika. Podobnie jak w poprzednich przypadkach, przed wprowadzeniem gazów do zbiornika należy je schłodzić.



Rys. 47. Wariant 4 – układ bez zbiornika tlenu używający jako utleniacza powietrze (Źródło [A4])

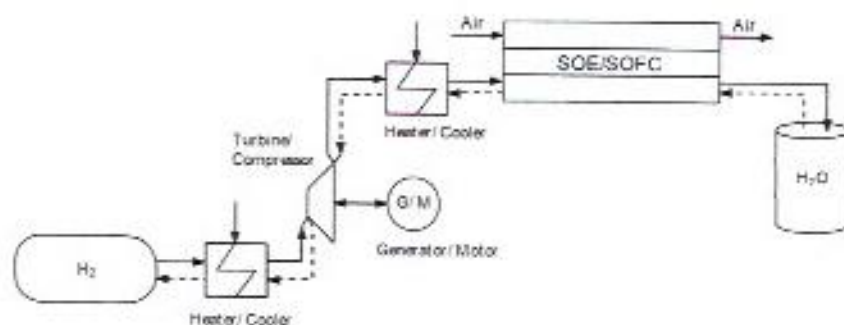
Układ przedstawiony na rys. 48 (wariant 5) jest bardzo podobny do układu z rys. 49. W tym przypadku jako źródło tlenu do pracy ogniwa paliwowego wykorzystywane jest również powietrze, a tlen z elektrolizera jest uwalniany do otoczenia. Jedyną różnicą jest to, że powietrze dostarczane do SOE/SOFC jest sprężane przez sprężarkę powietrza, podgrzewane przez SOE/SOFC i pracuje w turbinie powietrznej, co umożliwia odzysk części ciepła wytworzonego przez SOE/SOFC. Również w tym

przypadku istnieje potrzeba zastosowania chłodziwa dla elektrolizera. W tym przypadku ciepło potrzebne do ogrzania powietrza jest mniejsze ze względu na wzrost temperatury w sprężarce powietrza.



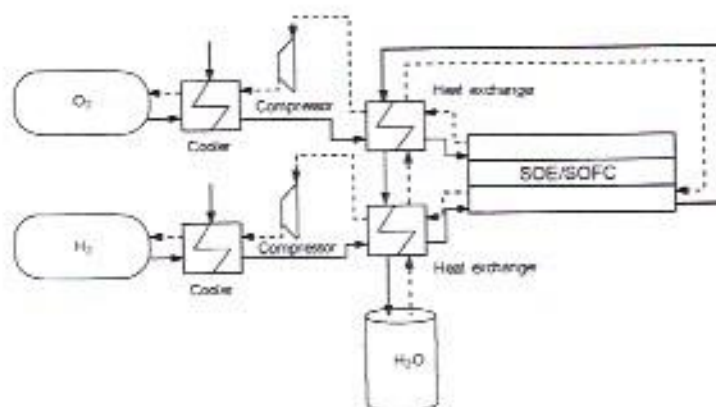
Rys. 48. Wariant 5 – układ z turbiną powietrzną do odzysku ciepła (Źródło [A4])

Układ przedstawiony na rys. 49 (wariant 6) pracuje przy ciśnieniu otoczenia, analogicznie do układu z rys. 47. Mieszanina wodoru i pary jest sprężana (w trybie SOE) przed wejściem do zbiornika i rozprężana w turbinie wodorowej (w trybie SOFC).



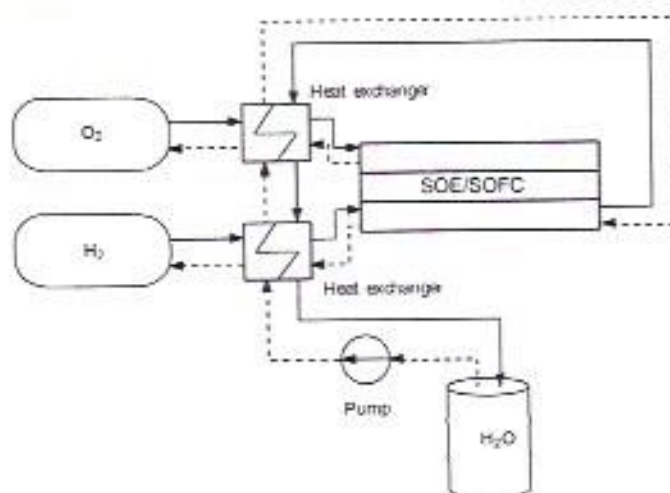
Rys. 49. Wariant 6 – układ z turbiną wodorową do odzysku energii (Źródło [A4])

Układ przedstawiony na rys. 50 (wariant 7) pracuje przy ciśnieniu otoczenia. Mieszanina wodoru z parą wodną i tlen są sprężane przed wejściem do zbiorników. W układzie tym zastosowano odpowiednie wymienniki ciepła, które pracują w obu trybach – SOFC i SOE. Podczas ładowania zbiorników (tryb SOE) gorące gazy schładzane są poprzez podgrzewanie wody dostarczanej do elektrolizera. W trybie rozładowywania te same wymienniki ciepła podgrzewają tlen i wodór ze zbiorników przed dostarczeniem ich do ogniwa paliwowego. Chłodziwa potrzebne są także tuż przed zbiornikami, aby schłodzić gazy o podwyższonej na skutek sprężania temperaturze.



Rys. 50. Wariant 7 – układ z dodatkowymi wymiennikami ciepła (Źródło [A4])

Układ pokazany na rys. 51 (wariant 8) ma podobną konfigurację jak w wariacie 7. Różnica polega na tym, że układ ten działa w warunkach ciśnienia (800 barów), uzyskiwanego dzięki zastosowaniu wyłącznie pompy wody, która jest instalowana bezpośrednio za zbiornikiem wody. Nie ma potrzeby stosowania sprężarek (tlenu lub mieszaniny wodoru i pary) ani chłodnic gazu przed zbiornikami magazynującymi gaz. Sprawność układu jest wyższa niż w wariacie 7 ze względu na zmianę pracy sprężarki na pracę pompowania.



Rys. 51. Wariant 8 – układ dodatkowymi wymiennikami ciepła pracujący pod ciśnieniem (Źródło [A4])

Tabela 10 przedstawia podsumowanie wszystkich przeprowadzonych obliczeń i służy do analizy jakościowej proponowanych systemów. Moc elektrolizy obliczono w oparciu o: temperaturę 800°C i ciśnienie 1 bar oraz 800 bar, w zależności od wariantu. W trybie ogniwa paliwowego temperatura pracy wynosiła 800°C, a ciśnienie było zależne od wariantu. Warianty 3 do 7 to układy atmosferyczne, a warianty 1, 2 i 8 to układy ciśnieniowe (800 barów). Wariant 1 pracuje stale pod ciśnieniem 800 bar, natomiast w wariantach 2 i 8 woda jest magazynowana w warunkach otoczenia, a ciśnienie podnosi się za pomocą pompy. Tabela 10 zawiera również inne parametry, takie jak ciepło potrzebne do dostarczenia do podgrzania wody przed elektrolizerem oraz do ogrzania wodoru i tlenu/powietrza przed ogniwem paliwowym. Ciepło to jest niezbędne w niemal wszystkich wariantach, z wyjątkiem wariantów 1, 7 i 8, ze względu na odpowiednią gospodarkę ciepłem poprzez zastosowanie wymienników ciepła.

Tab. 10. Porównanie parametrów i wyników obliczeń dla wszystkich rozpatrywanych przypadków (Źródło [A4])

Wariant	1	2	3	4	5	6	7	8
Moc elektrolizera, kW	25.6	25.6	24.8	24.8	24.8	24.8	25.2	25.9
Moc ogniwa paliwowego, kW	16.4	16.4	15.9	15.9	15.9	15.9	15.6	16.1
Moc pompy wody, kW	-	0.19	-	-	-	-	-	0.19
Moc na grzanie wody, kW	-	6.52	7.43	7.43	7.43	7.43	-	-
Moc na grzanie tlenu/powietrza, kW	-	1.15	1.16	1.16	0.34	1.16	-	-
Moc na grzanie wodoru, kW	-	3.35	3.31	3.31	3.31	3.31	-	-
Moc sprężarki tlenu, kW	-	-	2.4	-	-	-	2.4	-
Moc sprężarki wodoru, kW	-	-	3.14	3.14	3.14	0.78	3.14	-
Moc sprężarki powietrza, kW	-	-	-	-	0.72	-	-	-
Moc ekspandera, kW	-	-	-	-	2.07	-	-	-
Sprawność układu magazynowania, %	64.0	44.5	37.5	39.8	45.1	43.2	50.7	61.7

Z przeprowadzonej analizy wynika, że układem o największej sprawności jest wariant 1, którego sprawność wynosi 64%, co opiera się na założeniu, że sprawność ogniwa paliwowego ze stałym tlenkiem (SOFC) i elektrolizera ze stałym tlenkiem (SOE) jest taka sama i wynosi 80%. W tym przypadku wszystkie straty są znikome, zakładając, że układ jest doskonale izolowany. Z technicznego punktu widzenia byłoby trudne lub niemożliwe wybudowanie tak dużych zbiorników i osiągnięcie wysokiego poziomu izolacji. Wariant 8 jest drugim najbardziej efektywnym układem, dającym sprawność magazynowania na poziomie 61,7%. Sprawność ta wynika z odpowiedniego zarządzania ciepłem całego układu (zastosowanie odpowiednio rozmieszczonych wymienników ciepła). Znaczący wpływ uzyskuje się także poprzez zastosowanie pomp wody zamiast sprężarek gazu (układ pracuje pod podwyższonym ciśnieniem). Kluczową kwestią jest tu zatem odpowiednia gospodarka ciepłem w całym układzie. Sprawność osiągnięta przez magazyn szczytowo-wodorowy wydaje się być porównywalna z prezentowanym wcześniej układem na skroplone powietrze LAES.

Magazynowanie ciepła w zasobnikach w elektrociepłowni

W ramach mojej aktywności naukowej prowadziłem szereg prac związanych z magazynowaniem ciepła czego przykładem mogą być akumulatory ciepła w elektrociepłowniach. W ramach prac prowadzonych w [A6] przeprowadzono analizę energetyczną i egzergetyczną całego układu hydraulicznego elektrociepłowni przed i po wdrożeniu układu magazynowania ciepła. Dodatkowo analizie poddano sezon grzewczy (najniższa temperatura zewnętrzna $T_{ex} = -20^{\circ}\text{C}$, czyli warunki obliczeniowe), sezon przejściowy (średnia temperatura $T_{ex} = 1^{\circ}\text{C}$) oraz sezon letni (średnia temperatura $T_{ex} = 15^{\circ}\text{C}$) wykorzystując godzinowe dane operacyjne. Tak szczegółowa analiza wdrożenia magazynu ciepła w elektrociepłowni i systemie ciepłowniczym jest dość unikalna i można ją uznać za nowatorską. Takie podejście daje realne wnioski wynikające z analizy energetycznej i egzergetycznej dla przyszłych inwestorów chcących wyposażyć elektrociepłownię w system magazynowania ciepła.

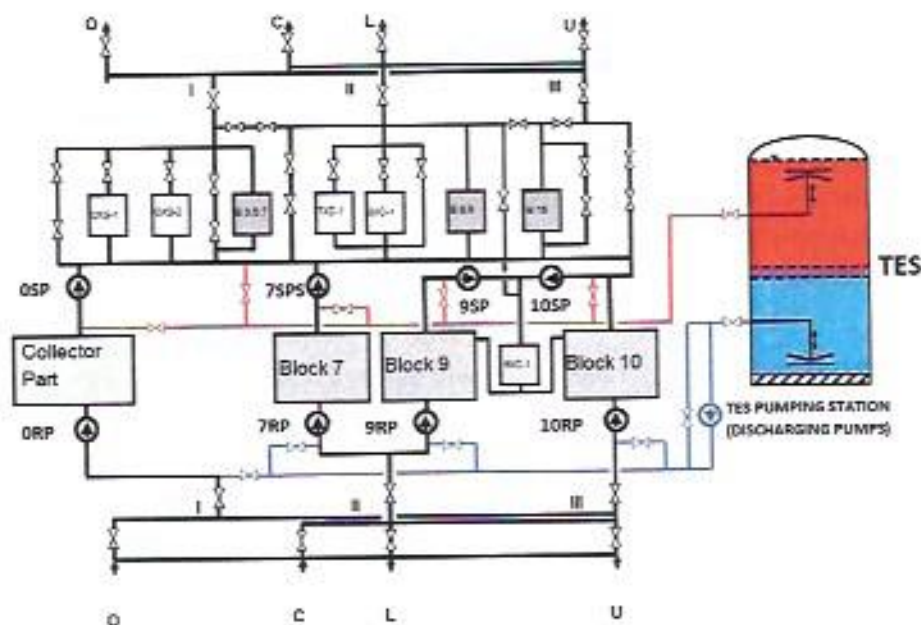
Wykonano analizę energetyczną i egzergetyczną części blokowej Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie. Elektrociepłownia Siekierki jest największą elektrociepłownią w Polsce i drugą co do

wielkości w Europie. Moc cieplna tego zakładu wynosi 2078 MW_{th}, a elektryczna 622 MW_{el}. Elektrociepłownia Siekierki została uruchomiona w 1961 roku. W jej skład wchodzi:

- Część Kolektorowa – kotły zasilają wspólny kolektor pary, z którego para kierowana jest do turbin (liczba kotłów – 4, liczba turbin – 5, moc elektryczna – 170 MW_{el}).
- Część Blokowa – każdy blok składa się z własnego kotła i własnej turbiny (ilość bloków – 3, moc elektryczna – 110 MW_{el} każdy, moc cieplna – 175 MW_{th} każdy).
- Turbina kondensacyjna z odciąganiem pary (moc elektryczna – 125 MW_{el}).
- Kotły wodne (liczba kotłów – 6, łączna moc cieplna – 884 MW_{th}).

Część blokową Elektrociepłowni Siekierki tworzą jednostki podstawowe. W sezonie grzewczym wszystkie bloki pracują jako jednostki podstawowe w trybie ciągłym. Latem pracuje tylko jeden blok grzewczy. Wynika to ze znacznie mniejszego zapotrzebowania na ciepło. Ciepło potrzebne jest jedynie do zapewnienia ciepłej wody użytkowej. Gdy temperatura otoczenia spadnie poniżej zera, część kolektorowa zostaje uruchomiona. Gdy temperatura spadnie poniżej -15°C, uruchamiane są szczytowe kotły wodne. Niektóre jednostki kogeneracyjne uruchamiane są także wtedy, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest niskie lub nie istnieje. Ma to miejsce wtedy, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest duże lub ceny sprzedaży energii elektrycznej są opłacalne. Decydującym czynnikiem jest tu rachunek ekonomiczny.

Na rysunku 52 przedstawiono uproszczony układ elektrociepłowni Siekierki. Elektrociepłownia jest podłączona do systemu ciepłowniczego (ang. DHS – District Heating System). Główne rurociągi oznaczone jako O, C, L i U odpowiadają za dostarczanie ciepłej wody do systemu (góra rysunku) i odbieranie zimnej wody powracającej (powrót) z systemu (dół rysunku). Pompy odpowiedzialne za wodę powrotną oznaczono jako RP, pompy dostarczające wodę do systemu jako SP, kotły wodne B, a sieciowe podgrzewacze wody XB lub XC.



Rys. 52. Uproszczony schemat elektrociepłowni Siekierki z zaznaczonym akumulatorem ciepła (Źródło [A6])

Akumulator ciepła w Elektrociepłowni Siekierki został oddany do użytku w marcu 2009 roku. Proces projektowania rozpoczął się w 2007 roku, a jego budowa odbyła się w 2008 roku. Jego konstrukcja to zbiornik bezciśnieniowy. Został on zintegrowany z systemem ciepłowniczym za pomocą pomp rozładowujących (DP). Aby zapobiec absorpcji tlenu przez wodę w zbiorniku, zastosowano system

poduszki parowej, która została szerzej omówiona w [A5]. Podstawowe parametry techniczne akumulatora przedstawiono w tabeli 11.

Tab. 11. Podstawowe parametry techniczne akumulatora ciepła w elektrociepłowni Siekierki (Źródło [A6])

Parametr	Wartość	Jednostka
Objętość akumulatora	30400	m ³
Średnica zbiornika	30	m
Wysokość zbiornika	43	m
Grubość izolacji	0.5	m
Wydatek wody podczas ładowania/rozładowania	1250	kg/s
Temperatura magazynowanej wody	98/40	°C
Waga zbiornika	53000	kg

Analizę energetyczną i egzergetyczną przeprowadzono dla trzech różnych wariantów pracy części Blokowej Elektrociepłowni:

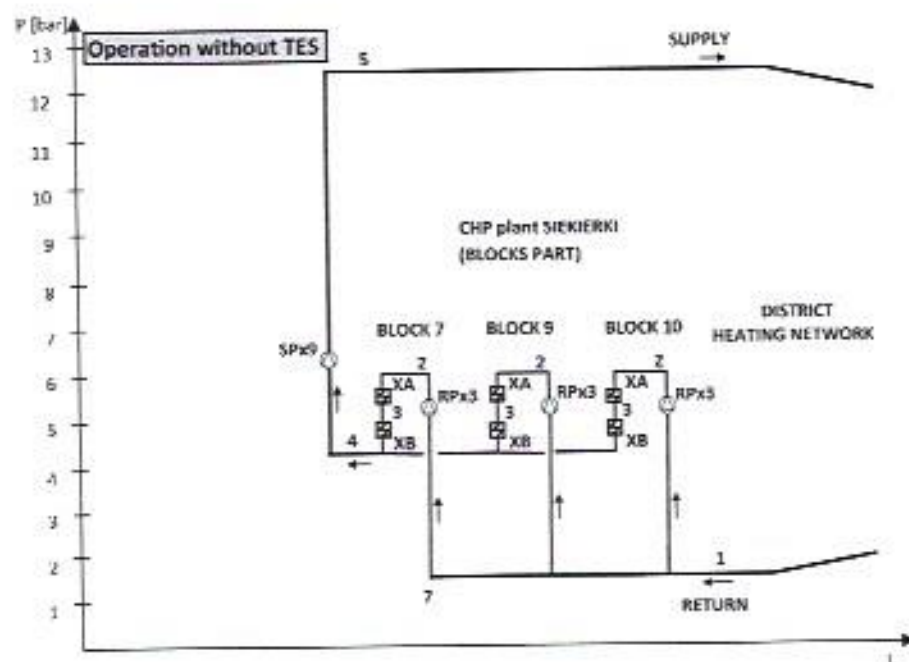
- praca bez akumulatora,
- praca z akumulatorem – proces ładowania,
- praca z akumulatorem – proces rozładowania.

Dla wszystkich trzech wariantów pracy wykonano obliczenia dla trzech reprezentatywnych wartości temperatur zewnętrznych tj. $T_{\text{ex}} = -20^{\circ}\text{C}$ – temperatura obliczona dla systemu ciepłowniczego w tym regionie Polski, $T_{\text{ex}} = 1^{\circ}\text{C}$ – temperatura zbliżona do średniej temperatura w sezonie grzewczym, $T_{\text{ex}} = 15^{\circ}\text{C}$ – średnia temperatura w sezonie letnim. Poziomy sprawności pomp w systemie są ustawione jak poniżej:

- pompy powrotne – $\eta_{\text{RP}} = 80\%$,
- pompy zasilające – $\eta_{\text{SP}} = 82\%$,
- pompy rozładowujące (pompy akumulatora) – $\eta_{\text{OP}} = 90\%$.

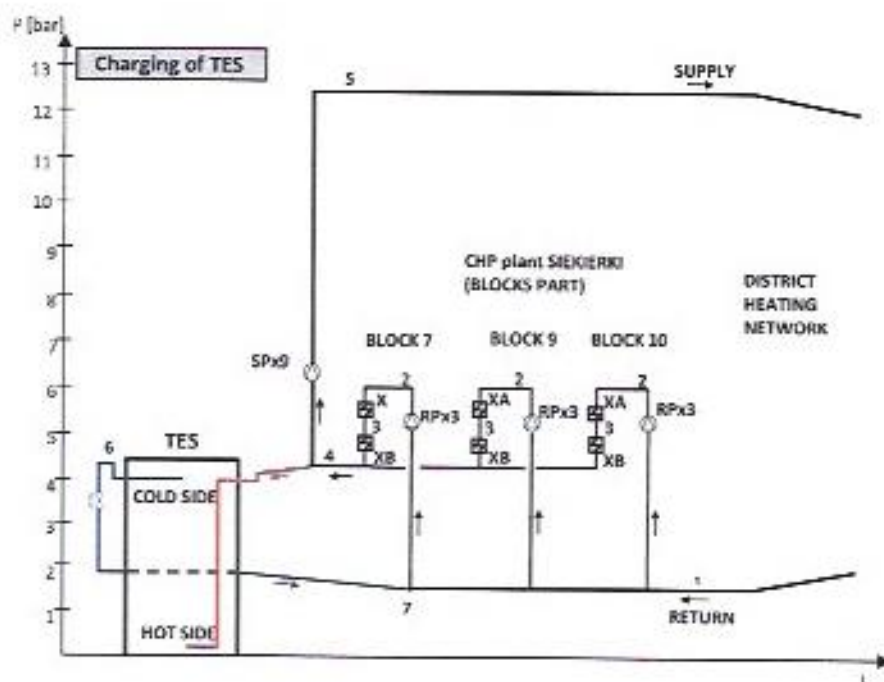
Jako dane wejściowe do obliczeń pobrano parametry eksploatacyjne z istniejącej elektrociepłowni (Elektrownia Siekierki). Dane są średnią godzinową pobraną z systemu DCS za okres 2 lat przed instalacją akumulatora i 2 lata po instalacji. Dane zostały zmierzone i zebrane w charakterystycznych punktach elektrociepłowni. Mierzone parametry to: temperatury, przepływy i ciśnienia (wody powrotnej i zasilającej). Obliczono pozostałe wielkości niezbędne do analizy energetycznej i egzergetycznej.

Wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni bez akumulatora przedstawiono na rysunku 53. Na tej podstawie obliczono parametry termodynamiczne wody w pięciu punktach układu dla bloków nr 7, 9 i 10 dla zebranych danych eksploatacyjnych elektrociepłowni (1 – przed pompami RP, 2 – za pompami RP i przed wymiennikiem XA, 3 – za XA i przed wymiennikami XB, 4 – za wymiennikiem XB i przed pompami SP, 5 – za pompami SP). Moc pomp RP i SP oraz moce grzewcze wymienników XA i XB obliczono dla różnych temperatur powietrza zewnętrznego: $T_{\text{ex}} = -20^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{ex}} = +1^{\circ}\text{C}$ i $T_{\text{ex}} = +15^{\circ}\text{C}$.



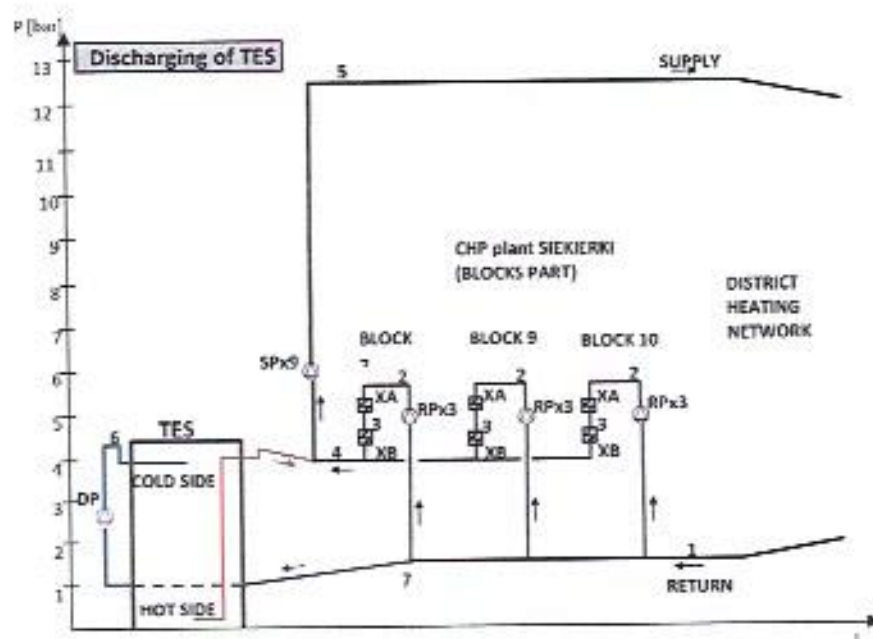
Rys. 53. Wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni bez akumulatora (Źródło [A6])

Na rys. 54 przedstawiono wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni z akumulatorem w trakcie procesu ładowania akumulatora. Parametry termodynamiczne wody w siedmiu punktach układu dla bloków nr 7, 9 i 10 obliczono na podstawie danych eksploatacyjnych elektrociepłowni zebranych podczas ładowania akumulatora (1 – przed pompami RP, 2 – za pompami RP i przed wymiennikiem XA, 3 – za wymiennikami XA i przed wymiennikami XB, 4 – za wymiennikiem XB i przed pompami SP, 5 – za pompami SP, 6 – strona zimna akumulatora przed zaworem regulacyjnym, 7 – strona zimna akumulatora za zaworem regulacyjnym). Moc pomp RP i SP oraz moce grzewcze wymienników XA i XB obliczono dla różnych temperatur powietrza zewnętrznego: $T_{\text{ex}} = -20^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{ex}} = 1^{\circ}\text{C}$ i $T_{\text{ex}} = 15^{\circ}\text{C}$



Rys. 54. Wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni z akumulatorem w trakcie jego ładowania (Źródło [A6])

Na rysunku 55 przedstawiono wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni z akumulatorem w trakcie procesu jego rozładowania. Parametry termodynamiczne wody w siedmiu punktach układu dla bloków nr 7, 9 i 10 obliczono na podstawie danych eksploatacyjnych elektrociepłowni zebranych w trakcie rozładowywania akumulatora (1 – przed pompami RP, 2 – za pompami RP i przed wymiennikiem XA, 3 – za wymiennikami XA i przed wymiennikami XB, 4 – za wymiennikiem XB i przed pompami SP, 5 – za pompami SP, 6 – strona zimna akumulatora za pompą DP, 7 – strona zimna akumulatora przed pompą DP). Moc pomp RP i SP oraz wydajności cieplne wymienników XA i XB obliczono podobnie jak w poprzednich przypadkach, wszystkie obliczenia przeprowadzono dla różnych temperatur powietrza zewnętrznego: $T_{ex} = -20^{\circ}\text{C}$, $T_{ex} = 1^{\circ}\text{C}$ i $T_{ex} = 15^{\circ}\text{C}$.



