



KONGRES
Energetyki Rozproszonej



KNER

**III KONFERENCJA NAUKOWA
ENERGETYKI ROZPROSZONEJ
KNER'2025**

MATERIAŁY KONFERENCYJNE

17 WRZEŚNIA 2025
KRAKÓW

ISBN: 978-83-943772-5-0

Spis treści

III Kongres Energetyki Rozproszonej (KER 2025): forum interdyscyplinarnej refleksji nad transformacją energetyczną	1
III Konferencja Naukowa Energetyki Rozproszonej.....	3
Ramowy program Konferencji Naukowej Energetyki Rozproszonej 2025	4
1. Organizatorzy.....	5
1.1. KOMITET STERUJĄCY.....	6
1.2. KOMITET ORGANIZACYJNY.....	6
1.3. KOMITET NAUKOWY	7
2. Sesja plenarna	8
3. Jakość i efektywne użytkowanie energii elektrycznej oraz odzyskiwanie energii z otoczenia (energy harvesting).....	11
3.1. Grzegorz Holdyński, Zbigniew Skibko and Andrzej Firlit , "Propozycja wskaźnika zdolności przyłączeniowej miejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia"	12
3.2. Andrzej Bień, Szymon Barcentewicz and Andrzej Wetula , "Optymalizacja rozmieszczenia czujników pola w celu estymacji napięć fazowych sieci średniego lub wysokiego napięcia"	14
3.3. Piotr Gajeccki and Zbigniew Hanzelka , "Agregowany wskaźnik zapadów napięcia"	17
3.4. Andrzej Firlit, Adam Stacherski and Zbigniew Hanzelka , "Analiza przypadku – praca bateryjnego systemu magazynowania energii elektrycznej przyłączonego do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia"	19
3.5. Gabriela Bergiel, Mateusz Dąbko, Frank Richter and Ryszard Sroka , "Modelowanie rezystancji wewnętrznej baterii litowo-jonowych w temperaturach ujemnych na podstawie zależności fizycznych oraz obserwacji eksperymentalnych"	21
3.6. Łukasz Topolski, Paweł Balawender and Krzysztof Woźny , "Sposoby zapewniania wymaganej przez kodeks sieci NC RfG zdolności do dostarczania mocy biernej przez moduły parku energii typu B i D"	24
3.7. Tomasz Siostrzonek, Jacek Pytel, Jakub Wójcik and Mohammad Abu Sarhan , "Grawitacyjny magazyn energii w szybie kopalnianym -opłacalność praktycznej realizacji projektu w Kopalni Bobrek"	27
3.8. Karol Makowiecki and Mariusz Kucharek , "Rozwój obserwowalności i sterowalności Sieci Dystrybucyjnych SN/nn"	29
3.9. Jakub Szut, Paweł Piątek and Mariusz Pauluk , "Using multi-resonance circuit as a input stage of RF energy harvester"	30
3.10. Piotr Dziurdzia, Piotr Bratek, Ireneusz Brzozowski and Michał Markiewicz , "Model elektrotermiczny bezradiatorowego układu pozyskiwania odpadowej energii cieplnej z modułem termoelektrycznym"	32
3.11. Ryszard Klempka , "Optymalizacja rozmieszczenia źródeł energii w sieci dystrybucyjnej"	35
4. Maszyny, systemy i urządzenia dla efektywnej konwersji oraz magazynowania energii.....	38
4.1. Jerzy Wołoszyn and Grzegorz Czerwiński , "Badania empiryczne i numeryczne procesu transportu ciepła w magazynach energii z materiałem fazowo-zmiennym"	39
4.2. Marian Banaś and Tadeusz Pająk , "Efektywność odzysku energii w krajowych spalarniach odpadów komunalnych"	41