Rys. 55. Wykres ciśnień dla części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas pracy elektrociepłowni z akumulatorem w trakcie jego rozładowania (Źródło [A6])

Analizę egzergetyczną można uznać za jedną z najważniejszych metod oceny układów energetycznych. Uważa się, że jest ona bardziej skuteczna niż analiza energetyczna [33–36]. W [A6] analiza egzergetyczna została uproszczona i pominięto straty egzergii dla okresu magazynowania ciepła w akumulatorze. Wiąże się to z faktem, że analizowany akumulator w Elektrociepłowni Siekierki posiada następującą charakterystykę konstrukcyjną i eksploatacyjną:

- izolacja zbiornika ma grubość 500 mm (wełna szklana), dzięki czemu straty ciepła do powietrza otoczenia są bardzo niskie,
- okresy przechowywania są krótkie, zwykle nie dłuższe niż kilka godzin,
- stratyfikacja i termoklina są oceniane jako dobre i bardzo stabilne.

Straty ciepła ze zbiornika akumulatora zależą głównie od grubości izolacji, przewodności izolacji i współczynnika przenikania ciepła. W przypadku akumulatora o krótkim okresie magazynowania powszechnie stosuje się izolację o grubości 500 mm. Obecnie jako materiał izolacyjny preferuje się zwykle wełnę szklaną ze względu na jej małą gęstość i przewodność cieplną. W przypadku tak izolowanego zbiornika wody straty ciepła nie przekraczają 1–3% całkowitego ciepła zgromadzonego w zbiorniku, co zaobserwowano podczas rozruchu i pracy akumulatorów w ostatnich latach w Polsce. Wyniki analiz wskazują, że dla prawidłowo zaprojektowanego akumulatora okres magazynowania charakteryzuje się stosunkowo niskimi stratami. W celu zintegrowania akumulatora ciepła z istniejącym układem hydraulicznym elektrociepłowni dodano nowe rurociągi. Długość nowych rurociągów nie przekracza 5% długości istniejących rurociągów. Straty egzergii w rurociągach należy uznać za ważny element bilansu strat całego systemu, jednakże ze względu na niewielką zmianę w istniejącym układzie hydraulicznym zdecydowano się na pominięcie tych obliczeń w [A6].

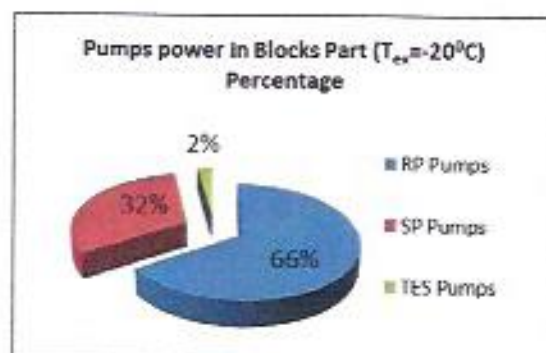
Wyniki analizy energetycznej dla części blokowej Elektrociepłowni przedstawiono w tabeli 12. Analizę tę przeprowadzono dla trzech różnych wariantów pracy elektrociepłowni, tj. pracy bez akumulatora, pracy z akumulatorem podczas ładowania oraz pracy z akumulatorem podczas rozładowania.

Obliczenia przeprowadzono dla trzech różnych temperatur zewnętrznych: $T_{ex} = -20^{\circ}\text{C}$, $T_{ex} = 1^{\circ}\text{C}$ i $T_{ex} = 15^{\circ}\text{C}$ dla każdego rozpatrywanego wariantu pracy. Wyniki obliczeń przedstawione w tabeli 12 wskazują, że we wszystkich przypadkach, tj. dla każdego wariantu pracy elektrociepłowni i każdej innej temperatury zewnętrznej, moc pomp akumulatora (DP) jest stosunkowo mała w porównaniu do mocy pomp RP i SP.

Tab. 12. Wyniki analizy energetycznej części blokowej Elektrociepłowni Siekierki (Źródło [A6])

Moc (MW)	Numer bloku								
	7			9			10		
	$T_{ex} (^{\circ}\text{C})$								
	-20	1	15	-20	1	15	-20	1	15
Praca bez akumulatora									
Pompy RP	7.9	1.4	1.2	8.3	1.4	-	2.5	1.5	-
Wymiennik XA	113.6	103.7	97.6	117.0	131.0	-	117.3	94.4	-
Wymiennik XB	91.4	89.8	84.9	58.6	74.0	-	75.3	96.9	-
Pompy SP	2.6	2.4	1.5	2.7	2.0	-	3.9	2.7	-
Praca z akumulatorem - ładowanie									
Pompy RP	8.1	1.4	1.2	8.8	1.2	-	2.6	1.5	-
Wymiennik XA	111.2	108.9	112.5	125.0	140.5	-	113.6	101.0	-
Wymiennik XB	108.9	94.7	95.1	68.5	71.0	-	78.4	91.8	-
Pompy SP	3.0	2.5	1.6	2.8	1.8	-	2.5	2.8	-
Praca z akumulatorem - rozładowanie									
Pompy RP	7.9	1.4	1.0	7.8	1.4	-	2.6	1.5	-
Wymiennik XA	112.0	105.8	75.4	126.3	133.8	-	119.9	99.6	-
Wymiennik XB	89.1	91.4	65.2	68.9	72.3	-	77.3	96.0	-
Pompy SP	3.4	3.4	1.6	2.6	2.0	-	2.9	2.9	-
Pompy DP	0.7	0.8	0.5	0.7	0.8	-	0.7	0.8	-

Rysunek 56 przedstawia udział mocy pomp w wariantcie pracy z akumulatorem i temperaturach zewnętrznych $T_{ex} = -20^{\circ}\text{C}$. W tym przypadku moc pomp akumulatora stanowi jedynie 2% całkowitej mocy pomp w części Blokowej Elektrociepłowni.



Rys. 56. Udział mocy poszczególnych pomp w części blokowej Elektrociepłowni Siekierki (Źródło [A6])

Wyniki obliczeń strat egzergii w części blokowej Elektrociepłowni przedstawiono w tabelach 13 i 14. W tabeli 13 przedstawiono straty egzergii pomp RP, SP oraz wymienników ciepła XA, XB dla bloków nr 7, 9 i 10 pracujących bez akumulatora oraz podczas procesu ładowania i rozładowywania akumulatora przy różnych temperaturach zewnętrznych.

Tab. 13. Wyniki analizy egzergetycznej części blokowej Elektrociepłowni Siekierki (Źródło [A6])

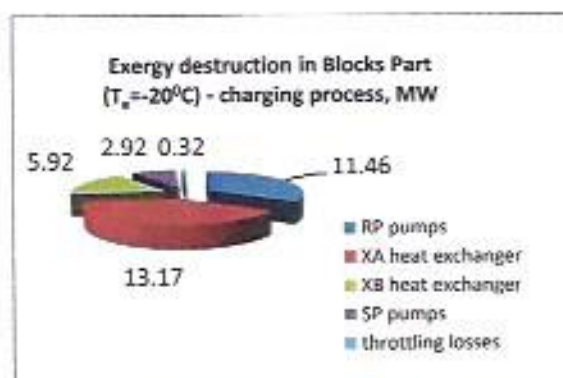
Straty egzergii (MW)	Numer bloku								
	7			9			10		
	T_{ex} (°C)								
	-20	1	15	-20	1	15	-20	1	15
Praca bez akumulatora									
Pompy RP	4.63	0.39	0.36	5.06	0.48	-	1.10	0.52	-
Wymiennik XA	4.93	5.1	4.4	1.04	8.9	-	6.97	7.09	-
Wymiennik XB	1.96	2.48	2.13	1.56	2.85	-	1.77	3.95	-
Pompy SP	0.65	0.60	0.73	0.67	0.20	-	1.22	0.48	-
Praca z akumulatorem - ładowanie									
Pompy RP	4.80	0.38	0.44	5.56	0.46	-	1.10	0.48	-
Wymiennik XA	4.93	5.33	5.04	1.27	9.08	-	6.97	7.78	-
Wymiennik XB	2.28	2.82	2.33	1.87	2.33	-	1.77	3.57	-
Pompy SP	0.87	0.49	0.68	0.83	0.37	-	1.22	0.84	-
Praca z akumulatorem - rozładowanie									
Pompy RP	4.66	0.39	0.35	4.65	0.48	-	1.22	0.49	-
Wymiennik XA	5.10	5.30	3.69	1.27	8.76	-	7.50	8.56	-
Wymiennik XB	2.36	2.74	1.87	0.95	2.59	-	1.77	3.72	-
Pompy SP	0.65	0.87	0.69	0.58	0.20	-	1.22	0.80	-

Tabela 14 przedstawia straty egzergii dla układu z akumulatorem (proces ładowania i rozładowania) dla części blokowej Elektrociepłowni dla różnych temperatur zewnętrznych.

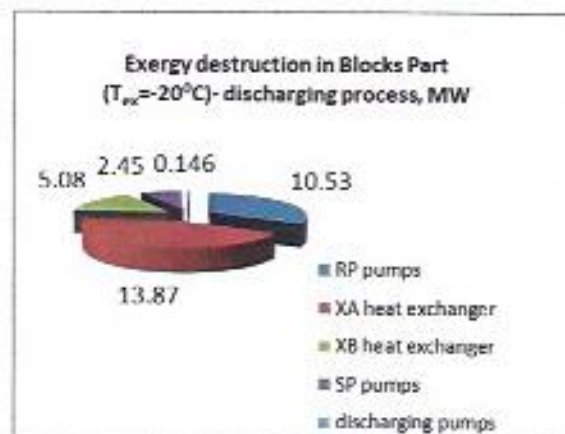
Tab. 14. Wyniki analizy egzergetycznej części blokowej Elektrociepłowni Siekierki (Źródło [A6])

Straty egzergii (MW)	$T_{ex} (^{\circ}C)$		
	-20	+1	+15
Ładowanie akumulatora			
Dławienie	0.32	0.16	0.45
Proces ładowania	0.12	0.12	0.12
Rozładowanie akumulatora			
Pompy DP	0.15	0.15	0.13
Proces rozładowania	0.15	0.24	0.16

Na rysunkach 57 i 58 przedstawiono wartości strat egzergii w części blokowej Elektrociepłowni odpowiednio dla procesów ładowania i rozładowywania akumulatora oraz temperatury zewnętrznej $T_{ex} = -20^{\circ}C$.



Rys. 57. Straty egzergii w części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas ładowania akumulatora (Źródło [A6])



Rys. 58. Straty egzergii w części blokowej Elektrociepłowni Siekierki podczas rozładowania akumulatora (Źródło [A6])

Przedstawione wyniki analizy pozwalają na identyfikację miejsc największych strat egzergii w systemie pomp i rurociągów w układzie z akumulatorem ciepła, a tym samym dają możliwość podjęcia niezbędnych działań usprawniających takie układy. Z analizy przeprowadzonej w ramach [A6] wynika, że w celu znacznego ograniczenia zużycia energii elektrycznej i ciepła w rozpatrywanym układzie hydraulicznym należy podjąć prace modernizacyjne w obszarze wymienników ciepła i pomp. W przypadku pomp należy rozważyć możliwość zwiększenia ich sprawności (np. poprzez wymianę na nowoczesne) i wprowadzenie ich efektywnej regulacji (regulacja płynna, czyli wprowadzenie przemienników częstotliwości). Szczegółowe wyniki analizy energetyczno-egzergetycznej pokazują, że zarówno zużycie energii, jak i straty egzergii w związku z pracą układu pomp i rurociągów elektrociepłowni z akumulatorem ciepła dla cykli ładowania i rozładowywania zbiornika są stosunkowo niskie, tj. moc urządzeń dodatkowych (pompy rozładowujące akumulator - DP) kształtuje się na poziomie 0,5–0,8 MW, co odpowiada około 0,5–0,8% całkowitej mocy bloku (każdy blok ma 110 MW_{el}). Strata egzergii mieści się w przedziale 0,12–0,45 MW.

Należy podkreślić, że wprowadzenie systemu akumulacji ciepła nie zwiększa znacząco strat energii i egzergii w analizowanych przypadkach, zatem tego typu inwestycja nie zwiększy znacząco zużycia energii elektrycznej (pompy) i ciepła. Oczywiście wielkości strat energii i egzergii różnią się znacznie dla różnych temperatur otoczenia, tj. pracy elektrociepłowni w okresach zimowych, przejściowych i letnich, ale procent tych strat jest praktycznie stały.

Szczegółowe wnioski wynikające z analizy energii i egzergii można wyrazić następująco:

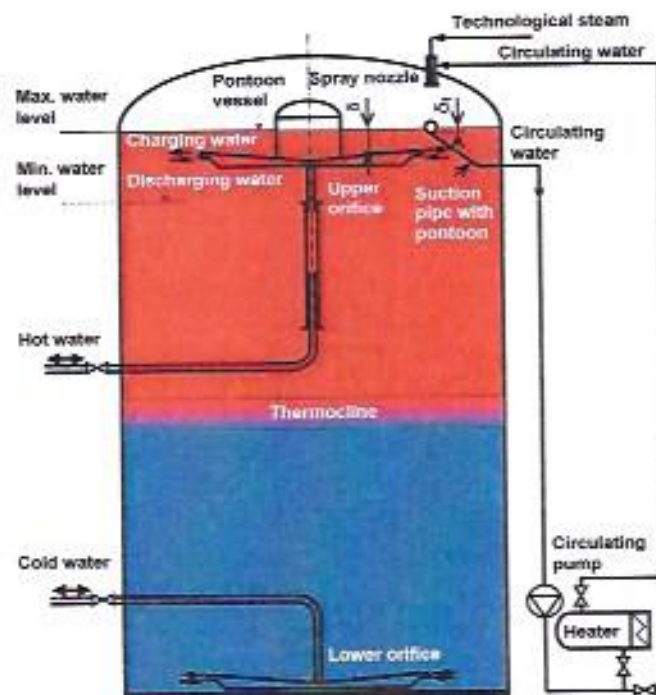
- moc pomp akumulatora jest stosunkowo niska w stosunku do mocy bloku i wynosi ok. 500–800 kW, co odpowiada ok. 0,5–0,8% mocy elektrycznej bloku,
- dla najniższej rozważanej temperatury zewnętrznej $T_{ex} = -20^{\circ}\text{C}$ moc pomp akumulatora stanowi jedynie 2% całkowitej mocy pomp w części blokowej elektrociepłowni,
- różnice w mocach i stratach pomp RP i SP są znikome podczas pracy elektrociepłowni bez i z akumulatorem,
- największe straty egzergii występują w wymiennikach ciepła, jednak różnice pomiędzy nimi dla analizowanych przypadków, tj. podczas pracy części blokowej Elektrociepłowni bez akumulatora oraz procesów ładowania i rozładowywania akumulatora są znikome,

- straty dławienia podczas procesu ładowania akumulatora i straty energii w pompach rozładowniczych (DP) są również niewielkie i oscylują w przedziale 120–450 kW w zależności od rozpatrywanego przypadku.

W dużych magazynach ciepła istnieje szereg problemów technologicznych. Jednym z nich jest absorpcja tlenu z otoczenia, ponieważ zbiornik pracuje pod ciśnieniem atmosferycznym. W tym celu stosuje się tzw. poduszki parowe (ang. Steam Cushion – SC) przeanalizowane w ramach prac prowadzonych w [A5]. Zadaniem eksploatacyjnym układu poduszki parowej w zbiorniku akumulatora jest ochrona zmagazynowanej wody sieciowej przed absorpcją tlenu z otaczającego powietrza atmosferycznego. Woda w systemie grzewczym musi spełniać rygorystyczne normy czystości. Bardzo ważna jest także zawartość tlenu w tej wodzie. Zbiornik akumulatora, podłączony hydraulicznie do systemu grzewczego, stanowi jego integralną część i jest napełniany tą samą wodą. Nadmierna ilość rozpuszczonego tlenu w wodzie powoduje korozję zarówno sieci, jak i zbiornika akumulatora oraz jego wyposażenia. Jako zbiornik bezciśnieniowy, zbiornik akumulatora jest narażony na wnikanie tlenu, np. przez zawory bezpieczeństwa. Zawory umieszczone na dachu chronią zbiornik przed nadmiernym nadciśnieniem i podciśnieniem. Dla prezentowanych w [A5] zbiorników TES dopuszczalna próżnia powinna być mniejsza niż -500 Pa, a nadciśnienie nie większe niż +1500 Pa. Typowym ciśnieniem roboczym pary w złożu parowym jest nadciśnienie $p = +500 \text{ Pa} \pm 100 \text{ Pa}$. System poduszki parowej składa się z następujących elementów (rysunek 59):

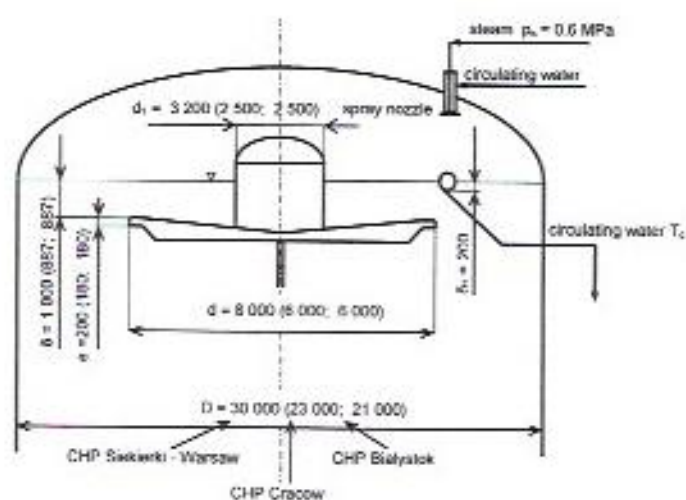
- rura ssawna wody obiegowej z wlotem zamontowanym na pływaku,
- pompa obiegowa,
- elektryczny podgrzewacz wody,
- rura odprowadzająca wodę obiegową,
- wtryskiwacz,
- układ zasilania parą technologiczną.

Schemat zbiornika akumulatora z układem poduszki parowej przedstawiono na rysunku 59.



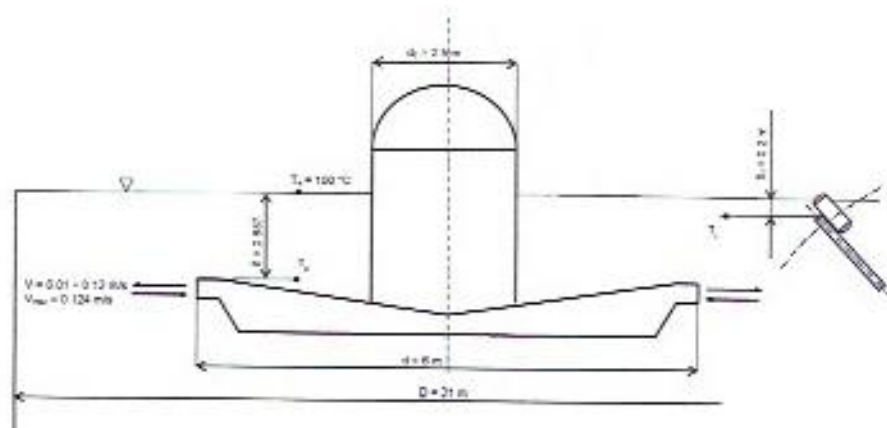
Rys. 59. Schemat akumulatora ciepła wyposażonego w poduszkę parową (Źródło [A5])

System poduszki parowej, który znajduje się pod dachem zbiornika akumulatora ma za zadanie chronić wodę zgromadzoną w zbiorniku przed absorpcją tlenu z otaczającego powietrza atmosferycznego. Ciśnienie pary nad poziomem wody w zbiorniku akumulatora generowane jest przez wtłaczaną parę technologiczną. Aby zapobiec kontaktowi przegrzanej pary z powierzchnią wody, stosuje się obieg wodny. Cyrkulacja wody wymuszana jest przez pompę obiegową zasilającą dyszę wtryskową. Woda wtryskiwana przez dyszę miesza się z parą, tworząc tzw. „deszcz parowy”. Cały proces odbywa się pomiędzy dachem zbiornika akumulatora a powierzchnią wody. W przypadku braku zasilania dyszy wtryskowej parą technologiczną, deszcz parowy będzie wytwarzany z wody obiegowej podgrzanej powyżej 100°C za pomocą elektrycznego podgrzewacza wody. Elektryczny podgrzewacz wody jest urządzeniem awaryjnym i podgrzewa wodę powyżej temperatury wrzenia do ciśnienia atmosferycznego + kilkaset Pa panującego w przestrzeni poduszki parowej. Wartość temperatury, do której należy podgrzać wodę obiegową jest skorelowana z ciśnieniem roboczym poduszki parowej, to znaczy musi utrzymywać ustawione ciśnienie robocze, zwykle około +500 Pa. Szczegółowy schemat pokazujący usytuowanie komponentów poduszki parowej pokazano na rysunku 60.



Rys. 60. Schemat usytuowania komponentów poduszki parowej i główne wymiary dla trzech elektrociepłowni: Siekierki w Warszawie, Krakowa i Białegostoku (Źródło [A5])

Rozwiązanie techniczne mające na celu zmniejszenie zużycia energii przez system poduszki parowej na przykładzie zbiornika w Elektrociepłowni Białystok, ze wskazaniem parametrów eksploatacyjnych systemu, pokazano na rysunku 61.



Rys. 61. Parametry pracy układu poduszki parowej w zbiorniku akumulatora w Elektrociepłowni Białystok (Źródło [A5])

Analizę oszczędności energii dla pracy układu poduszki parowej dla zbiornika akumulatora wykonano dla Elektrociepłowni Białystok. Dodatkową analizę potwierdzającą te wyniki przeprowadzono dla zbiorników akumulatorów w Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie i Elektrociepłowni w Krakowie. Trzy analizowane systemy poduszki parowej mają tę samą konstrukcję techniczną. Dane eksploatacyjne systemów poduszek parowych w tych trzech elektrociepłowniach zebrano zarówno dla sezonu grzewczego, jak i letniego. Szczególną uwagę zwrócono na tzw. okresy przejściowe sezonu grzewczego, tj. koniec zimy – początek wiosny oraz koniec jesieni – początek zimy, kiedy to obserwuje się najszybsze zmiany w zapotrzebowaniu odbiorców na ciepło.

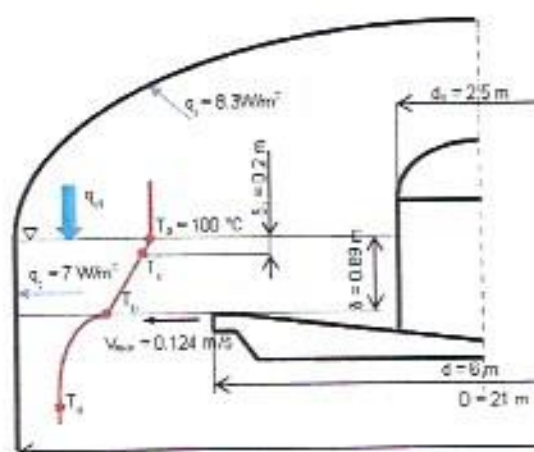
Zebrane dane eksploatacyjne temperatury ciepłej wody poniżej górnego poziomu kryzy w zbiorniku wskazują, że temperatura tej wody jest praktycznie równa temperaturze wody ładującej zasobnik. Zatem założenie przyjęte w obliczeniach strat ciepła w przestrzeni poduszki parowej, czyli prawie stała temperatura mieszania gorącej wody w warstwie poniżej górnego otworu, jest dobrym przybliżeniem.

Dokonano obliczeń strat ciepła przez dach zbiornika akumulatora, którego izolacja składa się z:

- DachrockMax (gęstość 150 kg/m^3 , przyjęto średnią przewodność cieplną $\lambda = 0,05 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$, grubość 480 mm ($180 + 180 + 120 \text{ mm}$),
- MarineSlab (gęstość 220 kg/m^3 , przyjęto średnią przewodność cieplną $\lambda = 0,05 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$, grubość 30 mm ,
- Ochronna powłoka izolacyjna – osłona membrany sarnafil TS77-15 o grubości $1,5 \text{ mm}$.

Zatem całkowita grubość izolacji dachu wynosi $511,5 \text{ mm}$. Jednostkowa strata ciepła dla powyższych warunków wynosi około $9,1 \text{ W/m}^2$, co dla kulistego dachu o powierzchni około 257 m^2 daje całkowitą stratę ciepła przez dach zbiornika około $2,1 \text{ kW}$.

Obliczenia strat ciepła przez zbiornik płaszczyowy o wysokości δ przeprowadzono dla płaszczyzowych materiałów izolacyjnych z wełny szklanej [$\lambda_{ins} = 0,05 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$], a grubość izolacji wynosi 500 mm . Jednostkowa strata ciepła dla powyższych warunków wynosi około $7,0 \text{ W/m}^2$, co dla płaszcza cylindrycznego o powierzchni około 58 m^2 daje całkowitą stratę ciepła przez płaszczyznę zbiornika o wysokości $0,89 \text{ m}$ wynoszącą około $0,4 \text{ kW}$. Założenia do modelu poduszki parowej dla elektrociepłowni w Białymstoku przedstawiono na rys. 62.

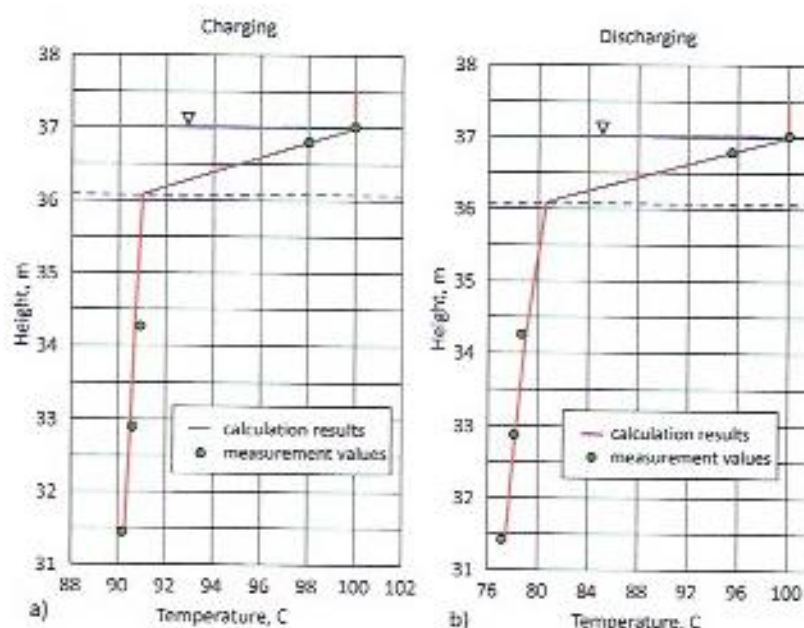


Rys. 62. Założenia do modelu matematycznego układu poduszki parowej w Elektrociepłowni Białystok (Źródło [A5])

Temperatury magazynowanej ciepłej wody w zbiorniku akumulatora mierzone czujnikami temperatury kształtowały się następująco:

- CT201 (umieszczony na wysokości 34,25 m) 78,85°C;
- CT202 (umieszczony na wysokości 32,85 m) 78,05 °C;
- CT203 (znajduje się na wysokości 31,45 m) 77,32°C.

Zaprezentowane wyniki pomiarów (zaczepnięte z systemów SCADA) dla trzech wybranych systemów TES w Warszawie, Białymstoku i Krakowie wskazują, że praca systemów poduszki parowej o podanej konstrukcji jest stabilna, a przyjęte modele obliczeniowe są prawidłowe. Obliczone i zmierzone temperatury ciepłej wody magazynowanej w górnej części zbiornika akumulatora różnią się nieznacznie, tj. o dziesiąte części °C (rysunek 63 a i b).



Rys. 63. Porównanie wyników obliczeń z danymi pomiarowymi wymiany ciepła z przestrzeni poduszki parowej do gorącej wody zgromadzonej w górnej części zbiornika akumulatora dla Elektrociepłowni Białystok: (a) proces ładowania akumulatora oraz (b) proces rozładunku akumulatora (Źródło [A5])

Jednostkowy strumień ciepła w warunkach ustabilizowanej pracy układu poduszki parowej, dla ciepła przekazywanego z przestrzeni poduszki parowej do gorącej wody zgromadzonej w górnej części zbiornika TES, zmienia się w granicach 15÷100 W/m². Dolna granica jednostkowego strumienia ciepła odnosi się do wysokich temperatur zmagazynowanej ciepłej wody ($T_e = 97\text{--}98^\circ\text{C}$) i wody obiegowej ($T_c \approx 99^\circ\text{C}$), natomiast górna granica dotyczy niskich temperatur zmagazynowanej ciepłej wody ($T_e \approx 70^\circ\text{C}$) i woda obiegowa ($T_c = 94^\circ\text{C}$). Zatem zwykle niskie wartości jednostkowego strumienia ciepła występują w sezonie grzewczym, a wysokie w sezonie letnim, kiedy może się zdarzyć, że magazynowana ciepła woda będzie miała temperaturę około 70°C.

W celu obliczenia całkowitego zużycia ciepła w układzie poduszki parowej należy uwzględnić wielkości jednostkowego strumienia strat ciepła przez strop zbiornika oraz przez płaszczyznę zbiornika w rejonie izolacyjnej warstwy wody o grubości δ . W analizowanym przypadku te dwie wielkości obliczono dla średniej temperatury powietrza zewnętrznego i określonych materiałów izolacyjnych dachu i płaszczyzn zbiornika oraz wymiarów geometrycznych zbiornika akumulatora w Białymstoku.

System poduszki parowej oszczędza energię dzięki innowacyjnemu pływającemu górnemu króćcowi rury z wodą obiegową. Odbywa się to za pomocą elementów pływających, które zmieniają swoją wysokość wraz z wysokością lustra wody. W przypadku zastosowania otworu górnego na górze

zbiornika tworzy się izolacyjna warstwa wody z bardzo ograniczonym konwekcyjnym i turbulentnym transportem ciepła, co skutkuje ograniczonym przenoszeniem ciepła z przestrzeni poduszki parowej do wody zmagazynowanej w zbiorniku. Grubość izolacyjnej warstwy wody oddzielającej powierzchnię wody od pozostałej wody w zbiorniku akumulatora wynosi zwykle od 0,8 do 1 m. Woda jest dobrym izolatorem, a jej średnia przewodność cieplna wynosi około $0,68 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Aby zminimalizować konwekcyjny i turbulentny transport ciepła w warstwie wody izolacyjnej, należy ograniczyć strumień ciepła od pary. W tym przypadku strumień ciepła stanowi około 10% strumienia ciepła występującego w typowym rozwiązaniu technicznym kryzy górnej i rury ssawnej wody obiegowej w zbiorniku akumulatora. Przedstawiona w [A5] uproszczona analiza i porównanie jej wyników z danymi eksperymentalnymi przepływu ciepła z przestrzeni poduszki parowej do gorącej wody zmagazynowanej w górnej części zbiornika akumulatora w pełni potwierdzają użyteczność wykorzystanych modeli przepływu ciepła jak i sens zastosowania poduszki parowej.

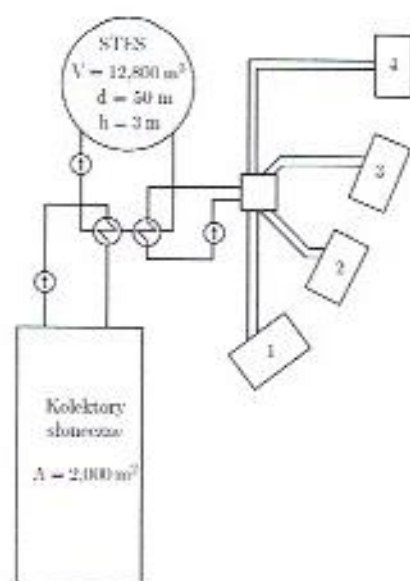
Sezonowe magazyny ciepła – STES

W [A11] i [A12] przedstawiono analizę zastosowania sezonowego zasobnika ciepła pozyskanej ze Słońca (ang. Seasonal Thermal Energy Storage—STES) do pokrywania zapotrzebowania na ciepło zespołu czterech budynków. Zasobnik umieszczony jest w ziemi i podłączony do paneli słonecznych oraz sieci ciepłowniczej łączącej poszczególne budynki. Analizie poddano kilka wybranych przypadków w celu określenia możliwie optymalnych parametrów konstrukcyjnych całego układu STES (objętość zasobnika i powierzchnia kolektorów słonecznych). Należy zauważyć, iż posługujemy się tutaj głównie absolutnymi wartościami ciepła gromadzonego (a nie przepływami tego ciepła w czasie) z powodu różnic występujących w różnych okresach kiedy ciepło jest gromadzone i wykorzystywane, co daje duże różnice w strumieniach jakie tutaj występują. Warunki jakie panują w zasobniku zmieniają się w czasie pod wpływem pracy układu sterującego. W celu określenia pełnych charakterystyk tych zmian, wymagany jest odpowiedni model dynamiczny całej instalacji.

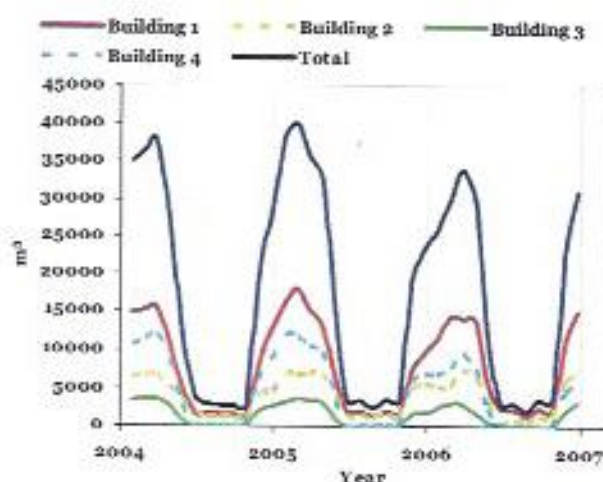
Ilość ciepła jaką produkują kolektory słoneczne zależy od kilku czynników (dzień roku, godzina, temperatura otoczenia, itp.). Średnio można przyjąć, że kolektory słoneczne są w stanie dostarczyć $200\text{--}600 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$. W oparciu o dane literaturowe dotyczące pracy tego typu układów w innych krajach przyjęto, iż średnia ilość ciepła produkowanego przez kolektory słoneczne wynosi $300 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$.

Analiza dotyczy czterech istniejących budynków (rys. 64). W oparciu o dane z faktur, oszacowane zużycie gazu ziemnego (rys. 65) zostało przeliczone na średniomiesięczne zapotrzebowanie na ciepło tych budynków. Analizie poddano pięć różnych wariantów w których:

- całe zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane przez układ STES,
- 70% energii cieplnej pochodzi z kolektorów słonecznych,
- ograniczono wysokość zasobnika ciepła do 3 m wysokości,
- powierzchnia kolektorów słonecznych jest równa powierzchni dachów budynków (3800 m^2),
- ze względów finansowych powierzchnia kolektorów słonecznych została ograniczona do 2000 m^2 .



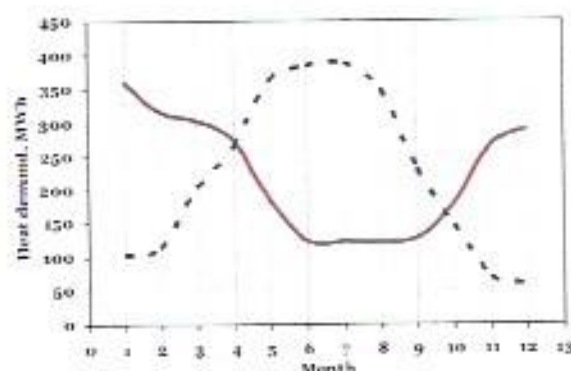
Rys. 64. Główne elementy układu do sezonowego magazynowania energii słonecznej, tj. zasobnik na ciepłą wodę, kolektory słoneczne oraz cztery budynki podłączone do układu (Źródło [A11])



Rys. 65. Zużycie gazu ziemnego w latach 2004–2007 przez kompleks budynków poddany analizie (Źródło [A11])

Dla wszystkich tych wariantów, określono podstawowe wskaźniki jak również czas pracy zasobnika w poszczególnych trybach. Teoretycznie, odpowiednio duża powierzchnia kolektorów słonecznych pozwoli na pełne pokrycie zapotrzebowania na ciepło, nie mniej jednak latem kolektory te będą generowały bardzo dużo nadmiarowego ciepła, które należy zgromadzić na sezon grzewczy.

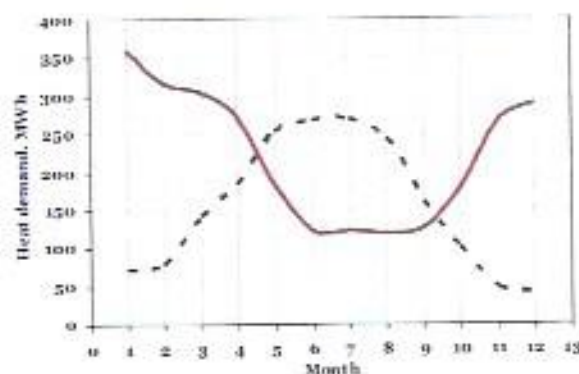
W celu pokrycia całego zapotrzebowania na ciepło budynków, potrzebna powierzchnia kolektorów słonecznych wynosi 8900 m². Na rys. 66 przedstawiono zapotrzebowanie na ciepło budynków oraz odpowiadającą ilość ciepła uzyskiwaną z kolektorów słonecznych o powierzchni 8900 m²—obszar pomiędzy tymi krzywymi określa wielkość magazynu ciepła jaki należy tutaj zastosować. W celu zgromadzenia tej ilości ciepła, zbiornik na ciepłą wodę ma szacunkową pojemność 25300 m³ (przyjmując średnicę zbiornika $\phi = 50$ m, daje to jego wysokość 13 m—4 piętrowy budynek). Stosunek pojemności zbiornika do powierzchni kolektorów (V/A) wynosi tutaj 2,8 (literaturowo optymalna wartość to 2 m). Wariant ten zatem charakteryzuje się olbrzymią powierzchnią kolektorów w stosunku do powierzchni zajmowanej przez budynki oraz nieproporcjonalnie dużym zasobnikiem ciepła—wszystko to razem daje bardzo duże nakłady inwestycyjne takiego rozwiązania.



Rys. 66. Potrzeby grzewcze i ciepło generowane przez kolektory słoneczne w wariantcie w którym 100% zapotrzebowania na ciepło pochodzi z energii słonecznej (obszar pomiędzy liniami definiuje wielkość zasobnika ciepła) (Źródło [A11])

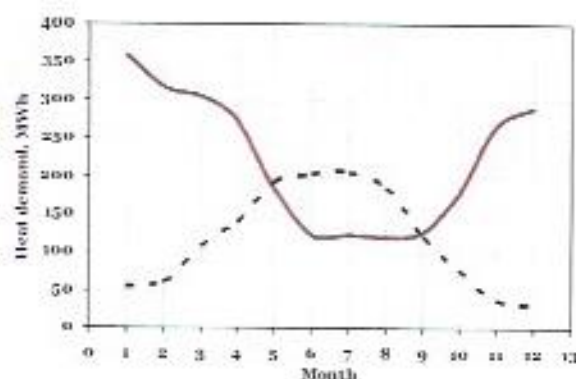
W rzeczywistych warunkach występuje wiele ograniczeń natury technicznej i ekonomicznej co do wielkości zarówno kolektorów słonecznych jak i zasobnika ciepła. Jako pierwsze rozważono ograniczenie związane z objętością zbiornika, którego średnica jest określona poprzez miejsce gdzie zbiornik ma stać, a wysokość przyjęto na poziomie do 3 m. Powierzchnia kolektorów jest ograniczona powierzchnią dachów na jakich mają być one zainstalowane bądź nakładami inwestycyjnymi, które pozwalają na montaż tylko 2000 m² kolektorów. Natomiast wskaźnikiem jest ilość ciepła pokryta przez energię słoneczną na poziomie 70% (rys. 67).

Przy tym założeniu wymagana powierzchnia kolektorów słonecznych to 6300 m² (kwadrat o boku 80×80 m), a pojemność zbiornika wynosi 12800 m³ (V/A na poziomie 2). Przy ograniczonej średnicy zbiornika ($\varphi = 50$ m), daje to jego wysokość 7 m (3 piętrowy budynek)—nadal znacznie ponad ograniczenie stawiane przez wody gruntowe—3 m.



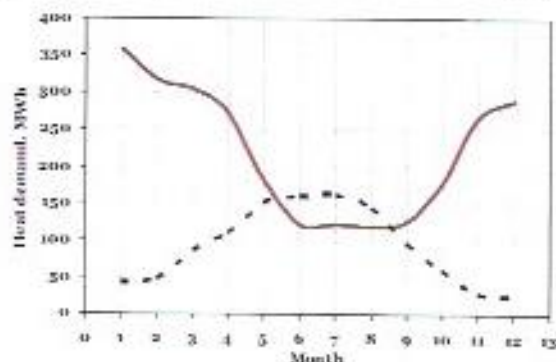
Rys. 67. Średniomiesięczna produkcja i konsumpcja ciepła dla wariantu, w którym 70% ciepła jest pokrywane przez energię słoneczną (Źródło [A11])

Z założenia ograniczenia w postaci wysokości (głębokości zakopania) zasobnika ciepła 3 m (średnic $\varphi = 50$ m) wychodzi wynik w postaci powierzchni kolektorów 4700 m² (70 × 70 m) i objętości zasobnika na poziomie 5700 m³ (V/A = 1,2). W takim przypadku energia słoneczna pokrywa tylko 53% zapotrzebowania na ciepło budynków (rys. 68).



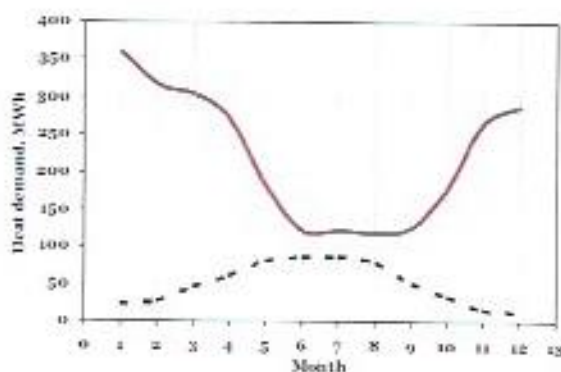
Rys. 68. Ilości zużywanego ciepła i odpowiadająca im generacja przez kolektory słoneczne dla przypadku 3 m wysokości zasobnika ciepła (Źródło [A11])

Czwarty przypadek poddany analizie (rys. 69) dotyczy ograniczenia w postaci powierzchni dostępnej pod instalację kolektorów słonecznych równą powierzchni dachów budynków do jakich układ ma zostać zastosowany, która wynosi 3800 m^2 ($60 \times 60 \text{ m}$). Przy takim rozwiązaniu, zbiornik na wodę ma objętość 2500 m^3 ($\varphi = 50 \text{ m}$) daje wysokość zbiornika na poziomie 1,3 m), $V/A = 0,7$. Sumarycznie daje się pokryć za pomocą energii uzyskiwanej ze słońca ok. 42% zapotrzebowania budynków.



Rys. 69. Krzywe zapotrzebowania na ciepło oraz ilość produkowanej energii cieplnej przez kolektory słoneczne umieszczone na dachach budynków (3800 m^2) (Źródło [A11])

Ostatni analizowany przypadek (rys. 70) dotyczy ograniczenia związanego z dostępnym budżetem na instalację kolektorów słonecznych, pozwalającym na pokrycie powierzchni o rozmiarze 2000 m^2 . Przy takich założeniach, moc cieplna kolektorów nigdy nie przekracza zapotrzebowania na ciepło budynków, wobec czego nie jest potrzebny sezonowy zasobnik. Kolektory generują ok. 2000 MWh energii w ciągu całego roku kalendarzowego, co daje 22% zapotrzebowania budynków.

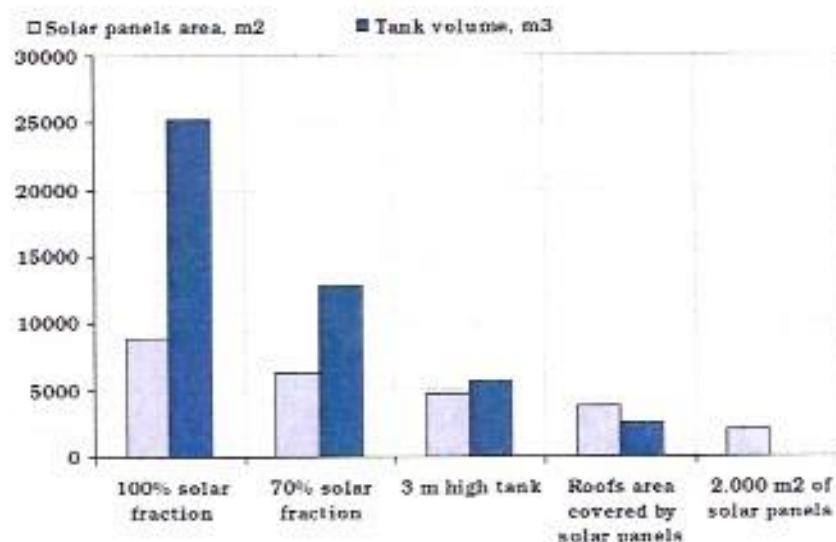


Rys. 70. Ilości ciepła dostarczanego przez kolektory słoneczne i ciepła zużywanego na potrzeby grzewcze przy założeniu powierzchni kolektorów na poziomie 2000 m^2 (Źródło [A11])

W tabeli 15 przedstawiono główne parametry dla analizowanych przypadków. Wraz ze spadającym udziałem energii słonecznej w bilansie cieplnym układu, objętość zasobnika ciepła spada znacznie szybciej niż powierzchnia zajmowana przez kolektory (rys. 71). Wartość współczynnika V/A uznana za optymalną (2,0 m) osiągana jest dla przypadku w którym udział ciepła ze słońca wynosi 70%.

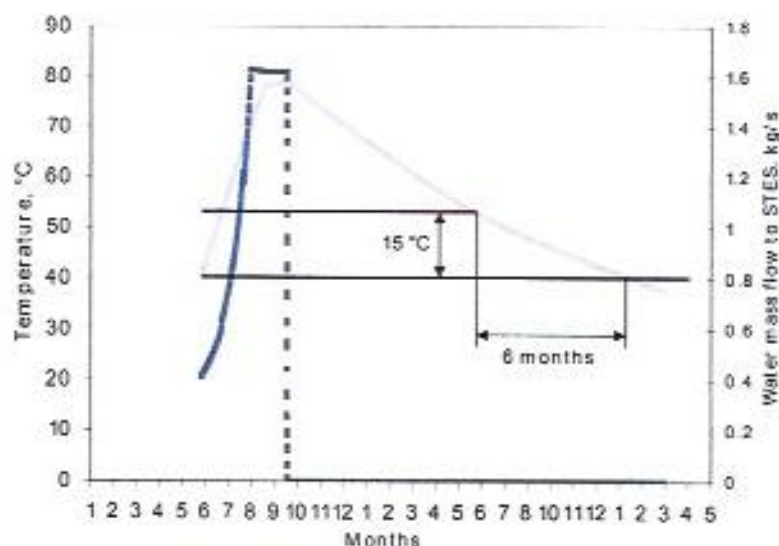
Tab. 15. Dane zbiorcze dla analizowanych przypadków (Źródło [A11])

Parametr\Przypadek	100% solar fraction	70% solar fraction	Wysokość zbiornika 3 m	Kolektory słoneczne o powierzchni dachów budynków	Kolektory słoneczne o powierzchni 2000 m ²
Powierzchnia kolektorów słonecznych, m ²	8900	6300	6700	3800	2000
Objętość zbiornika, m ³	25300	12800	5700	2500	–
Współczynnik V/A	2,8	2	1,2	0,7	–
Szacunkowe koszty inwestycyjne dla zasobnika, EUR/m ³	76	94	120	137	–
Udział energii słonecznej w pokryciu zapotrzebowania na ciepło budynków, %	100	70	53	42	22



Rys. 71. Graficzne zestawienie powierzchni kolektorów słonecznych i objętości zasobników dla analizowanych przypadków (Źródło [A11] oraz [A12])

W ramach prac zrealizowanych w [A8] oraz [A20] wykonano model dynamiczny sezonowego zasobnika ciepła na potrzeby doboru jego wymiarów geometrycznych. Z przedstawionych wyżej danych wynika, że ciepło wygenerowane przez kolektory słoneczne najlepiej magazynować w okresie od czerwca do września, później można je wykorzystać lub zmagazynować do wykorzystania w pozostałych miesiącach. W analizie uwzględniono jedynie straty ciepła w sezonie zimowym, aby określić ilość ciepła dostępnego w sezonie grzewczym. Wyniki uzyskane dla przypadku referencyjnego przedstawiono na rys. 72.



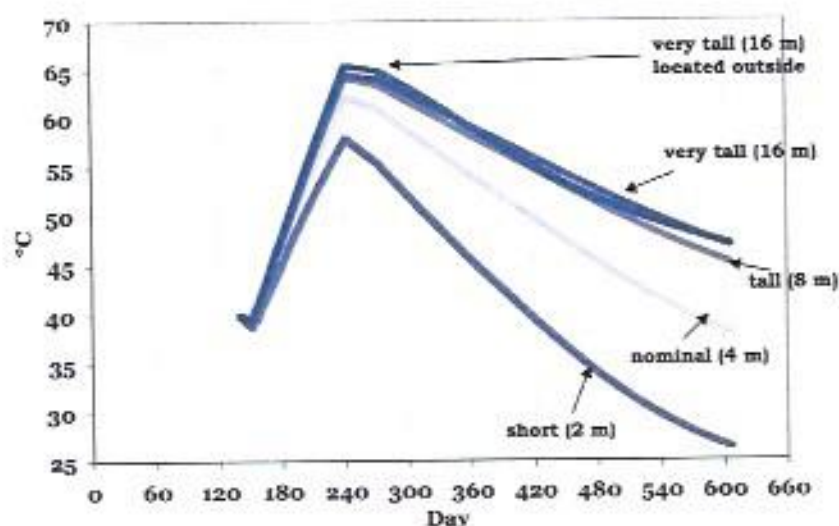
Rys. 72. Wynik modelowania sezonowego zasobnika ciepła dla rozpatrywanych warunków (Źródło [A8])

Magazyn ciepła zostaje całkowicie naładowany we wrześniu i wówczas temperatura wody spada na skutek strat ciepła do otoczenia (gruntu). Temperatura wody na początku kolejnego czerwca jest o około 15°C wyższa od temperatury początkowej. Sprawność magazynowania ciepła wynosi około 38% dla nieoptymalnej architektury zbiornika (wysokość/średnica, $h/d = 0,15$), natomiast optymalne wymiary zbiornika powinny kształtować się w okolicach $h/d = 1$. Podczas tej symulacji nie zakłada się stratyfikacji – w warunkach rzeczywistych stratyfikacja silnie zależy od wysokości zbiornika, dlatego optymalne wymiary mogą różnić się od przyjętego $h/d = 1$.

W ramach wykonanych analiz rozpatrzono cztery inne przypadki:

- Przypadek 1 – zbiornik niski o wysokości 2 m ($h/d = 0,05$),
- Przypadek 2 – zbiornik wysoki o wysokości 8 m ($h/d = 0,42$),
- Przypadek 3 – bardzo wysoki zbiornik o wysokości 16 m ($h/d = 1,17$),
- Przypadek 4 – bardzo wysoki zbiornik o wysokości 16 m ($h/d = 1,17$) umiejscowiony na zewnątrz (nie w ziemi).

Wyniki modelowania przedstawiono na rys. 73



Rys. 73. Wynik modelowania sezonowego zasobnika ciepła dla różnych wielkości geometrycznych (Źródło [A8])

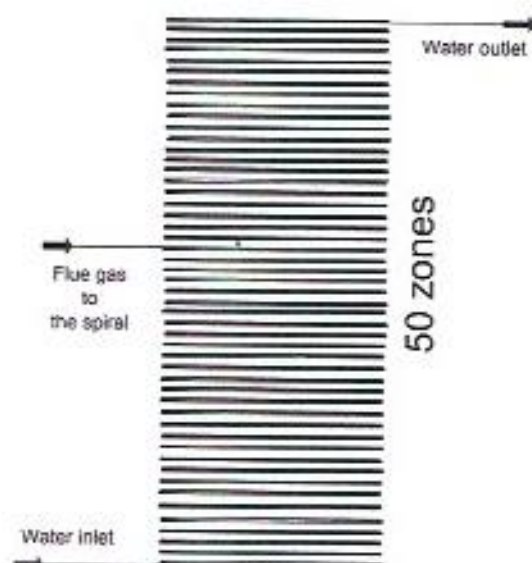
Badania i analizy sezonowego magazynu energii STES wykonane w ramach [A8] oraz [A20] przedstawiono dla warunków polskich. Analizę przeprowadzono dla pięciu różnych scenariuszy dla różnych wymiarów i lokalizacji zbiorników. Wyniki porównano z wybranym punktem nominalnym (wysokość zbiornika 4 m, lokalizacja w gruncie). Zmieniając geometrię zbiornika, można zwiększyć dostępną ilość ciepła (daje to sprawność na poziomie 50%). Nie ma prawie żadnej różnicy, czy zbiornik znajduje się w gruncie, czy na zewnątrz – niższe temperatury gruntu w lecie powodują większe straty ciepła, które są kompensowane zimą, gdy odnotowuje się większe straty ciepła w przypadku zbiornika umieszczonego na zewnątrz. Istotną zaletą umieszczenia zbiornika w ziemi jest to, że zimą gdy zbiornik jest całkowicie rozładowany nie ma niebezpieczeństwa zamarznięcia. Wiosną/jesienią do rozładunku potrzebna jest stosunkowo niewielka moc cieplna, dzięki czemu istniejący kocioł na gaz ziemny można uruchomić później i wcześniej wyłączyć.

Magazynowanie ciepła w układzie kogeneracyjnym z ogniwem paliwowym

W ramach prac zrealizowanych w [A7] wykonano model dynamiczny zasobnika ciepłej wody użytkowej, który ma służyć jako element układu kogeneracyjnego z ogniwem paliwowym. W modelu uwzględniono poniższe parametry:

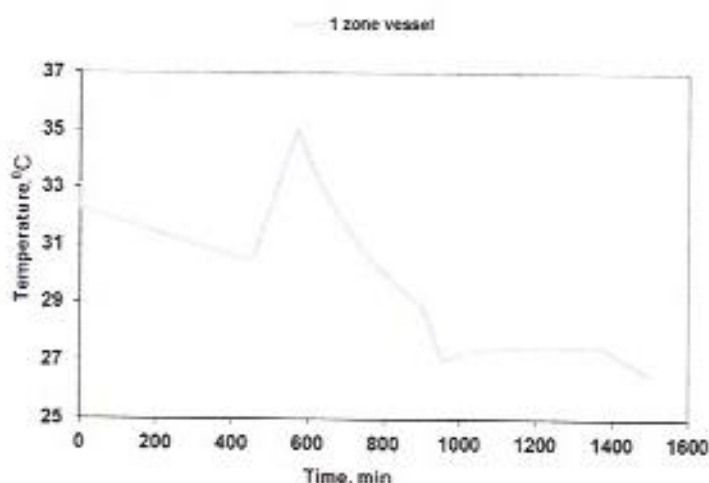
- Natężenie przepływu spalin,
- Temperatura spalin,
- Skład spalin,
- Objętość zasobnika,
- Grubość izolacji,
- Natężenie przepływu wody wylotowej (możliwy brak przepływu) - przepływ może być skorelowany z przepływem wody na wlocie,
- Temperatura zewnętrzna,
- Temperatura wody na wlocie,
- Minimalna temperatura magazynowanej wody (awaryjne ogrzewanie spalinami),
- Maksymalna temperatura magazynowanej wody (awaryjne zamknięcie przepływu spalin).

Zasobnik został sparametryzowany wymiarami geometrycznymi, króćcami wlotowymi i wylotowymi oraz stratami ciepła z uwzględnieniem temperatury otoczenia. Straty ciepła wyliczane są według danych producenta (1,4 kWh/24h). Objętościowy strumień spalin do spirali, skład spalin i temperatura spalin są parametrami opisującymi warunki dostarczania gazu do spirali. Porównując dane modelowe i eksperymentalne można zauważyć, że straty ciepła zostały obliczone prawidłowo. Prezentowany model zasobnika jest typu cylindrycznego. Wielkość spirali wewnątrz zasobnika wynosi około 60% objętości zbiornika. Analizę przeprowadzono dla zasobnika 1-strefowego, 5-strefowego, 10-strefowego i 50-strefowego. Przykładowy model podzielony na 50 stref zaimplementowany w komercyjnym środowisku numerycznym HYSYS pokazano na rys. 74.

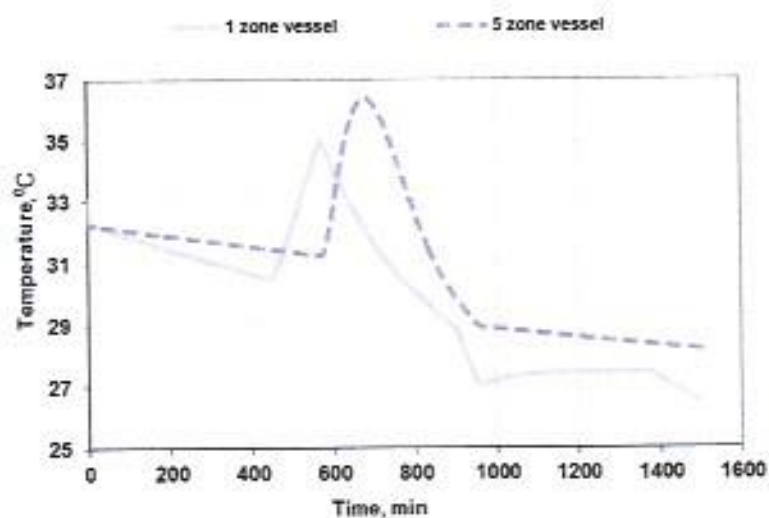


Rys. 74. Model zasobnika podzielonego na 50 stref zaimplementowany w środowisku HYSYS (Źródło [A7])

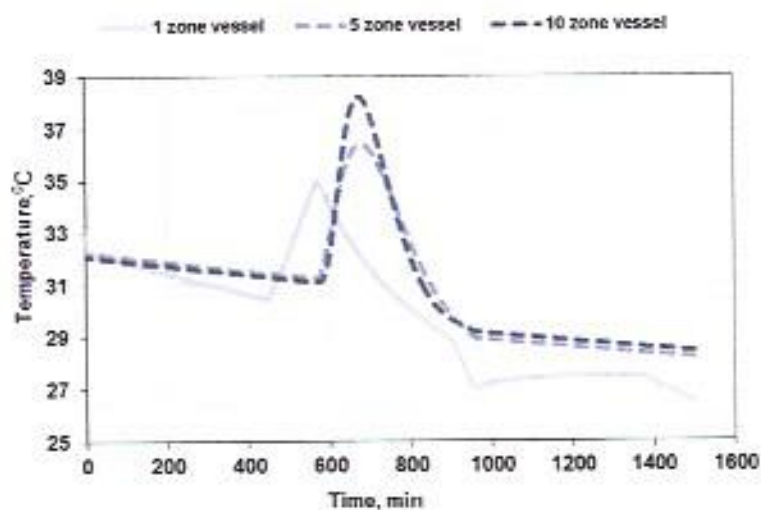
Wyniki prowadzonych symulacji dla założonych danych przedstawiono kolejno na rysunkach. Dla zasobnika 1-strefowego na rys. 75, dla zasobnika 5-strefowego na rys. 76, dla zasobnika 10-strefowego na rys. 77 oraz dla zasobnika 50-strefowego na rys. 78.



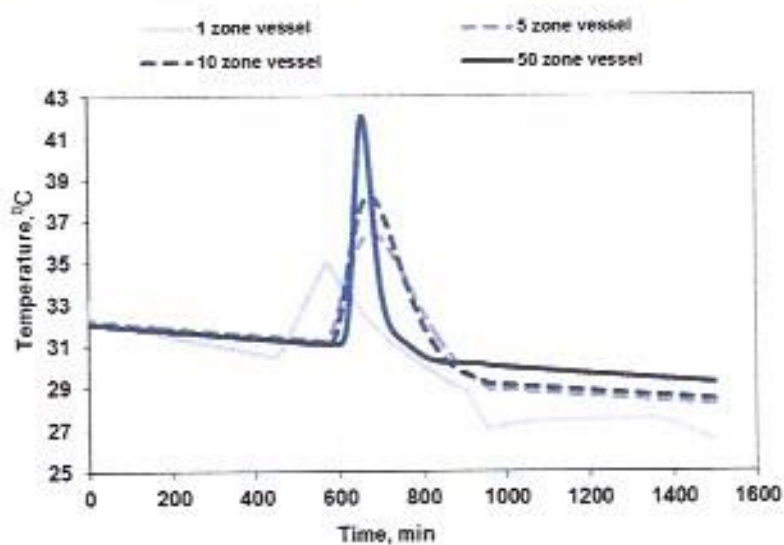
Rys. 75. Wynik symulacji wykonanej w środowisku HYSYS dla zbiornika 1-strefowego (Źródło [A7])



Rys. 76. Wynik symulacji wykonanej w środowisku HYSYS dla zbiornika 1 oraz 5 strefowego (Źródło [A7])

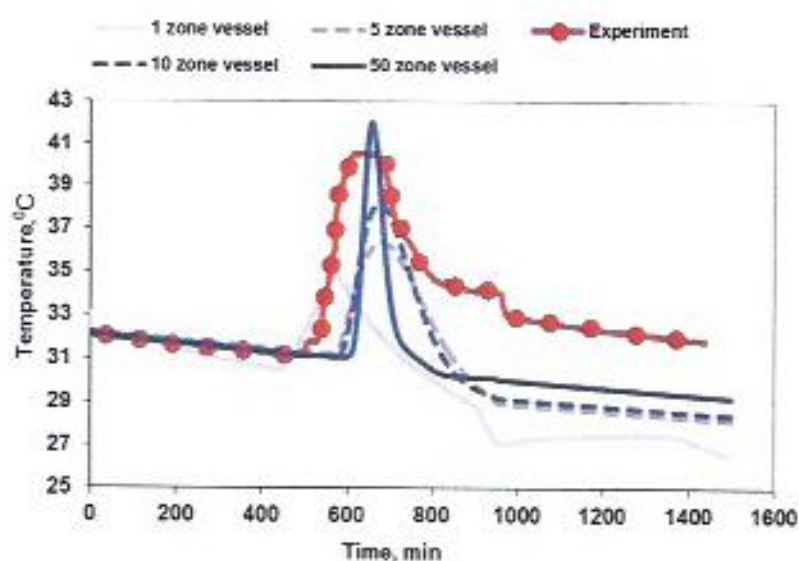


Rys. 77. Wynik symulacji wykonanej w środowisku HYSYS dla zbiornika 1, 5 oraz 10 strefowego (Źródło [A7])



Rys. 78. Wynik symulacji wykonanej w środowisku HYSYS dla zbiornika 1-strefowego, 5-strefowego, 10-strefowego oraz 50-strefowego (Źródło [A7])

Model został zweryfikowany na istniejących danych. Wykonane zostały odpowiednie eksperymenty laboratoryjne. Na rys. 79 pokazano porównanie wyników symulacji i eksperymentów. Jak można zauważyć, model nie zbiega się idealnie z krzywą z eksperymentu, natomiast charakter zmian jest zachowany. Jest to wynikiem nieokreślonego w pełni punktu startowego podczas eksperymentów, zwłaszcza temperatur panujących wewnątrz zasobnika. Temperatury wewnątrz zasobnika zmieniają się wraz z wysokością (stratyfikacja), natomiast zainstalowane są tylko 4 termopary opisujące temperatury panujące w zasobniku. Ponadto wszystkie zainstalowane są na zewnątrz zasobnika, na rurach doprowadzających i odprowadzających wodę oraz spaliny z zasobnika. Również przepływomierz wody nie był wystarczająco precyzyjny. Odczytywano różne wartości przepływu wody z różnych urządzeń pomiarowych: pompa – 100 kg/h; przepływomierz – 80 kg/h; pomiary własne – 87 kg/h. Zmieniał się także przepływ wody na skutek nieuszczelności pompy (na koniec eksperymentów przepływomierz wody wskazywał 75 kg/h. Eksperyment rozpoczął się zbyt wcześnie po szybkim napełnieniu zasobnika wodą (niestabilna stratyfikacja w zasobniku na początku eksperymentów).



Rys. 79. Porównanie danych zebranych podczas eksperymentu z danymi uzyskanymi w wyniku symulacji w środowisku HYSYS (Źródło [A7])

Powstały model posłużył jako część większej pracy dotyczącej modelu całego układu kogeneracyjnego z ogniwem paliwowym w stanach dynamicznych.

4.1.6. Podsumowanie

W ramach prac związanych z magazynowaniem energii w skroplonym powietrzu przeanalizowano różne metody jego skraplania na potrzeby funkcjonowania magazynu energii. Na podstawie analiz i modelowania matematycznego określono, że metodą wykazującą najwyższą sprawność jest metoda Kapitza. Z jej wykorzystaniem sprawność magazynu energii wynosi 57,66 %. Dla tych warunków pracy jedynie konfiguracja Heylandt charakteryzuje się porównywalną sprawnością (56,96%).

Wykonano analizę egzergetyczną dla różnych parametrów pracy układu magazynowania LAES oraz wytypowano miejsca o największych stratach.

Przeanalizowano również różne konfiguracje sprzęgania układów LAES z innymi technologiami. W przypadku połączenia układu LAES z układem ORC wykazano wzrost sprawności o kilka punktów procentowych w stosunku do „czystego” układu LAES. Osiągnięto sprawność na poziomie 61,9 %.

Sprężenie układu LAES z modulem parowym wykazało również wzrost sprawności do poziomu powyżej 61 % w stosunku do bazowego ok. 57 %.

Połączenie układu magazynowania LAES z obiegiem na nadkrytyczny dwutlenek węgla zrealizowano na dwa sposoby. Włączono obieg CO₂ do układu LAES równolegle oraz szeregowo. Przy połączeniu równoległym wzrost sprawności kształtuje się na poziomie 5-6% - co jest znaczną poprawą dla „czystego” układu LAES. Układ LAES połączony szeregowo z nadkrytycznym obiegiem CO₂ również charakteryzuje się wyższymi sprawnościami w porównaniu do prostego układu LAES. Osiągane są wzrosty sprawności rzędu 3,5 do 5%.

Przeanalizowano również układ LAES z separacją tlenu. Oczywiście sprawność układu magazynowania LAES z modulem produkcji tlenu jest mniejsza niż sprawność pojedynczej instalacji LAES. Zawiera się ona w przedziale 31,9% dla maksymalnej produkcji tlenu do prawie 38,15% dla minimalnej produkcji tlenu. Jest to znacznie niżej niż prosty układ LAES, jednak głównym źródłem przychodów może tu być sprzedaż tlenu.

W ramach magazynowania energii w skroplonym powietrzu zaproponowano nowatorską metodę napędu autobusu. W wyniku przeprowadzonych analiz wykazano, że rozwiązanie to jest technicznie możliwe. Określono pojemności zbiorników na skroplone powietrze oraz ciepło i chłód, które są niezbędne do poruszania się autobusu w realnych zasięgach.

W ramach analiz związanych z magazynowaniem energii w sprężonym powietrzu zaproponowano uzupełnienia części naziemnej magazynu CAES o część parową, która wykorzystuje gazy spalinowe z turbiny gazowej w wytwornicy pary (kotle odzysknicowym). Określono zwiększenie sprawności w porównaniu do układu CAES przed rozbudową z 65% do 73% przy wartości ciśnienia powietrza na wlocie do turbiny na poziomie 72 bar. Również moc rozbudowanego układu jest większa w porównaniu do układu prostego przed rozbudową. Wartości wynoszą odpowiednio 387 MW po rozbudowie i 354 MW przed rozbudową.

Magazynowanie energii elektrycznej w kawernowych podziemnych magazynach gazu (CNGES) zostało przeanalizowane pod względem technologicznym w kwestii możliwości nadania kawernowym podziemnym magazynom gazu ziemnego nowej funkcjonalności – magazynowania energii elektrycznej. Ze wstępnych analiz wynika, że magazyn energii według opracowywanej technologii CNGES pracujący w warunkach KPMG Mogilno będzie miał moc elektryczną w czasie rozładowywania magazynu ok. 50 MW oraz pojemność magazynowania energii ok. 200-500 MWh. W zależności od różnych parametrów (między innymi temperatury) sprawność magazynu CNGES przyjmuje wartości od 42% do 54%, co wydaje się obiecującym wynikiem.

W ramach analiz prowadzonych w obszarze magazynowania energii za pomocą wodoru przeanalizowano osiem wariantów współpracy ogniwa paliwowego SOFC, elektrolizera SOE oraz zbiornika lub zbiorników wodoru i tlenu. Z przeprowadzonej analizy wynika, że układem o największej sprawności jest wariant 1, którego sprawność wynosi 64%, co opiera się na założeniu, że sprawność ogniwa paliwowego ze stałym tlenkiem (SOFC) i elektrolizera ze stałym tlenkiem (SOE) jest taka sama i wynosi 80%. W tym przypadku wszystkie straty są znikome, zakładając, że układ jest doskonale izolowany. Z technicznego punktu widzenia byłoby trudne lub niemożliwe wybudowanie tak dużych zbiorników i osiągnięcie wysokiego poziomu izolacji. Wariant 8 jest drugim najbardziej efektywnym układem, dającym sprawność magazynowania na poziomie 61,7%. Sprawność osiągnięta przez magazyn szczytowo-wodorowy wydaje się być porównywalna z prezentowanym wcześniej układem na skroplone powietrze LAES.

W ramach prac związanych z magazynowaniem ciepła zostały wykonane analizy dotyczące strat energetycznych i egzergicznych w magazynach ciepła stosowanych w elektrociepłowniach. Szczegółowe wyniki analizy energetyczno-egzergicznej pokazują, że zarówno zużycie energii, jak i straty egzergii w związku z pracą układu pomp i rurociągów elektrociepłowni z akumulatorem ciepła dla cykli ładowania i rozładowywania zbiornika są stosunkowo niskie, tj. moc urządzeń dodatkowych (pompy rozładowujące akumulator - DP) kształtuje się na poziomie 0,5–0,8 MW, co odpowiada około 0,5–0,8% całkowitej mocy bloku (każdy blok ma 110 MW_{el}). Strata egzergii mieści się w przedziale 0,12–0,45 MW. Ponadto wykonano analizę dotyczącą poprawy sprawności funkcjonowania akumulatora ciepła w związku z optymalizacją pracy poduszki parowej będącej integralnym elementem akumulatora ciepła.

W ramach analiz dotyczących sezonowego zasobnika ciepła STES wykonano wariantowe analizy doboru sezonowego magazynu ciepła wraz z kolektorami słonecznymi. Wykonano również modele dynamiczne sezonowego zasobnika ciepła w celu dobrania odpowiedniej jego geometrii, między innymi stosunku wysokości do średnicy. Analizę przeprowadzono dla pięciu różnych scenariuszy dla różnych wymiarów i lokalizacji zbiorników. Wyniki porównano z wybranym punktem nominalnym (wysokość zbiornika 4 m, lokalizacja w gruncie). Zmieniając geometrię zbiornika, można zwiększyć dostępną ilość ciepła. Nie ma prawie żadnej różnicy, czy zbiornik znajduje się w gruncie, czy na zewnątrz – niższe temperatury gruntu w lecie powodują większe straty ciepła, które są kompensowane zimą, gdy odnotowuje się większe straty ciepła w przypadku zbiornika umieszczonego na zewnątrz. Analizy wykazały optymalne rozwiązanie dla analizowanego zasobnika sezonowego STES.

W ramach analiz dotyczących zasobnika ciepła jako elementu układu kogeneracyjnego z ogniwem paliwowym wykonano model dynamiczny zasobnika ciepłej wody użytkowej. Model został zweryfikowany na istniejących danych. Wykonane zostały odpowiednie eksperymenty laboratoryjne. Wykonany model dynamiczny posłużył jako wkład do budowy modelu całego układu kogeneracyjnego na potrzeby realizowanego projektu badawczego.

4.2. Pozostałe osiągnięcia

4.2.1. Cykl osiągnięć technologicznych z zakresu technologii energetycznych obniżających negatywny wpływ na środowisko

[OT1] Udział w opracowaniu i rozruchu instalacji do odazotowania spalin w technologii SNCR dla węglowych kotłów rusztowych z wykorzystaniem predykcyjnego algorytmu sterowania.

Instalacja została opracowana w ramach projektu realizowanego wspólnie przez firmę Ecoenergia oraz Politechnikę Warszawską. Celem projektu realizowanego przez Ecoenergię i Politechnikę Warszawską było opracowanie, przebadanie i wdrożenie technologii selektywnej, niekatalitycznej redukcji tlenków azotu (SNCR) w spalinach kotłów energetycznych. Projekt objął swym zakresem:

- opracowanie i zbadanie dysz do podawania reagenta do komór spalania różnych kotłów,
- modelowanie matematyczne procesu redukcji tlenków azotu w wybranych kotłach,
- weryfikację wyników modelowania na stanowisku badawczym w ramach prac rozwojowych,

- przygotowanie do wdrożenia technologii.

Projekt badawczy miał na celu opracowanie polskiej, konkurencyjnej technologii odazotowania spalin w kotłach rusztowych. W ramach realizacji projektu przeprowadzone zostały badania efektywności działania opracowanego systemu SNCR na kotle energetycznym typu WR-25 znajdującym się w ciepłowni Kortowo należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Olsztynie. W ramach realizacji zadania zostały wyznaczone lokalizacje i zabudowane króćce do wprowadzenia lanc wtryskowych. Testy były realizowane dla różnych obciążeń kotła. W czasie ich trwania prowadzona była ciągła analiza składu spalin. Dla analizowanej jednostki wykonano badania, w czasie których sprawdzano wpływ:

- lokalizacji wtrysku,
- typu dyszy rozpylającej,
- parametrów wtrysku – ciśnienie, wydatek powietrza,
- stężenia reagenta w roztworze,
- parametrów powietrza towarzyszącego – wydatek

na redukcję NO_x oraz pozostałe parametry charakteryzujące poprawność działania instalacji SNCR, głównie „poślizg amoniaku”. Uzyskane w trakcie realizacji badań wyniki potwierdzają osiągnięcie wymaganych poziomów emisji NO_x przy zachowaniu optymalnych wartości zużycia reagenta oraz poziomów „poślizgu amoniaku”.

Po opracowaniu skutecznej technologii redukcji tlenków azotu na kotle WR-25 nr K1 znajdującym się w ciepłowni Kortowo należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Olsztynie wybudowana została stacjonarna instalacja SNCR, której zadaniem było osiągnięcie ograniczenia emisji tlenków azotu do poziomu poniżej 180 mg/Nm^3 z zachowaniem unosu amonowego w spalinach na poziomie poniżej 10 mg/Nm^3 . W skład instalacji SNCR wchodzi następujące główne urządzenia:

- Lance wtryskowe reagenta zamontowane na kotle,
- Moduł mieszający reagenta,
- Analizator spalin NO_x ,
- Analizator spalin NH_3 ,
- Szafa elektryczna-AKPiA,
- Sprężarka powietrza na potrzeby rozpylania reagenta,
- Rurociągi reagenta oraz sprężonego powietrza z modułu mieszającego do lanc zamontowanych na kotle.

Mój wkład w wyżej wymienionym osiągnięciu polegał na współudziale w badaniach eksperymentalnych kotła WR-25 celem określenia rozkładu temperatur oraz stężeń NO_x (opracowanie mapy kotła) w zależności od jego parametrów eksploatacyjnych, które posłużyły do opracowania modelu predykcyjnego sterowania instalacją SNCR. Ponadto brałem udział w pracach na etapie budowy instalacji, jej rozruchu, testów oraz dostrajania parametrów.

[OT2] Udział w opracowaniu urządzenia do dezintegracji substratów pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego.

Opracowanie urządzenia było jednym z elementów projektu pt. „Opracowanie technologii przygotowania substratów wykorzystywanych w kofermentacji metanowej metodami dezintegracji” w ramach Działania 4.1 Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020. Projekt realizowany był przez konsorcjum którego członkami byli: Politechnika Gdańska – lider konsorcjum, Politechnika Warszawska, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Biopolinex Sp. z o.o. Celem projektu było opracowanie i wdrożenie kompletnej linii technologicznej kondycjonowania substratów pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego przy wykorzystaniu dezintegracji hydrodynamicznej i niskotemperaturowej, w innowacyjnym układzie hybrydowym. Jak dotąd procesy te oddzielnie były stosowane do obróbki osadu nadmiernego powstającego w oczyszczalniach ścieków. Proponowana technologia jest dedykowana zarówno do wdrożenia w biogazowniach rolniczych jak i w oczyszczalniach ścieków (biogazownie komunalne). Zwiększenie biodostępności substratów kofermentacji metanowej przyczynia się do wzrostu produkcji biogazu, poprawy własności reologicznych pofermentu, poprawy skuteczności odwadniania osadów, zmniejszenia ilości pofermentu wymagającego dalszego zagospodarowania. Poprzez zastosowanie technologii dezintegracji osiąga się poprawę bilansu energii i rentowności biogazowni. Dezintegracja substratów ma również wpływ na jakość cieczy osadowej powstającej w procesie odwadniania, co wpływa na podejście związane z jej dalszą obróbką.

Mój wkład w wyżej wymienionym osiągnięciu polegał na udziale w opracowaniu urządzenia do dezintegracji hydrodynamicznej, w tym na udziale w konstruowaniu urządzenia, udziale w wykonaniu finalnego projektu urządzenia, nadzorze na budowę urządzenia oraz na współudziale w testach gotowego urządzenia.

W ramach niniejszego osiągnięcia technologicznego powstały publikacje, których jestem współautorem:

[B8] Żubrowska-Sudoł M., Dzido A., Garlicka A., Krawczyk P., Stępień M., Umiejewska K., Walczak J., **Wołowicz M.**, Sytek-Szmeichel K.; Innovative hydrodynamic disintegrator adjusted to agricultural substrates pre-treatment aimed at methane production intensification—CFD modelling and batch tests; *Energies* 13(16), 4256, 2020

[B12] Stępień M., Krawczyk P., Mikołajczak A., **Wołowicz, M.**, Żubrowska-Sudoł M.; Analiza pracy cyrkulacyjnego wirnikowego urządzenia do dezintegracji substratów biologicznych przed procesem fermentacji metanowej z zastosowaniem technik CFD; *Przemysł Chemiczny* 98 (9), s. 1442-1444, 2019

[B18] Stępień M., Krawczyk P., Dzido A., **Wołowicz, M.**; Wpływ prędkości obrotowej na pracę dezintegratora kawitacyjnego; *Rynek Energii* Nr 5(144), s. 71 – 75, 2019

[B19] Żubrowska-Sudoł M., Garlicka A., Walczak J., Sytek-Szmeichel K., Mikołajczak A., Stępień M., Krawczyk P., Umiejewska K., **Wołowicz, M.**; Operational characteristics of an innovative device dedicated for the hydrodynamic disintegration of sewage sludge; *E3S Web of Conferences* 116, 00105, ASEE19, 2019

Jestem również współautorem patentu powstałego w związku z opracowaną technologią dezintegratora:

Urządzenie do mechanicznej dezintegracji osadów ściekowych; Krawczyk Piotr, Stępień Michał, Dzido Aleksandra, **Wołowicz Marcin**, Żubrowska-Sudoł Monika, Numer patentu/prawa: PL 240620, Data udzielenia prawa: 24-02-2022, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 09-05-2022]

[OT3] Udział w opracowaniu higienizatora osadów ściekowych (HPM).

Urządzenie opracowywane jest wspólnie przez spółkę HPM P.S.A., Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej oraz Instytut Technologii Mikrobiologicznych.

Obecnie programy ogólnokrajowe realizują inwestycje związane z gospodarką osadową. Postęp w gospodarce ściekowej przekłada się na ograniczenie ilości ładunków zanieczyszczeń wprowadzanych do wód, głównie bezpośrednio do rzek i jezior. HPM P.S.A. wspólnie z partnerami opracowuje technologie, które zagospodarowują osad wykorzystując jego:

- wartości odżywcze (zastosowanie przyrodnicze) jako produkt nawozowy lub ulepszczać glebowy,
- wartości energetyczne (zastosowanie energetyczne) jako paliwo.

Urządzenie HPM powoduje higienizację osadu, tj. całkowite obumarzenie całej niebezpiecznej flory znajdującej się w osadach ściekowych, w tym bakterii z rodzaju Salmonella i żywych jaj pasożytów jelitowych Ascaris sp., Trichuris sp., Toxocara sp., ich przetrwalników. Praca higienizatora HPM zapewnia użytkownikowi realizację warunków w sprawie dopuszczalności stosowania komunalnych osadów ściekowych określonych w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 6 lutego 2015 r. (Dz.U. 2015 poz. 257). Higienizacja termiczna wg technologii HPM w porównaniu do alternatywnych metod higienizacji osadu jest metodą najbardziej efektywną, a przy tym jest tania na etapie inwestycji oraz eksploatacji. Higienizacja HPM to proces recyklingu osadów ściekowych. Osady ściekowe jako surowiec przerabiany jest na środek poprawiający właściwości gleby lub nawóz co pozwala nadać mu cechy produktu oraz kod produktu zgodny z wymaganiami ustawy o nawozach. HPM to technologia higienizacji osadu oparta na metodzie termicznego kondycjonowania. Technologia HPM pozwala podnieść temperaturę osadów w całej masie do ok. 85°C i utrzymanie jej w całej objętości przez ok. 20 min. Zadana temperatura i czas przetrzymania znacznie wykracza poza zdolność adaptacji bakterii chorobotwórczych. Efektem tego jest stabilny sanitarnie osad. Higienizator HPM poddaje osad nagrzewaniu reaktorami magnetronowymi, promiennikami podczerwieni, nagrzewnicami w bezpośrednim kontakcie z osadem oraz naświetlaniu lampami UV-C. Higienizator HPM został zaprojektowany jako rozwiązanie mieszczące się w mobilnym, standardowym kontenerze.

Mój wkład w wyżej wymienione osiągnięciu polegał na opracowaniu możliwości zastosowania pomp ciepła do wstępnego podgrzewu higienizowanego osadu, w tym między innymi:

- koncepcji zastosowania różnego typu pomp ciepła do wstępnego podgrzewu higienizowanego osadu,
- analizy współpracy różnego typu pomp ciepła z higienizatorem HPM w zależności od rodzaju dolnego źródła ciepła,
- wariantowego doboru technologii pomp ciepła,
- schematu technologicznego układu w zależności od zastosowanej technologii pompy ciepła,
- schematu technologicznego układu w zależności od rodzaju dolnego źródła ciepła.

Ponadto brałem udział w opracowywaniu systemu sterowania urządzeniem HPM, w konfiguracji ciągu technologicznego do wysokotemperaturowego podgrzewu osadu oraz konfiguracji finalnej wersji urządzenia.

Uczestniczyłem również w nadzorze nad pracami montażowymi, w tym również w ramach produkcji urządzeń peryferyjnych, jak np. rozścielacz osadów oraz linia do wyprowadzenia z higienizowanego osadu poza urządzenie HPM.

[OT4] Udział w opracowaniu i wdrożeniu rozwiązania dotyczącego możliwości podniesienia efektywności energetycznej wentylatorów powietrza i spalin dla bloku węglowego w ramach projektu "Blok 200+".

Celem przygotowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) postępowania konkursowego pod nazwą: „Program Blok 200+ Innowacyjna technologia zmiany reżimu pracy bloków energetycznych klasy 200 MW_e” (Nr postępowania 234/17/PU) było opracowanie metod modernizacji istniejących bloków parowych podkrytycznych klasy 200 MW_e umożliwiających ich lepsze przystosowanie do współpracy w KSE z odnawialnymi źródłami energii elektrycznej o „ograniczonej sterowalności”. Jednym z zadań (za które byłem odpowiedzialny) w ramach tego programu było przeanalizowanie zmiany napędów wentylatorów powietrza oraz spalin w bloku węglowym.

W ramach zmiany reżimu pracy bloków jako jedno z rozwiązań zaproponowano zabudowę falowników wentylatorów podmuchowych (WP) oraz spalin (WS) w połączeniu z wymianą silników napędowych tych wentylatorów. Rozwiązanie to zastosowane jest w celu bardziej efektywnej pracy wentylatorów zwłaszcza przy niższych obciążeniach. Jest to rozwiązanie, które z powodzeniem może być zastosowane do większości bloków klasy 200 MW.

Dotychczasowy układ regulacji wentylatorów powietrza i spalin w blokach węglowych wyposażony jest w układy regulacji wydajności za pomocą zmiany kąta natarcia. Jest to układ, który jest co prawda bardziej wydajny w stosunku do najprostszego układu regulacji za pomocą dławienia, niemniej jednak daleko mu do efektywnej pracy. Często wentylatory powietrza w blokach węglowych są przewymiarowane i z reguły pracują daleko od swojego nominalnego punktu pracy, a więc daleko od punktu maksymalnej sprawności. Zaznaczyć również należy, że układ regulacji za pomocą zmiany kąta natarcia jest dość skomplikowany konstrukcyjnie.

Obecne możliwości, a zwłaszcza rozwój automatyki i elektroniki pozwalają na nowe spojrzenie na układy regulacji wentylatorów, inaczej niż to miało miejsce ok. 30-40 lat temu, kiedy wentylatory te były instalowane. Zaproponowane rozwiązanie polega na zamianie dotychczasowego układu regulacji na nowy, z wykorzystaniem nowych silników i przemienników częstotliwości.

Aby uzyskać rozwiązanie oraz wdrożyć technologię należało zrealizować poniższe kroki:

- wykonać część obliczeniową,
- wykonać część budowlaną,
- wykonać projekt części technologicznej oraz instalacyjną,
- wykonać część elektryczną,
- wykonać część AKPiA.

Mój wkład w wyżej wymienione osiągnięcie polegał na opracowaniu części obliczeniowej wraz z weryfikacją wyników. W ramach przeprowadzonych obliczeń opracowałem modele obliczeniowe do zastosowań w analizie zasadności wymiany napędów. Opracowałem metodykę obliczeń oraz przeanalizowałem i wstępnie opracowałem dostępne dane w zakresie pracy istniejących wentylatorów. Przeprowadziłem obliczenia symulacyjne dotyczące zysków energetycznych dzięki zastosowaniu napędów falownikowych.

Wykazałem możliwość obniżenia potrzeb własnych poprzez zwiększenie sprawności wentylatorów spalin w zakresie obciążeń 40 – 60% mocy nominalnej bloku.

Wyniki prac zostały wdrożone w bloku klasy 200 MW w Elektrowni Połaniec.

[OT5] Udział w opracowaniu metodycznych podstaw technologii montażu elementów wielkogabarytowych i o znacznym ciężarze w miejscach trudnodostępnych ze szczególnym uwzględnieniem potrzeb sektora elektroenergetycznego w tym siłowni wiatrowych, przemysłu rafineryjnego oraz branż pokrewnych.

Celem pracy było opracowanie metodycznych podstaw technologii montażu elementów wielkogabarytowych i o znacznym ciężarze w miejscach trudnodostępnych. Szczególną uwagę poświęcono procesowi montażu turbin wiatrowych, których dynamiczny rozwój jest obserwowany w ostatnich latach na całym świecie. Ponadto, w tym przypadku stawiane są szczególnie wysokie wymagania w odniesieniu do procesu montażu, przede wszystkim w zakresie dostępności terenu oraz maksymalnej prędkości wiatru. Turbiny wiatrowe co do zasady budowane są bowiem na terenach trudnodostępnych, na ograniczonej powierzchni oraz w miejscach występowania wysokiej średniej prędkości wiatru. Im wyższa średnia prędkość wiatru w danej lokalizacji, tym większa może być ilość wyprodukowanej przez turbinę energii. Cecha wybranej lokalizacji korzystna na etapie eksploatacji turbiny wiatrowej nie jest korzystna na etapie jej montażu. Wysoka prędkość wiatru jest przeszkodą na wszystkich etapach tego procesu począwszy od przygotowania żurawia do pracy poprzez proces montażu turbiny a na demontażu żurawia kończąc. Wiatr powoduje dodatkowe obciążenia dla samego żurawia jak i transportowanych przez żuraw elementów.

W praktyce ze względu na ograniczenia wynikające z konstrukcji stosowanych żurawi jak i niestabilność transportowanych elementów nie prowadzi się montażu siłowni wiatrowych dla prędkości wiatru większych od kilku metrów na sekundę. Jest to duży problem powodujący bardzo często wydłużanie się czasu montażu turbiny ze względu na konieczność oczekiwania na dogodne warunki wietrzne. To w oczywisty sposób podnosi koszty prowadzenia tego procesu. Należy zatem dążyć do maksymalnego zwiększenia dopuszczalnej prędkości wiatru, przy której prowadzony może być montaż turbin wiatrowych. Aby montaż przy zwiększonych prędkościach wiatru był jednak możliwy konieczne jest równoczesne spełnienie dwóch warunków:

- zastosowanie żurawia o podwyższonej odporności na wiatr – zdolnego pracować przy podwyższonych prędkościach wiatru;
- stabilizacja transportowanego ładunku.

W opracowaniu skupiono się głównie na opracowaniu metodycznych podstaw technologii montażu elementów turbin wiatrowych w miejscach trudnodostępnych i przy podwyższonej prędkości wiatru.

Opracowane rozwiązania stanowią zbiór niepowiązanych ze sobą modyfikacji tworzących w połączeniu jedną całość oraz prowadzących do wspólnego celu. Zaproponowany sposób montażu siłowni wiatrowych poprzez wprowadzone modyfikacje w rozwiązania znane tworzy nowy sposób pozwalający m.in. na wznoszenie siłowni wiatrowych przy wyższej prędkości wiatru oraz na mniejszym terenie w stosunku do obecnie stosowanych technologii. Rozwiązanie obejmuje głównie:

- stabilizację transportowanego ładunku pozwalającą na minimalizację jego kołysanie się w kluczowej fazie montażu tj. podczas łączenia ze sobą elementów;
- zastosowanie żurawia o podwyższonej odporności na wiatr oraz pozwalającego na jego montaż na ograniczonym terenie;
- pionowanie elementów wieży z wykorzystaniem tylko żurawia głównego.

W odniesieniu do stabilizacji transportowanego ładunku zaproponowano rozwiązanie polegające na kotwieniu montowanego elementu poprzez system lin do ziemi. Zgodnie z przedstawionymi wstępnymi obliczeniami taki sposób stabilizacji ładunku jest możliwy do realizacji, co najmniej w

odniesieniu do elementów wieży i pozwala na prowadzenie montażu tych elementów nawet przy prędkości wiatru wynoszącej 20 m/s.

Kolejną cechą proponowanej technologii montażu jest pionowanie elementów konstrukcyjnych przy wykorzystaniu tylko żurawia głównego. Wprowadzenie proponowanego w tym zakresie rozwiązania dodatkowo może ograniczyć wymagane zasoby sprzętowe konieczne do zaangażowania na placu budowy.

Zestaw cech charakterystycznych nowego sposobu montażu elementów wielkogabarytowych i o znacznym ciężarze w miejscach trudnodostępnych w całości stanowi nową technologię. Technologia ta została opisana na przykładzie montażu siłowni wiatrowej i do tego wyzwania dostosowana. Zdaniem autorów jej potencjalna implementacja umożliwi prowadzenie prac montażowych w warunkach i miejscach często nieosiągalnych dla obecnie stosowanych technologii lub/i wpłynie na skrócenie czasu oraz zmniejszenie kosztów prowadzenia montażu.

Mój wkład w wyżej wymienione osiągnięcie technologiczne polegał na udziale w określeniu potrzeb sektora elektroenergetycznego w tym siłowni wiatrowych oraz branż pokrewnych związanych z montażem elementów wielkogabarytowych i o znacznym ciężarze, udziale w określeniu uwarunkowań w zakresie przygotowania do pracy oraz odstawienia urządzenia dźwięnicowego niezbędne do prowadzenia prac montażowych, udziale w wytypowaniu oraz określeniu założeń przyjętych do analiz w odniesieniu do opracowywanej technologii.

Brałem również udział w opracowaniu wytycznych konstrukcyjnych urządzenia dźwięnicowego stanowiącego nieodzowny element opracowywanej technologii.

Jednym z efektów tego osiągnięcia jest uzyskanie patentu, którego jestem współautorem.

Sposób montażu elektrowni wiatrowych; Bartos Andrzej, Badyda Krzysztof, Krawczyk Piotr, **Wołowicz Marcin**, Mikołajczak Aleksandra Maria, Dylik Maciej, Numer patentu/prawa: PL 234540, Data udzielenia prawa: 25-09-2019, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 31-03-2020]

4.2.2. Badania, modelowanie i analiza obiegów na nadkrytyczny dwutlenek węgla

Osiągnięcie to powstało w ramach realizacji prac w trakcie grantu badawczego, którego byłem kierownikiem, pt:

„Badania procesów produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem obiegów na nadkrytyczny CO₂”, Projekt finansowany przez Narodowe Centrum Nauki SONATA 10 o numerze umowy 2015/19/D/ST8/02780, Data realizacji 2015-2019.

Jako kierownik grantu mój wkład w to osiągnięcie polegał na koordynowaniu prac zespołu realizującego prace badawcze. Dokonywałem również obliczeń i prac modelowych układów energetycznych na nadkrytyczny dwutlenek węgla. Odpowiadałem za rozliczenie merytoryczne projektu, w tym przygotowanie sprawozdania.

Cykl publikacji powstały w wyniku realizacji projektu:

[A2] Dzido, A., **Wołowicz, M.**, Krawczyk, P., Transcritical carbon dioxide cycle as a way to improve the efficiency of a Liquid Air Energy Storage system, Renewable Energy, Volume 196, 2022, s. 1385-1391

- [B3] Milewski J., Szczyński A., Futyma K., Lis P., Dybiński O., Szablowski Ł., **Wołowicz, M.**; Comparative analysis of supercritical CO₂ cycles; Journal of Power Technologies 102 (2), s. 79-97, 2022
- [B5] Milewski J., Szczyński A., Szablowski Ł., Futyma K., Lis P., Dybiński O., **Wołowicz, M.**; Elements of supercritical CO₂ cycles—mathematical modeling and validation on available experimental data; Journal of Power Technologies 102 (1), s. 1 – 13, 2022
- [B13] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Futyma K., Szczyński A.; The construction of the mathematical model of supercritical CO₂ cycles using EBSILON software; AIP Conference Proceedings Volume 2116, paper number 450085, 2019
- [B14] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Szczyński A., Futyma K., Lis P.; Heat exchanger for supercritical CO₂ cycle - Mathematical modelling and validation on available experimental data; AIP Conference Proceedings, Volume 2116, paper number 450084, 2019
- [B16] **Wołowicz, M.**, Futyma K., Milewski J.; Modelowanie matematyczne obiegów nadkrytycznych z dwutlenkiem węgla jako czynnikiem roboczym; Rynek Energii Nr 6 (145), s. 47 – 51, 2019
- [B17] **Wołowicz, M.**, Milewski J.; Possible applications of supercritical carbon dioxide cycles – a review; Rynek Energii Nr 4 (143), s. 71 – 77, 2019
- [B20] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Ziembicki G., Mathematical modelling and analysis of recompression supercritical CO₂ Brayton cycle in terms of maximum pressure and temperature at turbine inlet; AIP Conference Proceedings, Volume 1978, paper number 470080, 2018
- [B21] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Ziembicki G., Working fluid model for supercritical CO₂ Brayton cycle; AIP Conference Proceedings, Volume 1978, paper number 470084, 2018
- [B22] Milewski J., Futyma K., Szczyński A., **Wołowicz, M.**, Ziembicki G.; Selected issues of the structures and parameters of supercritical CO₂ gas turbine cycles; Mechanics and Mechanical Engineering, Vol. 22, nr 2, s. 565 – 583, 2018
- [B24] **Wołowicz, M.**, Milewski J.; Porównanie struktur i parametrów obiegów nadkrytycznych z dwutlenkiem węgla jako czynnikiem roboczym; Rynek Energii Nr 2(135), s. 49 – 54, 2018
- [B25] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Ziembicki G.; Influence of selected cycle components parameters on the supercritical CO₂ power unit performance; MATEC Web of Conferences, EDP Sciences, Volume 240, paper number 05035, 2018
- [B26] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Lis P.; Review of existing and development of a novel mathematical model for supercritical CO₂ cycles working fluid; MATEC Web of Conferences, EDP Sciences, Volume 240, paper number 01036, 2018
- [B28] Milewski J., **Wołowicz, M.**; Variant analysis of the structures and parameters of the systems with supercritical CO₂; The 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2017, 2017
- [B61] Milewski J., Lis P., Szczyński A., Szablowski Ł., Dybiński O., **Wołowicz M.**; Prospects for the use of supercritical CO₂ cycles; Journal of Power Technologies, vol. 101, nr 4, s.173-189, 2021

4.2.3. Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych

W ramach niniejszego osiągnięcia naukowego pt. „Badania, modelowanie matematyczne oraz analiza układów cieplnych siłowni parowych oraz gazowo-parowych” powstał cykl publikacji potwierdzający to osiągnięcie. W ramach niniejszego osiągnięcia analizowane były układy energetyczne: parowe, gazowe, jądrowe, gazowo-parowe oraz różne kombinacjach sprzęgania tych układów.

Mój wkład w ww. osiągnięcie polegał głównie na udziale w modelowaniu i symulacji układów energetycznych, opracowywaniu wyników oraz przygotowywaniu manuskryptów. Część artykułów powstała z doktorantem, którego byłem promotorem pomocniczym.

[B4] Laskowski R., Smyk A., Jurkowski R., Ancé J., **Wołowicz, M.**, Uzunow N.; Selected aspects of the choice of live steam pressure in PWR nuclear power plant; Archives of Thermodynamics ,Vol. 43, No. 3, s. 85-109, 2022

[B15] Harutyunyan A., Badyda K., **Wołowicz, M.**, Milewski J.; Gas turbine selection for hot windbox repowering on 200 MW fossil fuel power plant; Journal of Power Technologies 99 (2), s. 142 – 151, 2019

[B27] Harutyunyan A., Badyda K., **Wołowicz, M.**; Analyzing of thermodynamic parameters of 300 MW power plant in four different methods of repowering using GateCycle software; Rynek Energii Nr 5 (132), s. 87 – 97, 2017

[B30] Harutyunyan A., Badyda K., **Wołowicz, M.**; The effect of parallel hot windbox repowering on 387 MW fossil fuel power plant; Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery, Wydanie 131, s. 79-95, Wydawca Polska Akademia Nauk, 2016

[B31] **Wołowicz, M.**, Badyda K.; Gas turbine selection for feedwater repowering; Journal of Power Technologies 95 (4) s. 302–308, 2015

[B33] Milewski J., Bujalski W., **Wołowicz, M.**, Futyma K., Kucowski J.; Off-design operation of an 900 MW-class power plant with utilization of low temperature heat of flue gases; Journal of Power Technologies 95 (3) s. 221–227, 2015

[B36] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Futyma K., Bujalski W.; Boosting the efficiency of an 800 MW-class power plant through utilization of low temperature heat of flue gases; Applied Mechanics and Materials Volume 483, s. 315-321, 2014

[B44] Futyma K., **Wołowicz, M.**, Milewski J., Bujalski W., Bernat R.; Utilization of Flue Gas Low Temperature Heat from Combined Heat and Power Unit of 100 MW; Advanced Science Letters Volume 19 (8), s. 2123-2127, 2013

[B48] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Bujalski W., Lewandowski J.; Wykorzystanie ciepła ze spalin wylotowych z kotła w bloku energetycznym klasy 900 MW; Archiwum Energetyki Tom 43 Wydanie (1/2), s. 101-108, 2013

[B49] Bernat R., Bujalski W., Futyma K., Kucowski J., Milewski J., **Wołowicz, M.**; Analiza ekonomiczna rentowności wykorzystania niskotemperaturowego ciepła w bloku ciepłowniczym klasy BC-100 Rynek Energii Nr 5, s. 44 – 49, 2013

[B50] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Badyda K.; Feedwater repowering of 800 MW supercritical steam power plant; Journal of Power Technologies 92 (2), s. 127 – 134, 2012

- [B55] Futyma K., **Wołowicz, M.**, Milewski J., Bujalski W., Lewandowski J.; Wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego spalin z bloku ciepłowniczego; Rynek Energii Nr 5, s. 74-79, 2011
- [B56] Milewski J., **Wołowicz, M.**, Badyda K., Iwański Z.; Analiza zastosowania zrzutu spalin z turbiny gazowej do układu regeneracji siłowni parowej; Rynek Energii Nr 3, s. 26-32, 2011
- [B57] **Wołowicz, M.**, Badyda K., Milewski J.; Model kondensacyjnego bloku energetycznego klasy 800 MW z wykorzystaniem aplikacji (GateCycle™); Modelowanie Inżynierskie Nr 11 (42), s. 473-478, 2011

4.3. Literatura uzupełniająca

- [1] Perea-Moreno MA, Samerón-Manzano E, Perea-Moreno AJ. Biomass as renewable energy: Worldwide research trends. *Sustain* 2019;11. <https://doi.org/10.3390/su11030863>.
- [2] Gielen D, Boshell F, Saygin D, Bazilian MD, Wagner N, Gorini R. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strateg Rev* 2019;24:38–50. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.
- [3] Levenda AM, Behrsin I, Disano F. Renewable energy for whom? A global systematic review of the environmental justice implications of renewable energy technologies. *Energy Res Soc Sci* 2021;71. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101837>.
- [4] Burke MJ, Stephens JC. Political power and renewable energy futures: A critical review. *Energy Res Soc Sci* 2018;35:78–93. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.018>.
- [5] IEA. Renewables 2020. *Plast Eng* 2020;74.
- [6] Vakulchuk R, Overland I, Scholten D. Renewable energy and geopolitics: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;122. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547>.
- [7] Liu J. China's renewable energy law and policy: A critical review. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;99. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.007>.
- [8] Siksnelyte-Butkiene I, Zavadskas EK, Streimikiene D. Multi-criteria decision-making (MCDM) for the assessment of renewable energy technologies in a household: A review. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13051164>.
- [9] Mohtasham J. Review Article-Renewable Energies. *Energy Procedia* 2015;74:1289–97. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.774>.
- [10] Maradin D. Advantages and disadvantages of renewable energy sources utilization. *Int J Energy Econ Policy* 2021;11:176–83. <https://doi.org/10.32479/ijeep.11027>.
- [11] Trahey L, Brushett FR, Balsara NP, Ceder G, Cheng L, Chiang YM, et al. Energy storage emerging: A perspective from the Joint Center for Energy Storage Research. *Proc Natl Acad Sci U S A* 2020;117:12550–7. <https://doi.org/10.1073/pnas.1821672117>.
- [12] Ould Amrouche S, Rekioua D, Rekioua T, Bacha S. Overview of energy storage in renewable energy systems. *Int J Hydrogen Energy* 2016;41:20914–27. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243>.
- [13] Lai CS, Locatelli G. Economic and financial appraisal of novel large-scale energy storage technologies.

Energy 2021;214. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118954>.

- [14] Olabi AG, Onumaegbu C, Wilberforce T, Ramadan M, Abdelkareem MA, Al – Alami AH. Critical review of energy storage systems. Energy 2021;214. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>.
- [15] Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Prog Nat Sci 2009;19:291–312. <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
- [16] Aneke M, Wang M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. Appl Energy 2016;179:350–77. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>.
- [17] Al Shaqsi AZ, Sopian K, Al-Hinai A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. Energy Reports 2020;6:288–306. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.07.028>.
- [18] Analysis based on 50Hz data archive report (Wind and Solar Actual In Feed 2012, Control Load 2012). SBC Energy Institute. n.d.
- [19] Wachowski A. Magazynowanie energii przy jej odnawialnych źródłach – zwiększenie udziału OZE, alternatywne nośniki energii; Materiały z portalu: www.gospodarkamorska.pl, 2022. Gospod Morska 2022.
- [20] Lund H, Andersen AN. Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices. Energy Convers Manag 2005;46:893–904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.06.007>.
- [21] Hedman B, Kaarsberg T. Combined heat and power (CHP). Distrib. Gener. Power Paradig. New Millenn., 2001, p. 271–94. <https://doi.org/10.1201/9780849338960.ch23>.
- [22] Ren H, Gao W, Ruan Y. Optimal sizing for residential CHP system. Appl Therm Eng 2008;28:514–23. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2007.05.001>.
- [23] Lund R, Mathiesen BV. Large combined heat and power plants in sustainable energy systems. Appl Energy 2015;142:389–95. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.013>.
- [24] Gvozdenac D, Urošević BG, Menke C, Urošević D, Bangviwat A. High efficiency cogeneration: CHP and non-CHP energy. Energy 2017;135:269–78. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.143>.
- [25] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV., Werner S, Möller B, Persson U, et al. Heat roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. Energy Policy 2014;65:475–89. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.035>.
- [26] Rezaie B, Rosen MA. District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. Appl Energy 2012;93:2–10. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.020>.
- [27] Werner S. District heating and cooling in Sweden. Energy 2017;126:419–29. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.052>.
- [28] Werner S. International review of district heating and cooling. Energy 2017;137:617–31. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>.
- [29] Hamdy S, Moser F, Morosuk T, Tsatsaronis G. Exergy-based and economic evaluation of liquefaction processes for cryogenics energy storage. Energies 2019;12. <https://doi.org/10.3390/en12030493>.
- [30] Yu A, Su W, Zhao L, Lin X, Zhou N. New knowledge on the performance of supercritical Brayton cycle with CO₂-based mixtures. Energies 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13071741>.
- [31] Chen Y, Lundqvist P, Platell P. Theoretical research of carbon dioxide power cycle application in

- automobile industry to reduce vehicle's fuel consumption. *Appl Therm Eng* 2005;25. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.02.001>.
- [32] Chen Y, Lundqvist P, Johansson A, Platell P. A comparative study of the carbon dioxide transcritical power cycle compared with an organic rankine cycle with R123 as working fluid in waste heat recovery. *Appl Therm Eng* 2006;26. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.04.009>.
- [33] Dincer I, Dost S, Li X. Performance analyses of sensible heat storage systems for thermal applications. *Int J Energy Res* 1997;21:1157–71. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-114X\(19971010\)21:12<1157::AID-ER317>3.0.CO;2-N](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-114X(19971010)21:12<1157::AID-ER317>3.0.CO;2-N).
- [34] Dincer I, Rosen MA. *Thermal Energy Storage: Systems and Applications*, Second Edition. 2010. <https://doi.org/10.1002/9780470970751>.
- [35] Rosen MA, Dincer I. Exergy methods for assessing and comparing thermal storage systems. *Int J Energy Res* 2003;27:415–30. <https://doi.org/10.1002/er.885>.
- [36] Krane RJ. A Second Law analysis of the optimum design and operation of thermal energy storage systems. *Int J Heat Mass Transf* 1987;30:43–57. [https://doi.org/10.1016/0017-9310\(87\)90059-7](https://doi.org/10.1016/0017-9310(87)90059-7).

5. Informacja o wykazywaniu się istotną aktywnością naukową albo artystyczną realizowaną w więcej niż jednej uczelni, instytucji naukowej lub instytucji kultury, w szczególności zagranicznej

W ramach istotnej aktywności naukowej realizowanej w więcej niż jednej uczelni oraz instytucji naukowej, w szczególności zagranicznej, nawiązałem współpracę z jednostkami krajowymi oraz międzynarodowymi (po doktoracie). Do aktywności tej w szczególności zaliczyć należy staż naukowy w Republice Korei w **Hanbat National University**. Staż ten trwał 2 miesiące (pobyt na miejscu w Republice Korei), natomiast całość współpracy i badań trwała ponad 6 miesięcy. Staż odbył się pod koniec 2014 roku. Tematyka stażu związana była z ogniwami paliwowymi, w szczególności węglanowymi (Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC) oraz węglowymi (Direct Carbon Fuel Cell – DCFC). Tematyka ta wynikała bezpośrednio z aktywności naukowej, którą w tamtym czasie się zajmowałem (była przedmiotem mojej rozprawy doktorskiej). Profesorem goszczącym był prof. Lee Choong-Gon, z którym nawiązałem współpracę już wcześniej, również na potrzeby realizowania rozprawy doktorskiej, ale też tworzenia laboratorium węglanowych ogniw paliwowych na Politechnice Warszawskiej (wówczas pierwszego w Polsce). W ramach stażu brałem czynny udział w badaniach laboratoryjnych węglanowych ogniw paliwowych, w tym zasilania tego typu ogniw węglem pochodzącym z polskich kopalni. Efektem stażu był również transfer wiedzy w konstruowaniu komponentów do budowy węglanowych ogniw paliwowych, w tym elektrod (anody i katody), matryc oraz elektrolitu. Na podstawie przetransferowanej wiedzy zapoczątkowana została produkcja ogniw paliwowych tego typu na Wydziale Inżynierii Materiałowej Politechniki Warszawskiej. Prace nad tego typu ogniwami kontynuowane są nadal w ramach zespołu kierowanego przez prof. Jarosława Milewskiego. W ramach odbytego stażu odbyłem szereg wizyt w instytutach badawczych związanych ściśle z tematyką energetyki. Instytuty te to między innymi:

- KIER – Korea Institute of Energy Research,

- KIMM – Korea Institute of Machinery and Mechanics,
- KEPRI – Korea Electric Power Research Institute.

Oprócz instytutów badawczych miałem okazję odbyć wizytę w **Chungnam University** oraz w największym koreańskim przedsiębiorstwie energetycznym – **POSCO**. We wszystkich wymienionych wyżej jednostkach wygłosiłem wykłady przed audytorium składającym się z profesorów, pracowników oraz studentów na temat działalności naukowej Politechniki Warszawskiej, w szczególności dotyczącej badań prowadzonych w zakresie ogniw paliwowych.

Efektom stażu były niżej wymienione publikacje, opublikowane przy współudziale prof. Lee Choong-Gon oraz jego zespołu badawczego (Lee Sang-Woo, Kim Tae-Kyun, Kim Yu-Jeong):

- [B29] Lee S.W., Kim T.K., Kim Y.J., Lee C.G., **Wołowicz, M.**; Impedance characteristics of laboratory scale molten carbonate fuel cell fueled by ash free coal; Proceedings of the International Conference on Advanced Materials, Structures and Mechanical Engineering, Incheon, South Korea, May 29-31, 2015. Wydane w książce: Advanced Materials, Structures and Mechanical Engineering; 1st Edition; Published 26 February 2016, London, Wydawca CRC Press (Taylor and Francis Group)
- [B32] Kim T.K., Kim Y.J., Lee S.W., Lee C.G., **Wołowicz, M.**; Operational Characteristics of Coin Type Molten Carbonate Fuel Cell Fueled by Ash Free Coal; Applied Mechanics and Materials, Volume 752, s. 438-443, 2015
- [B34] **Wołowicz, M.**, Lee C.G., Kim Y.J., Lee S.W., Kim T.K.; Molten carbonate fuel cell (MCFC) fueled by ash free coal (AFC); Rynek Energii Nr 4, s. 93-97, 2015

W ramach współpracy międzynarodowej odbyłem kilka wizyt studyjnych w ośrodkach naukowych we Włoszech. Ośrodki te to między innymi:

- Politecnico di Torino,
- Politecnico di Milano,
- Università degli Studi di Perugia (oddział w Terni).

Nawiązana współpraca dotyczyła głównie tematyki ogniw paliwowych.

W ramach międzyuczelnianej, zagranicznej aktywności naukowej nawiązałem współpracę z prof. Giuseppe De Lorenzo z **University of Calabria** (Department of Mechanical Engineering, Energy Engineering and Management, DIMEG). Współpraca początkowo dotyczyła tematyki ogniw paliwowych. Jednak w późniejszym czasie moja aktywność naukowa skupiła się na magazynowaniu energii, stąd nasza współpraca ewaluowała w tym kierunku. W ramach nawiązanej współpracy udało się złożyć dwa wnioski grantowe, które dotyczyły tematyki magazynowania energii w kawernowych magazynach gazu (CNGES):

- Marie Skłodowska-Curie Actions - Postdoctoral Fellowships (HE MSCA PF), HORIZON-MSCA-2021-PF-01-01, Proposal number: 101066380, Proposal acronym: NaGasEN
Temat: „Natural Gas Storage as High Capacity Energy Storage – NaGasEn”
- Horizon Europe (HORIZON), ERC CONSOLIDATOR GRANTS (ERC-2021-COG)
Proposal: 101044983, Proposal acronym NaGES
Temat: „Natural Gas Storage as High Capacity Energy Storage – NaGes”

W ramach współpracy międzynarodowej została nawiązana współpraca z **China Southeast University**, Nanjing, China. Nawiązanie współpracy skutkowało wspólnym złożeniem wniosku w ramach konkursu polsko-chińskiego pt. „Study on operational optimization of near-zero-carbon energy systems and inter-regional energy management mechanisms in village and town level”

Również w ramach zagranicznej aktywności naukowej została nawiązana współpraca z **King Abdulaziz City for Science and Technology (KACST)**, Arabia Saudyjska. Współpraca międzynarodowa zaowocowała powstaniem dwóch wspólnych publikacji, z czego jedna w czasopiśmie *Energy* (IF=9, MEiN=200 pkt.):

- [B1] Alkasmoul F., Asaker, M. Widuch A., Malicki M., Zwierzchowski R., Wołowicz, M.; Multigeneration source based on novel triple-component chiller configuration co-supplied with renewable and fossil energy operated in Arabic Peninsula conditions; *Energy*, Volume 263, 2023, paper number 125738
- [B7] Alkasmoul F., Asaker, M. Widuch A., Malicki M., Zwierzchowski R., Wołowicz, M.; Combined energy source for simultaneous production of cooling, heating, power and desalinated water; *Rynek Energii* Nr 1(152), s. 70-75, 2021

Ponadto nawiązałem szereg międzyuczelnianej i międzyinstytutowej współpracy krajowej. Współpraca ta polegała na wspólnych składaniach wniosków grantowych lub ich wspólnej realizacji. Przykładowe nawiązane współprace krajowe to:

- **Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych w Poznaniu** – wspólne złożenie wniosku w konkursie „Biostrateg III” NCBiR pt. *„Innovative technology for the acquisition and processing of waste biomass from agricultural production for the production of cold and heat (BioCold), as a part of the drive for the energy self-sufficiency of fruit farms”*
- **Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki w Krakowie** – wspólne realizowanie projektów w ramach konkursów:
 - Ciepłownia przyszłości pt. *„Innowacyjny system niskoemisyjnej ciepłowni przyszłości z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii”*
 - Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym pt. *„Innowacyjny zeroemisyjny system elektrociepłowni bazującej na odnawialnych źródłach energii i technologiach wodorowych”*
- **Instytut Ogrodnictwa w Skierniewicach** oraz spółka **Arno** – wspólne złożenie wniosku do NCBiR pt. *„Opracowanie innowacyjnej technologii oraz urządzenia służącego do wspomagania wybarwienia owoców jabłoni w trakcie ich wzrostu – HortiColor”*

6. Informacja o osiągnięciach dydaktycznych, organizacyjnych oraz popularyzujących naukę lub sztukę

- Promotor pomocniczy w trzech przewodach doktorskich (dwóch zakończonych, jeden na ukończeniu – praca w druku):
 - Artur Harutyunyan – *„Analyses of thermodynamic parameters of gas turbines and combined cycle power plants after repowering, working high above sea level”*, obroniony 2021
 - Arkadiusz Szczęśniak – *„Research on dynamic processes of molten carbonate fuel cells”*, obroniony 2019
 - Paweł Trawiński – *„Model matematyczny bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerani”*, w trakcie realizacji, rozprawa złożona do druku
- Promotor 66 prac dyplomowych, w tym 59 magisterskich i 7 inżynierskich
- Prowadzenie zajęć w języku polskim:
 - Perspektywiczne Technologie Energetyczne – do roku 2020
 - Algorytmy i Programy Bilansów Ciepłych – do roku 2020

- Współczesne Siłownie Ciepłe
 - Podstawy Teoretyczne Budowy i Eksploatacji Maszyn i Urządzeń Energetycznych – ćwiczenia
 - Sieci Inteligentne i Energetyka Rozproszona – współprowadzący
 - Zintegrowane Laboratorium Energetyki (ZLE)
 - Laboratorium Maszyn i Urządzeń Energetycznych (MUE - studia niestacjonarne)
- Prowadzenie zajęć w języku angielskim:
 - Future Power Technologies – do roku 2020
 - Thermal Power Stations
 - Electric Circuits – laboratorium
 - Electric Machines – laboratorium
 - Engineering Project
 - Electric Power Systems – laboratorium
 - Power Engineering Machines and Systems (PEMS) - laboratorium
- Prowadzenie zajęć na studiach podyplomowych:
 - Modelowanie Procesów Ciepłno-Przepływowych
 - Modelowanie Turbin Gazowych i Układów Gazowo-Parowych
- Prowadzenie zajęć na studiach doktoranckich – przedmiot Mathematical modeling and computer simulation of distributed energy systems (wspólnie z dr inż. Łukaszem Szablowskim)
- Opracowanie tematów i prowadzenie ćwiczeń (w tym po angielsku) w ramach laboratorium:
 - Zintegrowane Laboratorium Energetyki (ZLE)
 - Power Engineering Machines and Systems (PEMS)
 - Laboratorium Maszyn i Urządzeń Energetycznych (MUE - studia niestacjonarne)
- Autorstwo skryptów, podręczników i innych materiałów dydaktycznych
 - Książka „Energetyka odnawialna w budownictwie. Magazynowanie energii” Wydawnictwo Naukowe PWN S.A., Współautor rozdziału „Magazynowanie wodoru, ogniwa paliwowe” wraz z dr hab. inż. W. Bujalskim, prof. PW
 - Opracowanie materiałów dydaktycznych do przedmiotów prowadzonych na studiach podyplomowych związanych z modelowaniem matematycznym procesów ciepłno-przepływowych oraz modelowaniem turbin gazowych i układów gazowo-parowych
 - Opracowanie materiałów dydaktycznych do ćwiczeń laboratoryjnych (ZLE, PEMS oraz MUE)
 - Opracowanie, wyposażenie i urochomienie ćwiczeń laboratoryjnych pt. „Magazynowanie Energii” oraz „Gospodarka wodorowa – badanie produkcji, magazynowania i zagospodarowania zielonego wodoru”
- Członek zespołu przygotowującego Raport Samooceny Komisji Akredytacyjnej Uczelni Technicznych kierunku Energetyka na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej
- Członek Wydziałowej Komisji Wyborczej
- Opiekun Studenckiego Koła Magazynowania Energii (SKME PW)
- Członek Rady Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej jako przedstawiciel Rady Doktorantów w latach 2011-2013

7. Inne informacje dotyczące kariery zawodowej niewymienione w pkt. 1-6

7.1. Odbyte kursy i szkolenia

- Szkolenie z zakresu energetyki jądrowej i ochrony radiologicznej w elektrowni jądrowej Kozłoduj (Bułgaria) – 2006,
- Modelowanie matematyczne w programie GateCycle – General Electric Training Center, Florencja, październik 2010,
- Modelowanie układów w zakresie separacji CO₂ - Warwick University, Coventry, kwiecień 2012,
- Szkolenie z zakresu prowadzenia weryfikacji technologii środowiskowej zgodnie z normą PN EN ISO 14034:2019 01 i Ogólnym Protokołem Weryfikacji ETV UE oraz wymaganiami ISO/IEC 17020:2012 dla jednostek inspekcyjnych typu A, 2022,
- Akademia Managera Horyzont Europa – Akademia zorganizowana przez Krajowy Punkt Kontaktowy NCBiR, 2022

7.2. Nagrody i wyróżnienia

- Nagroda JM Rektora Politechniki Warszawskiej III stopnia za osiągnięcia naukowe w roku 2013
- Nagroda Zespołowa JM Rektora Politechniki Warszawskiej I stopnia za osiągnięcia naukowe w roku 2014
- Nagroda Zespołowa JM Rektora Politechniki Warszawskiej I stopnia za osiągnięcia naukowe w roku 2018
- Wyróżnienie rozprawy doktorskiej
- Praca dyplomowa magisterska wyróżniona nagrodą 1-go stopnia Polskiego Towarzystwa Nukleonicznego za najlepsze prace dyplomowe z zakresu energetyki jądrowej
- Stypendium Centrum Studiów Zaawansowanych Politechniki Warszawskiej

 **PODPIŚ ZAUFANY**
MARCIN
WOŁOWICZ
27.07.2022 22.23.46 [akt1-2]
Dokument podpisany elektronicznie
podpisem zaufanym

.....
(podpis wnioskodawcy)

**Wykaz osiągnięć naukowych albo artystycznych, stanowiących znaczny wkład w rozwój
określonej dyscypliny**

Dr inż. Marcin Wołowicz

Wrzesień 2023

Spis treści

1. WYKAZ OSIĄGNIĘĆ NAUKOWYCH ALBO ARTYSTYCZNYCH, o których mowa w art. 219 ust. 1. pkt 2 Ustawy	4
1.1. Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych, zgodnie z art. 219 ust. 1. pkt 2b ustawy4	
2. WYKAZ AKTYWNOŚCI NAUKOWEJ ALBO ARTYSTYCZNEJ	6
2.1. Wykaz opublikowanych monografii naukowych	6
2.2. Wykaz opublikowanych rozdziałów w monografiach naukowych	6
2.3. Wykaz członkostwa w redakcjach naukowych monografii.	6
2.4. Wykaz opublikowanych artykułów w czasopismach naukowych (z zaznaczeniem pozycji niewymienionych w pkt 1.1).	6
2.5. Wykaz osiągnięć projektowych, konstrukcyjnych, technologicznych	10
2.6. Wykaz publicznych realizacji dzieł artystycznych	11
2.7. Wykaz wystąpień na krajowych lub międzynarodowych konferencjach naukowych lub artystycznych, z wyszczególnieniem przedstawionych wykładów na zaproszenie i wykładów plenarnych	11
2.8. Wykaz udziału w komitetach organizacyjnych i naukowych konferencji krajowych lub międzynarodowych, z podaniem pełnionej funkcji.....	12
2.9. Wykaz uczestnictwa w pracach zespołów badawczych realizujących projekty finansowane w drodze konkursów krajowych lub zagranicznych, z podziałem na projekty zrealizowane i będące w toku realizacji, oraz z uwzględnieniem informacji o pełnionej funkcji w ramach prac zespołów.....	12
2.10. Wykaz członkostwa w międzynarodowych lub krajowych organizacjach i towarzystwach naukowych wraz z informacją o pełnionych funkcjach	15
2.11. Wykaz staży w instytucjach naukowych lub artystycznych, w tym zagranicznych, z podaniem miejsca, terminu, czasu trwania stażu i jego charakteru	15
2.12. Wykaz członkostwa w komitetach redakcyjnych i radach naukowych czasopism wraz z informacją o pełnionych funkcjach	15
2.13. Wykaz recenzowanych prac naukowych lub artystycznych, w szczególności publikowanych w czasopismach międzynarodowych	15
2.14. Wykaz uczestnictwa w programach europejskich lub innych programach międzynarodowych	17
2.15. Wykaz udziału w zespołach badawczych, realizujących projekty inne niż określone w pkt. 2.9.	17
2.16. Wykaz uczestnictwa w zespołach oceniających wnioski o finansowanie badań, wnioski o przyznanie nagród naukowych, wnioski w innych konkursach mających charakter naukowy lub dydaktyczny	18
3. WSPÓŁPRACA Z OTOCZENIEM SPOŁECZNYM I GOSPODARCZYM.....	19
3.1. Wykaz dorobku technologicznego.	19

3.2.	Współpraca z sektorem gospodarczym.....	19
3.3.	Wykaz uzyskanych praw własności przemysłowej, w tym uzyskanych patentów krajowych lub międzynarodowych	19
3.4.	Wykaz wdrożonych technologii.....	20
3.5.	Wykaz wykonanych ekspertyz lub innych opracowań wykonanych na zamówienie instytucji publicznych lub przedsiębiorców	20
3.6.	Wykaz udziału w zespołach eksperckich lub konkursowych.....	21
3.7.	Wykaz projektów artystycznych realizowanych ze środowiskami pozaartystycznymi.....	21
4.	DANE NAUKOMETRYCZNE.....	22
4.1.	Impact Factor (w dziedzinach i dyscyplinach, w których parametr ten jest powszechnie używany jako wskaźnik naukometryczny).....	22
4.2.	Liczba cytowań publikacji wnioskodawcy, z oddzielnym uwzględnieniem autocytowań.....	22
4.3.	Indeks Hirscha	22

1. WYKAZ OSIĄGNIĘĆ NAUKOWYCH ALBO ARTYSTYCZNYCH, o których mowa w art. 219 ust. 1. pkt 2 Ustawy

1.1. Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych, zgodnie z art. 219 ust. 1. pkt 2b ustawy

Wszystkie wymienione poniżej publikacje, rozdziały w monografii oraz recenzowane materiały z konferencji międzynarodowych zostały opublikowane w okresie po uzyskaniu stopnia doktora.

Publikacje opublikowane w czasopiśmie naukowych

- [A1] Szablowski, L., Krawczyk, P., Wołowicz, M., Exergy analysis of adiabatic liquid air energy storage (A-laes) system based on Linde–Hampson cycle, *Energies*, 2021, 14(4), 945
IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.
- [A2] Dzido, A., Wołowicz, M., Krawczyk, P., Transcritical carbon dioxide cycle as a way to improve the efficiency of a Liquid Air Energy Storage system, *Renewable Energy*, Volume 196, 2022, s. 1385-1391
IF = 8,634 MEiN = 140 pkt.
- [A3] Dzido, A., Krawczyk, P., Wołowicz, M., Badyda, K., Comparison of advanced air liquefaction systems in Liquid Air Energy Storage applications, *Renewable Energy*, Volume 184, 2022, s. 727-739
IF = 8,634 MEiN = 140 pkt.
- [A4] Milewski, J., Wołowicz, M., Lewandowski, J., Comparison of SOE/SOFC system configurations for a peak hydrogen power plant; *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, 42(5), s. 3498–3509
IF = 7,139 MEiN = 140 pkt.
- [A5] Zwierzchowski, R., Niemyjski, O., Wołowicz, M., Energy Savings Analysis for Operation of Steam Cushion System for Sensible Thermal Energy Storages, *Energies*, 2022, 15(1), 286
IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.
- [A6] Zwierzchowski, R., Wołowicz, M., Energy and exergy analysis of sensible thermal energy storage—Hot water tank for a large CHP plant in Poland; *Energies*, 2020, 13(18), 4842
IF = 3,252 MEiN = 140 pkt.
- [A7] Wołowicz, M., Kupecki, J., Wawryniuk, K., Milewski, J., Motyliński, K., Analysis of nodalization effects on the prediction error of generalized finite element method used for dynamic modeling of hot water storage tank; *Archives of Thermodynamics*, 2015, 36(3), pp. 123–138
MEiN = 70 pkt.
- [A8] Milewski J., Wołowicz M., Bujalski W., Methodology for choosing the optimum architecture of a STES system, *Journal of Power Technologies*, 2014, vol. 94, nr 3, s.153-164
MEiN = 40 pkt.
- [A9] Wołowicz, M., Krawczyk, P., Gruszecka, M., Mikołajczak, A., Wykorzystanie kawernowych magazynów gazu ziemnego jako wysokopojemnościowych magazynów energii elektrycznej; *Rynek Energii*, 2017, 5(132)
MEiN = 70 pkt.
- [A10] Wołowicz M., Metody magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem technologii gazowych; *Rynek Energii*, 2023, vol. 2 (165), s. 45-52

MEiN = 70 pkt.

- [A11] Milewski J., Wołowicz M., Bujalski W., Analiza założeń konstrukcyjnych sezonowego zasobnika energii słonecznej, Rynek Energii, 2013, vol. 5, s. 91-99

MEiN = 70 pkt.

- [A12] Milewski, J., Wołowicz, M., Bujalski, W.; Seasonal thermal energy storage - A size selection; Applied Mechanics and Materials, 2014, 467, pp. 270–276

Na rok publikacji artykułu czasopismo było na liście MNiSzW w kategorii „B” oraz posiadało 7 pkt.

Rozdział w monografii

- [A13] Bujalski W., Wołowicz M., Magazynowanie wodoru, ogniwa paliwowe; W: Energetyka odnawialna w budownictwie. Magazynowanie energii / Chwieduk Dorota, Jaworski Maciej (red.), 2018, Wydawnictwo Naukowe PWN, s.391-406, ISBN 9788301200466

Recenzowane materiały z konferencji międzynarodowych

- [A14] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., Wołowicz, M., Badyda, K., Gruszecka, M.; Mathematical model and simulation of a new concept of the bus powering - Liquid air bus (labus); AIP Conference Proceedings, 2018, 1978, 470083
- [A15] Mikołajczak, A., Wołowicz, M., Kurkus-Gruszecka, M., Badyda, K., Krawczyk, P.; Improving the efficiency of Liquid Air Energy Storage by Organic Rankine Cycle module application; 2018 International Interdisciplinary PhD Workshop, IIPhDW 2018, 2018, pp. 99–102
- [A16] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., Gruszecka, M., Wołowicz, M., Badyda, K.; Impact of selected parameters on the performance of adiabatic liquid air energy storage with steam module; ECOS 2018 - Proceedings of the 31st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, June 17th to 21st 2018 - Guimarães / Teixeira Jose Carlos (red.), 2018, University of Minho, s.1-7, ISBN 978-972995964-6
- [A17] Krawczyk, P., Wołowicz, M., Mikołajczak, A., Badyda, K.; Technical and economic analysis of adiabatic liquid air energy storage with nitrogen and oxygen separation (LAES-ONS); 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Proceedings of a meeting held 2-6 July 2017, San Diego ECOS 2017, 2017
- [A18] Krawczyk, P., Mikołajczak, A., Wołowicz, M., Badyda, K., Gruszecka, M.; Impact of selected parameters on the performance of compressed natural gas energy storage using cavern gas storage system; American Institute of Physics AIP Conference Proceedings, 2018, Volume 1978, paper number 470079
- [A19] Wołowicz, M., Kakumanu, R.; Mathematical model of compressed air energy storage expansion part with flue gas recovery; American Institute of Physics AIP Conference Proceedings, 2019, Volume 2116, paper number 450083
- [A20] Milewski, J., Wołowicz, M., Bujalski, W.; Methodology for choosing the optimum configuration of STES system; OPT-i 2014 - 1st International Conference on Engineering and Applied Sciences Optimization, Proceedings, 2014, pp. 222–239

2. WYKAZ AKTYWNOŚCI NAUKOWEJ ALBO ARTYSTYCZNEJ

2.1. Wykaz opublikowanych monografii naukowych

Brak.

2.2. Wykaz opublikowanych rozdziałów w monografiach naukowych

1. Bujalski W., Wołowicz M., Magazynowanie wodoru, ogniwa paliwowe; W: Energetyka odnawialna w budownictwie. Magazynowanie energii / Chwieduk Dorota, Jaworski Maciej (red.), 2018, Wydawnictwo Naukowe PWN, s.391-406, ISBN 9788301200466
2. Harutyunyan A., Badyda K., Wołowicz M., Analysis of Simplified model of combined cycle power plant with supercritical parameters, installed on 1724 m above sea level and powered by natural gas, using GateCycleTM software, Energetyka gazowa 2016. Materiały VI konferencji naukowo-technicznej. Tom 2 / Bartela Łukasz [i in.] (red.), 2016, Gliwice, Wydawnictwo Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych, s.329-344, ISBN 978-83-61506-31-7
3. Bernat R., Bujalski W., Futyma K., Kucowski J., Lewandowski J., Milewski J., Wołowicz M., Wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego w bloku energetycznym, Odzysk i zagospodarowanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze spalin wylotowych / Wójs Kazimierz, 2015, Wydawnictwo Naukowe PWN, s.112-190, ISBN 978-83-01-18133-8

2.3. Wykaz członkostwa w redakcjach naukowych monografii.

Brak.

2.4. Wykaz opublikowanych artykułów w czasopiśmie naukowych (z zaznaczeniem pozycji niewymienionych w pkt 1.1).

Publikacje ujęte w cyklu powiązanych tematycznie artykułów naukowych zostały wymienione w pkt. 1.1 i nie są już tu powtarzane.

Publikacje nieujęte w cyklu powiązanych tematycznie artykułów naukowych (niewymienione w pkt 1.1) wymienione są poniżej w pozycjach od [B1] do [B61].

- [B1] Alkasmoul F., Asaker, M. Widuch A., Malicki M., Zwierzchowski R., Wołowicz, M.; Multigeneration source based on novel triple-component chiller configuration co-supplied with renewable and fossil energy operated in Arabic Peninsula conditions; Energy, Volume 263, 2023, paper number 125738
- [B2] Bielecki S., Skoczkowski T., Sobczak L., Wołowicz, M.; Electricity Usage Settlement System Based on a Cryptocurrency Instrument; Energies 15 (19), 7003, 2022
- [B3] Milewski J., Szcześniak A., Futyma K., Lis P., Dybiński O., Szablowski Ł., Wołowicz, M.; Comparative analysis of supercritical CO₂ cycles; Journal of Power Technologies 102 (2), s. 79-97, 2022
- [B4] Laskowski R., Smyk A., Jurkowski R., Ancé J., Wołowicz, M., Uzunow N.; Selected aspects of the choice of live steam pressure in PWR nuclear power plant; Archives of Thermodynamics, Vol. 43, No. 3, s. 85-109, 2022

- [B5] Milewski J., Szczęśniak A., Szablowski Ł., Futyma K., Lis P., Dybiński O., **Wołowicz, M.**; Elements of supercritical CO₂ cycles—mathematical modeling and validation on available experimental data; *Journal of Power Technologies* 102 (1), s. 1 – 13, 2022
- [B6] **Wołowicz, M.**, Kolasiński P., Badyda K.; Modern Small and Microcogeneration Systems - A review; *Energies* 14(3), 785, 2021
- [B7] Alkasmoul F., Asaker, M. Widuch A., Malicki M., Zwierzchowski R., **Wołowicz, M.**; Combined energy source for simultaneous production of cooling, heating, power and desalinated water; *Rynek Energii* Nr 1(152), s. 70-75, 2021
- [B8] Żubrowska-Sudoł M., Dzido A., Garlicka A., Krawczyk P., Stępień M., Umiejewska K., Walczak J., **Wołowicz, M.**, Sytek-Szmeichel K.; Innovative hydrodynamic disintegrator adjusted to agricultural substrates pre-treatment aimed at methane production intensification—CFD modelling and batch tests; *Energies* 13(16), 4256, 2020
- [B9] **Wołowicz, M.**, Silnik Stirlinga jako element układów mikrokogeneracyjnych; *Rynek Energii* Nr 5(150), s. 27 – 32, 2020
- [B10] **Wołowicz, M.**, Przegląd wybranych konstrukcji silników cieplnych małej mocy wykorzystywanych w procesach utylizacji ciepła odpadowego; *Rynek Energii* Nr 1(146), s. 36 – 41, 2020
- [B11] Wołowicz P., **Wołowicz, M.**, One belt and road as a diplomatic tool for Chinese energy security in importing oil; *Rynek Energii* Nr 2 (147), s. 81 – 86, 2020
- [B12] Stępień M., Krawczyk P., Mikołajczak A., **Wołowicz, M.**, Żubrowska-Sudoł M.; Analiza pracy cyrkulacyjnego wirnikowego urządzenia do dezintegracji substratów biologicznych przed procesem fermentacji metanowej z zastosowaniem technik CFD; *Przemysł Chemiczny* 98 (9), s. 1442-1444, 2019
- [B13] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Futyma K., Szczęśniak A.; The construction of the mathematical model of supercritical CO₂ cycles using EBSILON software; *AIP Conference Proceedings* Volume 2116, paper number 450085, 2019
- [B14] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Szczęśniak A., Futyma K., Lis P.; Heat exchanger for supercritical CO₂ cycle - Mathematical modelling and validation on available experimental data; *AIP Conference Proceedings*, Volume 2116, paper number 450084, 2019
- [B15] Harutyunyan A., Badyda K., **Wołowicz, M.**, Milewski J.; Gas turbine selection for hot windbox repowering on 200 MW fossil fuel power plant; *Journal of Power Technologies* 99 (2), s. 142 – 151, 2019
- [B16] **Wołowicz, M.**, Futyma K., Milewski J.; Modelowanie matematyczne obiegów nadkrytycznych z dwutlenkiem węgla jako czynnikiem roboczym; *Rynek Energii* Nr 6 (145), s. 47 – 51, 2019
- [B17] **Wołowicz, M.**, Milewski J.; Possible applications of supercritical carbon dioxide cycles – a review; *Rynek Energii* Nr 4 (143), s. 71 – 77, 2019
- [B18] Stępień M., Krawczyk P., Dzido A., **Wołowicz, M.**; Wpływ prędkości obrotowej na pracę dezintegratora kawitacyjnego; *Rynek Energii* Nr 5(144), s. 71 – 75, 2019
- [B19] Żubrowska-Sudoł M., Garlicka A., Walczak J., Sytek-Szmeichel K., Mikołajczak A., Stępień M., Krawczyk P., Umiejewska K., **Wołowicz, M.**; Operational characteristics of an innovative device dedicated for the hydrodynamic disintegration of sewage sludge; *E3S Web of Conferences* 116, 00105, ASEE19, 2019
- [B20] **Wołowicz, M.**, Milewski J., Ziembicki G.; Mathematical modelling and analysis of recompression supercritical CO₂ Brayton cycle in terms of maximum pressure and temperature at turbine inlet; *AIP Conference Proceedings*, Volume 1978, paper number 470080, 2018

- [B21] Wołowicz M., Milewski J., Ziembicki G., Working fluid model for supercritical CO₂ Brayton cycle; AIP Conference Proceedings, Volume 1978, paper number 470084, 2018
- [B22] Milewski J., Futyma K., Szczęśniak A., Wołowicz M., Ziembicki G.; Selected issues of the structures and parameters of supercritical CO₂ gas turbine cycles; Mechanics and Mechanical Engineering, Vol. 22, nr 2, s. 565 – 583, 2018
- [B23] Stępień M., Krawczyk P., Wołowicz M., Mikołajczak A.; Dezintegracja substratów biologicznych przed procesem fermentacji. Przegląd stosowanych technologii; Rynek Energii Nr 5 (138), s. 15 – 19, 2018
- [B24] Wołowicz M., Milewski J.; Porównanie struktur i parametrów obiegów nadkrytycznych z dwutlenkiem węgla jako czynnikiem roboczym; Rynek Energii Nr 2(135), s. 49 – 54, 2018
- [B25] Wołowicz M., Milewski J., Ziembicki G.; Influence of selected cycle components parameters on the supercritical CO₂ power unit performance; MATEC Web of Conferences, EDP Sciences, Volume 240, paper number 05035, 2018
- [B26] Wołowicz M., Milewski J., Lis P.; Review of existing and development of a novel mathematical model for supercritical CO₂ cycles working fluid; MATEC Web of Conferences, EDP Sciences, Volume 240, paper number 01036, 2018
- [B27] Harutyunyan A., Badyda K., Wołowicz M.; Analyzing of thermodynamic parameters of 300 MW power plant in four different methods of repowering using GateCycle software; Rynek Energii Nr 5 (132), s. 87 – 97, 2017
- [B28] Milewski J., Wołowicz M.; Variant analysis of the structures and parameters of the systems with supercritical CO₂; The 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2017, 2017
- [B29] Lee S.W., Kim T.K., Kim Y.J., Lee C.G., Wołowicz M.; Impedance characteristics of laboratory scale molten carbonate fuel cell fueled by ash free coal; Proceedings of the International Conference on Advanced Materials, Structures and Mechanical Engineering, Incheon, South Korea, May 29-31, 2015. Wydane w książce: Advanced Materials, Structures and Mechanical Engineering; 1st Edition; Published 26 February 2016, London, Wydawca CRC Press (Taylor and Francis Group)
- [B30] Harutyunyan A., Badyda K., Wołowicz M.; The effect of parallel hot windbox repowering on 387 MW fossil fuel power plant; Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery, Wydanie 131, s. 79-95, Wydawca Polska Akademia Nauk, 2016
- [B31] Wołowicz M., Badyda K.; Gas turbine selection for feedwater repowering; Journal of Power Technologies 95 (4) s. 302–308, 2015
- [B32] Kim T.K., Kim Y.J., Lee S.W., Lee C.G., Wołowicz M.; Operational Characteristics of Coin Type Molten Carbonate Fuel Cell Fueled by Ash Free Coal; Applied Mechanics and Materials, Volume 752, s. 438-443, 2015
- [B33] Milewski J., Bujalski W., Wołowicz M., Futyma K., Kucowski J.; Off-design operation of an 900 MW-class power plant with utilization of low temperature heat of flue gases; Journal of Power Technologies 95 (3) s. 221–227, 2015
- [B34] Wołowicz M., Lee C.G., Kim Y.J., Lee S.W., Kim T.K.; Molten carbonate fuel cell (MCFC) fueled by ash free coal (AFC); Rynek Energii Nr 4, s. 93-97, 2015
- [B35] Milewski J., Wołowicz M., Miller A.; Procedury uczenia sztucznych sieci neuronowych modelu węglanowego ogniwa paliwowego; Rynek Energii Nr 2, s. 99-106, 2015

- [B36] **Wołowicz M.**, Milewski J., Futyma K., Bujalski W.; Boosting the efficiency of an 800 MW-class power plant through utilization of low temperature heat of flue gases; *Applied Mechanics and Materials* Volume 483, s. 315-321, 2014
- [B37] Milewski J., **Wołowicz M.**, Lewandowski J.; Solid Oxide Electrolysis Cell Systems—variant Analysis of the Structures and Parameters; *Applied Mechanics and Materials* Volume 459, s. 106-112, 2014
- [B38] Milewski J., Bujalski W., **Wołowicz M.**, Futyma K., Kucowski J., Bernat R.; Experimental investigation of CO₂ separation from lignite flue gases by 100 cm² single Molten Carbonate Fuel Cell; *International Journal of Hydrogen Energy* Volume 39 (3), s. 1558-1563, 2014
- [B39] **Wołowicz M.**, Milewski J., Badyda K.; Analiza i porównanie układów energetycznych zawierających węglanowe ogniwo paliwowe; *Rynek Energii* Nr 4, s. 66-73, 2014
- [B40] Milewski J., **Wołowicz M.**, Bernat R., Szablowski Ł., Lewandowski J.; Variant analysis of the structure and parameters of SOFC hybrid systems; *Applied Mechanics and Materials* Volume 437, s. 306-312, 2013
- [B41] Milewski J., Bujalski W., **Wołowicz M.**, Futyma K., Bernat R.; Experimental Investigation of CO₂ Separation from Lignite Flue Gases by 100 cm² Single Molten Carbonate Fuel Cell; *Applied Mechanics and Materials* Volume 376, s. 299-303, 2013
- [B42] Milewski J., Bujalski W., **Wołowicz M.**, Futyma K., Kucowski J., Bernat R.; Determination of Electronic Conductance of 100 cm² Single Molten Carbonate Fuel Cell; *Applied Mechanics and Materials* Volume 346, s. 23-28, 2013
- [B43] Milewski J., **Wołowicz M.**, Miller A., Bernat R.; A reduced order model of molten carbonate fuel cell: A proposal; *International Journal of Hydrogen Energy* Volume 38 (26), s. 11565-11575, 2013
- [B44] Futyma K., **Wołowicz M.**, Milewski J., Bujalski W., Bernat R.; Utilization of Flue Gas Low Temperature Heat from Combined Heat and Power Unit of 100 MW; *Advanced Science Letters* Volume 19 (8), s. 2123-2127, 2013
- [B45] Milewski J., **Wołowicz M.**, Lewandowski J.; Optimization of the working conditions of a laboratory size (100 cm²) molten carbonate fuel cel; *ECS Transactions* Volume 51 (1), paper number 37, 2013
- [B46] Milewski J., **Wołowicz M.**, Miller A.; Mathematical Model of MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) for Power Plant Simulations; *ASME Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air*, Paper No: GT2013-95176, V002T07A020; 9 pages, 2013
- [B47] Milewski J., Bujalski W., **Wołowicz M.**, Futyma K., Kucowski J., Bernat R.; Experimental Investigation of CO₂ Separation from Hard Coal Flue Gases by 100 cm² Molten Carbonate Fuel Cell; *Applied Mechanics and Materials* Volume 302, s. 97-103, 2013
- [B48] **Wołowicz M.**, Milewski J., Bujalski W., Lewandowski J.; Wykorzystanie ciepła ze spalin wylotowych z kotła w bloku energetycznym klasy 900 MW; *Archiwum Energetyki* Tom 43 Wydanie (1/2), s. 101-108, 2013
- [B49] Bernat R., Bujalski W., Futyma K., Kucowski J., Milewski J., **Wołowicz M.**; Analiza ekonomiczna rentowności wykorzystania niskotemperaturowego ciepła w bloku ciepłowniczym klasy BC-100 *Rynek Energii* Nr 5, s. 44 – 49, 2013
- [B50] **Wołowicz M.**, Milewski J., Badyda K.; Feedwater repowering of 800 MW supercritical steam power plant; *Journal of Power Technologies* 92 (2), s. 127 – 134, 2012
- [B51] Milewski J., **Wołowicz M.**, Badyda K., Misztal Z.; 36 kW polymer exchange membrane fuel cell as combined heat and power unit; *ECS Transactions* 42 (1), 75, 2012

- [B52] Milewski J., Wołowicz M., Badyda K.; Polimerowe ogniwo paliwowe - nowe podejście do modelowania; Rynek Energii Nr 1, s. 136 -144, 2012
- [B53] Wołowicz M., Milewski J., Miller A.; Modelowanie matematyczne węglanowych ogniwo paliwowych - przegląd; Rynek Energii Nr 6, s. 77 – 82, 2012
- [B54] Milewski J., Wołowicz M., Szablowski Ł., Kuta J.; Control strategy for a solid oxide fuel cell fueled by natural gas operating in distributed generation; Energy Procedia 29, s. 676 – 682, 2012
- [B55] Futyma K., Wołowicz M., Milewski J., Bujalski W., Lewandowski J.; Wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego spalin z bloku ciepłowniczego; Rynek Energii Nr 5, s. 74-79, 2011
- [B56] Milewski J., Wołowicz M., Badyda K., Iwański Z.; Analiza zastosowania zrzutu spalin z turbiny gazowej do układu regeneracji siłowni parowej; Rynek Energii Nr 3, s. 26-32, 2011
- [B57] Wołowicz M., Badyda K., Milewski J.; Model kondensacyjnego bloku energetycznego klasy 800 MW z wykorzystaniem aplikacji (GateCycle™); Modelowanie Inżynierskie Nr 11 (42), s. 473-478, 2011
- [B58] Milewski J., Wołowicz M., Badyda K., Misztal Z.; Operational characteristics of 36 kW PEMFC-CHP Unit; Rynek Energii Nr 1, s. 150-156, 2011
- [B59] Milewski J., Badyda K., Misztal Z., Wołowicz M.; Combined heat and power unit based on polymeric electrolyte membrane fuel cell in a hotel application; Rynek Energii Nr 5, s. 118-123, 2011
- [B60] Futyma K., Wołowicz M., Olesiejuk P.; Analiza efektywności energetycznej technologii Power-to-Gas-to-Power; Nowa Energia, 2019, nr 5/6, s. 28-31
- [B61] Milewski J., Lis P., Szczęśniak A., Szablowski Ł., Dybiński O., Wołowicz M.; Prospects for the use of supercritical CO₂ cycles; Journal of Power Technologies, vol. 101, nr 4, s.173-189, 2021

2.5. Wykaz osiągnięć projektowych, konstrukcyjnych, technologicznych

1. Udział w opracowaniu i rozruchu instalacji do odazotowania spalin w technologii SNCR dla węglowych kotłów rusztowych z wykorzystaniem predykcyjnego algorytmu sterowania. Instalacja została opracowana w ramach projektu realizowanego wspólnie przez firmę Ecoenergia oraz Politechnikę Warszawską.
2. Udział w opracowaniu urządzenia do mechanicznej dezintegracji osadów ściekowych. Urządzenie opracowane w ramach projektu badawczego realizowanego poprzez konsorcjum z udziałem Politechniki Warszawskiej,
3. Udział w opracowaniu ekspandera parowego typu „Lobe” oraz siłowni parowej dedykowanej do współpracy z takim ekspanderem. Opracowanie ekspandera było przedmiotem wspólnego projektu realizowanego przez firmę Termo2Power oraz Politechnikę Warszawską,
4. Udział w opracowaniu sposobu montażu siłowni wiatrowych w terenach trudnodostępnych (górkich). Opracowanie było przedmiotem zlecenia przez firmę Abart. Zakończone patentem,
5. Udział w opracowaniu dyszy do czyszczenia suchym lodem (podgrzewanej) urządzeń elektroenergetycznych pod napięciem w ramach projektu realizowanego z firmą 3NSolutions,
6. Udział w opracowanie instalacji do depolimeryzacji odpadów w ramach projektu badawczego realizowanego przez firmę GreenPark,
7. Udział w opracowaniu słonecznej suszarni osadów ściekowych wraz z firmą ARTO Suszarnie Słoneczne

8. Udział w opracowaniu higienizatora osadów ściekowych HPM dla firmy HPM P.S.A.,
9. Udział w opracowaniu technologii suszenia biomasy na potrzeby własny dla firmy Mondi Świecie.

2.6. Wykaz publicznych realizacji dzieł artystycznych

Brak.

2.7. Wykaz wystąpień na krajowych lub międzynarodowych konferencjach naukowych lub artystycznych, z wyszczególnieniem przedstawionych wykładów na zaproszenie i wykładów plenarnych.

1. 30th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems ECOS 2017, 2-6 lipca 2017, San Diego, California, USA; Trzy wystąpienia pt.:
 - „Technical and economic analysis of liquid air energy storage with nitrogen and oxygen separation (LAES-ONS)”
 - „Improving the efficiency of liquefied natural gas regasification process using Rankine cycle”
 - „Variant analysis of the structures and parameters of the systems with supercritical CO₂”
2. Rynek Ciepła/Rynek Gazu/Zarządzanie Energią i Teleinformatyka – Seria konferencji organizowanych przez wydawnictwo Kaprint. Cykliczne wystąpienia w latach 2012-2020 (7 krotnie)
3. Perugia – ogniwa paliwowe Third International Conference on Applied Energy 16-18 May 2011 Perugia, Włochy; tytuł wystąpienia:
 - „Comparative analysis of time constants in Solid Oxide Fuel Cell processes”
4. Hydrogen and Fuel Cell Seminar and Exposition 2011, 31 październik – 3 listopad 2011, Orlando, Floryda, USA; Wystąpienie pt.
 - „36 kW Polymer Exchange Membrane Fuel Cell as Combined Heat and Power Unit”
5. 19th World Hydrogen Energy Conference (WHEC 2012) Toronto, Canada, 3-7 czerwiec 2012; Wystąpienie pt.
 - „Control Strategy for a Solid Oxide Fuel Cell Fueled by Natural Gas Operating in Distributed Generation”
6. V Konferencja Naukowo-Techniczna „Energetyka Gazowa 2013”, Zawiercie, Hotel Villa Verde, 9-11 października 2013 r. Wystąpienie pt.
 - „Badania doświadczalne separacji CO₂ ze spalin turbiny gazowej za pomocą 20 cm³ węglanowego ogniwa paliwowego”
7. Wystąpienia w Korei – wykłady na zaproszenie instytutów naukowych (październik - listopad 2014) pt. „Research Activities at Warsaw University of Technology”:
 - KIER – Korea Institute of Energy Research,
 - KIMM – Korea Institute of Machinery and Mechanics,
 - KEPRI – Korea Electric Power Research Institute,
 - Chungnam University.
8. ICNAAM - International Conference of Numerical Analysis and Applied Mathematics. Kilukrotnie wystąpienia online oraz posterowe w latach 2017-2019

9. Seminarium Izby Gospodarczej Gazownictwa na temat gospodarki wodorowej. Warszawa, 04.04.2022. Tytuł wystąpienia:

- „Aktualne kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w wiodących krajach Azji: Japonii i Korei Południowej”

2.8. Wykaz udziału w komitetach organizacyjnych i naukowych konferencji krajowych lub międzynarodowych, z podaniem pełnionej funkcji.

1. Udział w Komitecie organizacyjnym konferencji *Problemy Badawcze Energetyki Ciepłej PBEC* organizowanej co 2 lata przez Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej – pięciokrotnie (w roku 2021, 2019, 2017, 2015 oraz 2013) – członek komitetu organizacyjnego. Członek komitetu organizacyjnego nadchodzącej konferencji w roku 2023,
2. Udział w Komitecie organizacyjnym kongresów energetycznych PowerPol i PowerPol Heat organizowanych cyklicznie, corocznie w latach 2009 – 2014 – członek komitetu organizacyjnego

2.9. Wykaz uczestnictwa w pracach zespołów badawczych realizujących projekty finansowane w drodze konkursów krajowych lub zagranicznych, z podziałem na projekty zrealizowane i będące w toku realizacji, oraz z uwzględnieniem informacji o pełnionej funkcji w ramach prac zespołów

Projekty zrealizowane:

Przed uzyskaniem stopnia doktora

- [PRO1] Tytuł: Zaawansowany model matematyczny ogniwa paliwowego MCFC do badań strukturalnych i optymalizacyjnych układów energetycznych. Projekt badawczy Narodowego Centrum Nauki, 2011/01/B/ST8/04926; Data realizacji 2011-2012, Charakter udziału – wykonawca
- [PRO2] Tytuł: Budowa modelu węglanowego ogniwa paliwowego na potrzeby symulacji i sterowania, Grant Dziekański, kierownik tematu: M. Wołowicz; Charakter udziału - Kierownik
- [PRO3] Tytuł: Badanie wpływu włączenia węglanowego ogniwa paliwowego w układ energetyczny oraz analiza wybranych właściwości takich układów hybrydowych, Grant Narodowego Centrum Nauki PRELUDIUM; charakter udziału: kierownik projektu
- [PRO4] Tytuł: Budowa modelu polimerowego ogniwa paliwowego na potrzeby symulacji i sterowania, Grant Dziekański, kierownik tematu: M. Wołowicz; charakter udziału: kierownik projektu
- [PRO5] Tytuł: Development of a Novel Compact Multi Fuel Steam Reforming Device Integrated into a Cost Effective Fuel Cell Micro Combined Heat & Power Generation System for Residential Building Application. Projekt w ramach 7 Programu Ramowego EU; Data realizacji 2008-2010, Charakter udziału – wykonawca
- [PRO6] Tytuł: Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, Zadanie 1 Opracowanie technologii dla wysokosprawnych zero-emisyjnych bloków węglowych zintegrowanych z

wychwytem CO₂ ze spalin, Projekt strategiczny finansowany przez NCBiR; Data realizacji 2010 – 2015, Charakter udziału – wykonawca

Po uzyskaniu stopnia doktora

- [PRO7] Tytuł: „Określenie wpływu zastosowania zaawansowanych układów skraplania powietrza na stopień recyrkulacji chłodu oraz sprawność magazynowania energii w technologii LAES”, projekt finansowany ze środków programu IDUB (Inicjatywa Doskonałości Uczelnia Badawcza) w ramach konkursu Energytech, Data realizacji 2020-2022, Charakter udziału - wykonawca projektu;
- [PRO8] Tytuł: „Technologia wysokosprawnego magazynowania energii z wykorzystaniem kawernowych magazynów gazu ziemnego”, projekt finansowany ze środków programu IDUB (Inicjatywa Doskonałości Uczelnia Badawcza) w ramach konkursu Energytech, data realizacji 2020-2022, Charakter udziału - kierownik projektu;
- [PRO9] Tytuł: „Realizacja prac badawczych w ramach „Programu Bloki 200+ Innowacyjna technologia zmiany reżimu pracy bloków energetycznych klasy 200 MW_e”, Projekt finansowany ze środków na naukę przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Data realizacji 2018-2021, Charakter udziału: wykonawca badań, kierownik zadania dotyczącego modernizacji wentylatorów wyciągowych i podmuchowych w kotłach;
- [PRO10] Tytuł: „Opracowanie technologii przygotowania substratów wykorzystywanych w kofermentacji metanowej metodami dezintegracji” (DEZMETAN), Projekt dofinansowany ze środków na naukę przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Działania 4.1. Data realizacji 2017-2021, Charakter udziału - wykonawca badań;
- [PRO11] Tytuł: „Opracowanie wysokosprawnej kompaktowej siłowni kogeneracyjnej małej mocy zasilanej biomasą (BioCHP) dla energetyki rozproszonej”, Projekt dofinansowany z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – Program Badawczy Sektora Elektroenergetyki. Charakter udziału - główny wykonawca projektu po stronie Politechniki Warszawskiej, Data realizacji 2017-2021, kierownik zadania dotyczącego eksperymentalnych prac badawczych ekspandera parowego;
- [PRO12] Tytuł: „Opracowanie innowacyjnej technologii MVC (Medium Voltage Cleaning) czyszczenia urządzeń elektroenergetycznych pod średnim napięciem do 60kV”, Projekt dofinansowany z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – Program Badawczy Sektora Elektroenergetyki. Data realizacji 2017-2020, Charakter udziału: główny wykonawca projektu po stronie Politechniki Warszawskiej;
- [PRO13] Tytuł: „Opracowanie wysokosprawnej technologii przetwarzania odpadów (w tym RDF) bogatych w poliolefiny na paliwa płynne oraz komponenty chemiczne w oparciu o innowacyjny układ pre- oraz post-reakcyjny”, Projekt dofinansowany z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – Program Badawczy Sektora Elektroenergetyki. Data realizacji 2017-2020, Charakter udziału: główny wykonawca projektu po stronie Politechniki Warszawskiej;
- [PRO14] Tytuł: „Opracowanie predykcyjnego systemu sterowania instalacją SNCR służącą do redukcji emisji NO_x dla węglowych kotłów rusztowych”, Projekt dofinansowany z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, Działanie 1.1.1. Data realizacji 2016-2019, Charakter udziału: główny wykonawca projektu po stronie Politechniki Warszawskiej;
- [PRO15] Tytuł: „Badania procesów produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem obiegów na nadkrytyczny CO₂”, Projekt finansowany przez Narodowe Centrum Nauki SONATA 10 o

numerze umowy 2015/19/D/ST8/02780, Data realizacji 2015-2019, Charakter udziału: kierownik projektu

- [PRO16] Tytuł: „Badanie, modelowanie oraz optymalizacja elektrowni szczytowo-wodorowej opartej o stałotlenkowe ogniwo paliwowe (SOFC) oraz stałotlenkowy elektrolizer (SOEC)”; Grant Narodowego Centrum Nauki OPUS 2012/05/B/ST8/02849; Data realizacji 2013-2014, Charakter udziału – wykonawca
- [PRO17] Tytuł: „Badania i modelowanie węglanowego ogniwa paliwowego w oparciu o sztuczną sieć neuronową oraz opracowanie jego głównych właściwości istotnych podczas pracy w układzie energetycznym”. Grant Narodowego Centrum Nauki OPUS 2012/07/B/ST8/03733; Data realizacji 2013-2014, Charakter udziału – wykonawca
- [PRO18] Tytuł: „Effective Integration of Seasonal Thermal Energy Storage Systems in Existing buildings (EINSTEIN)”, Projekt w ramach 7 Programu Ramowego EU; Data realizacji 2012 – 2015, Charakter udziału – Wykonawca
- [PRO19] Tytuł: „Badanie wpływu mikrostruktury i składu chemicznego na właściwości katalityczne porowatych elementów węglanowych ogniw paliwowych”, Projekt finansowany przez Narodowe Centrum Nauki OPUS 14 o numerze umowy 2017/27/B/ST8/02763, Data realizacji 2018-2022, Charakter udziału - wykonawca
- [PRO20] Tytuł: „Bezemisyjna metoda i układ do suszenia płodów rolnych i biomasy energetycznej z wykorzystaniem układu hybrydowego: słoneczny kolektor powietrzny – fotowoltaika”, Projekt dofinansowany z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju – Działanie 1.1 Projekty B+R przedsiębiorstw. Data realizacji 2015-2020, Rola w projekcie – wykonawca
- [PRO21] Tytuł: „Innowacyjny system niskoemisyjnej ciepłowni przyszłości z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii”, Projekt w ramach konkursu „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” realizowany w ramach postępowania nr 72/21/PU na usługi badawczo-rozwojowe, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Data realizacji 2021-2022, Charakter udziału – wykonawca
- [PRO22] Tytuł: „Innowacyjny zeroemisyjny system elektrociepłowni bazującej na odnawialnych źródłach energii i technologiach wodorowych”, Projekt w ramach konkursu „Elektrociepłownia w lokalnym układzie energetycznym” realizowany w ramach postępowania nr 88/21/PU/P63 na usługi badawczo-rozwojowe, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Data realizacji 2021-2022, Charakter udziału – wykonawca

Projekty w trakcie realizacji:

- [PRO23] Tytuł: „Model współpracy operatora elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej z odbiorcami indywidualnymi w ramach mechanizmów DSR pod kątem potencjału technicznego, opłacalności ekonomicznej i gotowości społecznej”, Projekt finansowany ze środków programu IDUB (Inicjatywa Doskonałości Uczelnia Badawcza) w ramach konkursu Energytech, Data realizacji 2022-2024, Charakter udziału - wykonawca projektu
- [PRO24] Tytuł: „Wysokoefektywny system ogrzewania i chłodzenia budynków wielorodzinnych z wykorzystaniem ciepła odpadowego oraz energii odnawialnej”, Projekt realizowany w ramach konkursu Szybka Ścieżka - Urządzenia grzewcze (8/1.1.1/2019) poprzez Mar-Bud Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Budownictwo Sp. k., Data realizacji 2020-2023, Charakter udziału - kierownik B+R

2.10. Wykaz członkostwa w międzynarodowych lub krajowych organizacjach i towarzystwach naukowych wraz z informacją o pełnionych funkcjach

Brak.

2.11. Wykaz staży w instytucjach naukowych lub artystycznych, w tym zagranicznych, z podaniem miejsca, terminu, czasu trwania stażu i jego charakteru

1. Hanbat National University – Republika Korei. Dwumiesięczny wyjazdowy staż naukowy październik – listopad 2014 roku. Całość badań trwała ok. 6 miesięcy. Tematyka stażu związana była z ogniwami paliwowymi, w szczególności węglanowymi (Molten Carbonate Fuel Cell – MCFC) oraz węglowymi (Direct Carbon Fuel Cell – DCFC).

2.12. Wykaz członkostwa w komitetach redakcyjnych i radach naukowych czasopism wraz z informacją o pełnionych funkcjach

1. Frontiers in Energy Research – Editorial Board Member, Review Editor, Section „Energy Storage”
2. Energies – Guest Editor, Special Issue “Advances in Energy Storage Systems for Renewable Energy”
3. Applied Sciences – Guest Editor, Special Issue “Mathematical Modelling and Performance Optimization of Gas Turbines and Combined Cycle Power Plants”
4. Applied Sciences – Guest Editor, Special Issue “Hybrid, Hydrogen, and Electric Vehicles: Energy Management, Optimizations Techniques, and Control Systems”
5. Applied Sciences - Topical Advisory Panel Member
6. Journal of Power Technologies – Statistical Editor (do roku 2018)

2.13. Wykaz recenzowanych prac naukowych lub artystycznych, w szczególności publikowanych w czasopismach międzynarodowych

Łącznie wykonałem 33 recenzje artykułów naukowych, z czego 32 z nich posiada Impact Factor. Wszystkie recenzje wykonałem po uzyskaniu stopnia doktora.

1. **Energy** (IF = 8.857) – recenzja dwóch artykułów:
 - Gibbs energy minimization using Lagrange method of undetermined multipliers for electrochemical and thermodynamic modeling of a molten carbonate fuel cell with internal steam reforming
 - Investigation on the cycle performance and the combustion characteristic of two CO₂-based binary mixtures for transcritical power cycle
2. **International Journal of Hydrogen Energy** (IF = 7.139) – recenzja jednego artykułu:
 - Model identification of Solid Oxide Fuel Cell using Rotor Hopfield Neural Network
3. **Applied Thermal Engineering** (IF = 6.465) – recenzja ośmiu artykułów:
 - Optimisation of a cryogenic liquid air energy storage system and its optimal thermodynamic performance

- Thermal performance analysis of a direct-heated recompression supercritical carbon dioxide Brayton cycle using solar concentrators
 - Novel integrated process configurations for cryogenic argon recovery from the air and CO₂ transcritical combined power cycle
 - Two objective optimization for a new molten carbonate fuel cell based power producing system
 - New formula for calculating hot spots and temperature distributions in transformer tank walls with different surrounding media
 - Severe Fouling Deposits on the Induced Draft fan and the Low-temperature Economizer in a 1000-MW Coal-fired Power Plant with Ultra-low Emission
 - Two objective optimization for a new molten carbonate fuel cell based power producing system
 - The effects of turbine design parameters on the thermo-ecologic performance of a regenerated gas turbine running with different fuel kinds
4. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems** (IF = 5.659) - recenzja jednego artykułu:
- Regional integrated energy system dispatch strategy considering advanced adiabatic compressed air energy storage device
5. **Energies** (IF = 3.252) - recenzja pięciu artykułów:
- Exergy analysis of a shell and tube energy storage unit with different inclination angles
 - Optimal placement of distributed diesel generators for enhancing the performance of the Iraq distribution network
 - Planning, Operation, and Design of Market-Based Virtual Power Plant Considering Uncertainty
 - Conventional and advanced exergy and exergoeconomic analysis of a spray drying system: A case study of an instant coffee factory in Ecuador
 - Potential and Evaluation Strategies in Renewable Energy Systems and its Importance for South Africa
6. **Sustainability** (IF = 3.889) – recenzja dwóch artykułów:
- Investment efficiency assessment model for pumped storage power plants considering grid operation demand under fuzzy environment: A case study in China
 - An engine exhaust utilization system by combining CO₂ Brayton cycle and transcritical organic Rankine cycle
7. **Applied Sciences** (IF = 2.838) – recenzja jednego artykułu:
- Modelling A Novel Scheme of Mining Geothermal Energy from Hot Dry Rocks
8. **Machines** (IF = 2.899) - recenzja jednego artykułu:
- Simulation and Verification of Effect of Arc Duration on Arc Temperature Based on COMSOL
9. **Fuel** (IF = 8.035) – recenzja dwóch artykułów:
- Numerical Simulations for testing Performances of an Indirect Internal CO₂ Reforming Solid Oxide Fuel Cell System fed by Biogas

- Numerical Modeling of an Indirect Internal CO₂ Reforming Solid Oxide Fuel Cell Energy System fed by Biogas
- 10. Journal of Cleaner Production (IF = 11.072) – recenzja dwóch artykułów:
 - Design and optimization of integrated direct-contact membrane distillation and supercritical CO₂ Brayton cycle systems for water cogeneration
 - Advanced exergoeconomic evaluation on supercritical carbon dioxide recompression Brayton cycle
- 11. Journal of Power Sources (IF = 9.794) – recenzja trzech artykułów:
 - Anode Modeling of a Molten-Carbonate Based Direct Carbon Fuel Cell
 - Energy efficiency of a Concentration Gradient Flow Battery at Elevated Temperatures
 - Performance assessment of Natural Gas and Biogas fueled Molten Carbonate Fuel Cells in Carbon Capture configuration
- 12. Springer Nature Applied Sciences – recenzja jednego artykułu:
 - Operational Availability Analysis of Generator in Steam Turbine Power Plant
- 13. Sensors (IF = 3.847) – recenzja jednego artykułu
 - The Application, Prospects, Challenges, and Solutions of Blockchain Technology in Agriculture
- 14. Renewable Energy (IF = 8.7) – recenzja jednego artykułu
 - Research of dynamic characteristics of a novel liquid air energy storage system coupled with solar heat and absorption chillers
- 15. Processes (IF = 3.5) – recenzja jednego artykułu
 - Exergy loss assessment method for CNC milling system considering the energy consumption of the operator
- 16. Materiały Budowlane – recenzja jednego artykułu:
 - Posadowienie hybrydowych magazynów energii - aspekty techniczne i bezpieczeństwo

2.14. Wykaz uczestnictwa w programach europejskich lub innych programach międzynarodowych

1. Einstein – Tytuł: Effective Integration of Seasonal Thermal Energy storage systems In existing buildings. Projekt w ramach 7 Programu Ramowego EU; Charakter udziału – Wykonawca
2. H2ome – Tytuł: Development of a Novel Compact Multi Fuel Steam Reforming Device Integrated into a Cost Effective Fuel Cell Micro Combined Heat & Power Generation System for Residential Building Application. Projekt w ramach 7 Programu Ramowego EU; Charakter udziału – Wykonawca

2.15. Wykaz udziału w zespołach badawczych, realizujących projekty inne niż określone w pkt. 2.9.

Brak.

2.16. Wykaz uczestnictwa w zespołach oceniających wnioski o finansowanie badań, wnioski o przyznanie nagród naukowych, wnioski w innych konkursach mających charakter naukowy lub dydaktyczny

1. Ukończony kurs eksperta NCBiR w ramach oceny wniosków POIR

3. WSPÓŁPRACA Z OTOCZENIEM SPOŁECZNYM I GOSPODARCZYM

3.1. Wykaz dorobku technologicznego.

Wykaz dorobku technologicznego został wymieniony w podrozdziale 2.5 i nie jest już tu powtarzany.

3.2. Współpraca z sektorem gospodarczym

1. Współpraca z firmą Ecoenergia Sp. z o.o. w ramach realizacji projektu odazotowania spalin dla kotłów rusztowych oraz projektu Green Hydrogen dla grupy ORLEN,
2. Współpraca z firmą Termo2Power S.A. w ramach realizacji projektu ekspandera dla siłowni biomasowej oraz innych przedsięwzięć realizowanych przez tę spółkę. W latach 2018 – 2020 pełnienie funkcji przewodniczącego rady nadzorczej Spółki,
3. Współpraca z firmą HPM S.A. w ramach opracowywania higienizatora osadów ściekowych,
4. Współpraca z firmą Lody Jan Koszalin w zakresie modyfikacji suszarni słonecznych do owoców,
5. Współpraca z firmą ARTO Suszarnie Osadów w zakresie opracowywania gospodarki ciepłem w cienkowarstwowej słonecznej suszarni osadów ściekowych,
6. Współpraca z firmą GLOBE w ramach opracowywania układu kogeneracyjnego z silnikiem Stirlinga zasilanego paliwem stałym, wspólne złożenie wniosku grantowego,
7. Współpraca z firmą Sarens/Abart w ramach opracowania montażu siłowni wiatrowych w warunkach górskich (zakończone patentem),
8. Współpraca z firmą 3NS w zakresie opracowania dyszy do czyszczenia urządzeń elektroenergetycznych pod napięciem,
9. Współpraca z firmą ARNO w ramach projektu dotyczącego schładzania i wybarwiania jabłek, wspólne złożenie wniosku grantowego,
10. Współpraca z firmą Transition Technologies S.A. Złożenie wspólnego wniosku o dofinansowanie w ramach konkursu Innowacyjne Gazownictwo (INGA) NCBiR pt. Samouczący się algorytm prognozowania zapotrzebowania na gaz ziemny przy wykorzystaniu metod uczenia maszynowego,
11. Współpraca z firmą Grupa IEN S.A. Złożenie wspólnego wniosku o dofinansowanie w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Łódzkiego na lata 2014-2020 pt. Opracowanie i wdrożenie na rynek narzędzia WODEN do zarządzania efektywnością energetyczną w przedsiębiorstwach wodno-kanalizacyjnych.
12. Współpraca z firmą InnoEco Polska Sp. z o.o. w ramach opracowania i wdrożenia innowacyjnej technologii normalizacji i waloryzacji kordu stalowego z recyklingu opon samochodowych oraz wspólnego złożenia wniosku o dofinansowanie do NCBiR

3.3. Wykaz uzyskanych praw własności przemysłowej, w tym uzyskanych patentów krajowych lub międzynarodowych

- [PAT1] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu i odzysku energii z modulem parowym; Krawczyk Piotr, Mikołajczak Aleksandra Maria, Wołowicz Marcin, Kurkus-Gruszecka Michalina Karolina, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 236372, Data udzielenia prawa: 24-08-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 11-01-2021]
- [PAT2] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu i odzysku energii z obiegiem parowym; Krawczyk Piotr, Mikołajczak Aleksandra Maria, Wołowicz Marcin, Kurkus-Gruszecka Michalina Karolina, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 236371, Data udzielenia prawa: 24-08-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 11-01-2021]
- [PAT3] Układ zasilania autobusu skroplonym powietrzem; Krawczyk Piotr, Wołowicz Marcin, Mikołajczak Aleksandra Maria, Badyda Krzysztof; Numer patentu/prawa: PL 235446, Data udzielenia prawa: 13-03-2020, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 10-08-2020]
- [PAT4] Instalacja do magazynowania energii w skroplonym powietrzu z modulem separacji tlenu; Wołowicz Marcin, Mikołajczak Aleksandra Maria, Badyda Krzysztof, Krawczyk Piotr; Numer patentu/prawa: PL 233789, Data udzielenia prawa: 02-08-2019, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 29-11-2019]
- [PAT5] Urządzenie do mechanicznej dezintegracji osadów ściekowych; Krawczyk Piotr, Stępień Michał, Dzido Aleksandra, Wołowicz Marcin, Żubrowska-Sudoł Monika, Numer patentu/prawa: PL 240620, Data udzielenia prawa: 24-02-2022, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 09-05-2022]
- [PAT6] Siatka zbierająca prąd z powierzchni węglanowego ogniwa paliwowego zasilanego biogazem; Wołowicz Marcin, Milewski Jarosław; Numer patentu/prawa: PL 223424, Data udzielenia prawa: 03-12-2015, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 31-10-2016]
- [PAT7] Sposób montażu elektrowni wiatrowych; Bartos Andrzej, Badyda Krzysztof, Krawczyk Piotr, Wołowicz Marcin, Mikołajczak Aleksandra Maria, Dylak Maciej, Numer patentu/prawa: PL 234540, Data udzielenia prawa: 25-09-2019, Publikacja patentu/wzoru: [WUP 31-03-2020]

3.4. Wykaz wdrożonych technologii

1. Współautorstwo we wdrożeniu technologii odazotowania spalin metodą SNCR dedykowanej dla kotłów rusztowych. Wdrożenie nastąpiło w MPEC Olsztyn na jednym z kotłów rusztowych WR-25.
2. Współautorstwo we wdrożeniu technologii zmiany napędu wentylatorów powietrza i spalin dla kotłów węglowych w bloku klasy 200 MW. Wdrożenie nastąpiło w elektrowni Połaniec w ramach realizacji projektu „Bloki 200+”.

3.5. Wykaz wykonanych ekspertyz lub innych opracowań wykonanych na zamówienie instytucji publicznych lub przedsiębiorców

1. Projekt „Green Hydrogen”. Dokumentacja przedprojektowa dla Pilotowej Instalacji produkcji zielonego wodoru w ramach projektu Green Hydrogen. Praca na zamówienie Grupy PKN ORLEN, 2020
2. Przygotowania wkładu do wniosku o dofinansowanie przygotowywanego w ramach programu Innovation Fund Unia Europejska. W ramach tej pracy wykonano: Określenie zakresu wielkości mocy zasobnika, wpływu jego wielkości na moc OZE do przyłączenia;

Wybór technologii, parametry magazynu, dopasowanie do potrzeb OZE; Wskazano w funkcji wielkości mocy zasobnika założoną potencjalną wielkość OZE i wskazano wielkość generowanej w danym okresie energii; Wskazano efekt środowiskowy. Praca na zamówienie PKP Energetyka, 2020

3. Wykonanie oszacowania wielkości emisji zanieczyszczeń z instalacji spalania syngazu o podanym składzie. Praca na zlecenie Commercy Convert Sp. z o.o., 2022
4. Sarens/Abart – wykonanie analizy możliwości montażu siłowni wiatrowych w warunkach górskich (trudnodostępnych), 2018
5. Wykonanie analizy awarii turbozespołu w Zakładach Azotowych Czerkassy na Ukrainie, 2013
6. Wykonanie analizy możliwości produkcji energii we własnych terminalach przeładunkowych dla grupy Operator Logistyczny Paliw Płynnych OLPP S.A.
7. Wykonanie obliczeń weryfikacyjnych i optymalizacyjnych dla opracowanych koncepcji elementów układu grzewczego z wykorzystaniem modelowania matematycznego opartego o numeryczną mechanikę płynów – opracowanie dla firmy Globe Green Energy Sp. z o.o.
8. Opracowanie wstępnej analizy techniczno-ekonomicznej zasadności zasilania reaktora pirolitycznego ciepłem wytwarzanym z energii elektrycznej. Opracowanie wykonane na zlecenie BOZAMET Sp. z o.o. – 2018

3.6. Wykaz udziału w zespołach eksperckich lub konkursowych

1. Ekspert Pilotażowego Programu Weryfikacji Technologii Środowiskowych Unii Europejskiej (ETV)
2. Członek zespołu przygotowującego raport samooceny KAUT kierunku Energetyka na Wydziale MEiL PW

3.7. Wykaz projektów artystycznych realizowanych ze środowiskami pozaartystycznymi

Brak.

4. DANE NAUKOMETRYCZNE

4.1. Impact Factor (w dziedzinach i dyscyplinach, w których parametr ten jest powszechnie używany jako wskaźnik naukometryczny)

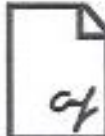
- Sumaryczny Impact Factor – 35,627
- Sumaryczny CiteScore – 57,75
- Sumaryczna punktacja MNiSW/MEiN - 3274

4.2. Liczba cytowań publikacji wnioskodawcy, z oddzielnym uwzględnieniem autocytowań

Liczba cytowań			
Baza	Liczba publikacji	Z autocytowaniami	Bez autocytowań
Web of Science	42	281	263
Scopus	56	272	244
ResearchGate	74	328	-
Google Scholar	82	430	-

4.3. Indeks Hirscha

Indeks Hirscha			
Baza	Liczba publikacji	Z autocytowaniami	Bez autocytowań
Web of Science	42	10	9
Scopus	56	10	9
ResearchGate	74	10	-
Google Scholar	82	12	-



PODPIS ZAUFANY
MARCIN WOŁOWICZ
22.04.2023 09:45:14 (p.481 v.1)
Dokument podpisany elektronicznie
podpisem zaufanym

(podpis wnioskodawcy)