4.3.	Krystian Szopa and Jerzy Wołoszyn , "Wpływ struktury periodycznej płaszczowo-rurowego wymiennika ciepła na proces magazynowania energii w materiale fazowo-zmiennym"	42
4.4.	Piotr Michalak , "Ocena energetyczna gruntowego wymiennika ciepła dla budynku jednorodzinnego".	44
4.5.	Jakub Fudalewski, Piotr Winiarz and Kun Zheng , "Perspektywy wykorzystania materiałów o ujemnym współczynniku rozszerzalności termicznej w stałotlenkowych ogniwach paliwowych SOFC"	46
4.6.	Krzysztof Kołodziejczyk and Jędrzej Minda , "Zastosowanie dronów w diagnostyce łopat turbin wiatrowych"	48
4.7.	Szymon Nachman , "Optymalizacja zarządzania energią w systemie PV-BESS z wykorzystaniem hybrydowego algorytmu genetycznego z lokalną optymalizacją gradientową"	50
5.	Technologie wspierające rozwój Energetyki Rozproszonej	52
5.1.	Piotr Winiarz, Jakub Lach, Michał Gogacz, Jacek Winiarski, Konrad Świerczek and Kun Zheng , "Zastosowanie nowoczesnych metod badawczych do poprawy parametrów elektrochemicznych i stabilności długoczasowej stałotlenkowych ogniw paliwowych"	53
5.2.	Filip Jędrzejek, Katarzyna Szarłowicz and Weronika Mendera , "Produkty odpadowe jako alternatywne źródła uranu na potrzeby jądrowego cyklu paliwowego"	55
5.3.	Maciej Raczyński, Artur Wyrwa, Janusz Zyśk and Marcin Pluta , "Modelowanie transformacji energetycznej ciepłownictwa systemowego w Polsce z uwzględnieniem integracji międzysektorowej"	57
5.4.	Michał Żurawski and Łukasz Mika , "Rola hybrydowych węzłów ciepła w energetyce rozproszonej" ...	59
5.5.	Jakub Kuś and Łukasz Mika , "Weryfikacja modeli sieci ciepłowniczych dla ciepłownictwa rozproszonego"	60
5.6.	Maja Wielanek, Szymon Wieteska and Marek Jaszczur , "Analiza komplementarności przestrzennej produkcji energii z systemów fotowoltaicznych w Polsce"	61
5.7.	Krzysztof Sornek, Maksymilian Homa and Flaviu Mihai Frigura-Iliasa , "Systemy Power-to-Heat zasilane energią odnawialną i współpracujące z sezonowymi magazynami ciepła jako element transformacji energetycznej sektora budownictwa"	63
5.8.	Magdalena Gazda-Grzywacz, Przemysław Grzywacz and Piotr Burmistrz , "Analiza środowiskowa technologii paliwowych"	65
6.	Geotermia płytka i głęboka	67
6.1.	Michał Kaczmarczyk and Marcin Świdorski , "Energetyczno-środowiskowe aspekty systemów retencjonowania wody i pomp ciepła, w budownictwie wielkopowierzchniowym"	68
6.2.	Anna Sowizdzał, Barbara Tomaszewska and Michał Kaczmarczyk , "Prace badawczo-rozwojowe w zakresie energetyki geotermalnej i zrównoważonego rozwoju"	70
6.3.	Anna Sowizdzał, Anna Chmielowska and Maciej Szymanek , "Trendy i wyzwania wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce na tle rozwoju sektora w ostatnich latach"	72
6.4.	Maciej Szymanek and Anna Sowizdzał , "Charakterystyka geologiczno-geotermiczna bloku Gorzowa w kontekście możliwości wykorzystania systemu EGS (Enhanced Geothermal System)"	74
6.5.	Wojciech Luboń, Grzegorz Pełka and Anna Sowizdzał , "Ocena potencjału zastosowania pomp ciepła w województwie małopolskim"	76
6.6.	Grzegorz Pełka, Oliwia Merksa, Wojciech Luboń, Marek Kosmala and Marcin Hulek , "Hybrydowa geotermalno-słoneczna instalacja grzewczo-chłodząca z pompami ciepła"	78
7.	Efektywność energetyczna - materiały i systemy	80
7.1.	Paweł Pasternak and Jacek Stępień , "System pomiaru energii elektrycznej z komunikacją LoRa"	81

7.2. Gabriela Lewińska and Konstanty Marszałek , "Degradacja warstw organicznych w kontekście zastosowania w fotowoltaicznych ogniwach organicznych"	83
7.3. Jan Rudecki and Barbara Swatowska , "Analiza parametrów pracy turbiny wiatrowej na podstawie modelu laboratoryjnego"	84
7.4. Michał Markiewicz and Ernest Jamro , "Inteligentne Gniazdko Wykorzystujące Dynamiczne Ceny Energii Elektrycznej"	87
7.5. Jakub Zięba, Mateusz Węglewski, Marta Radecka and Katarzyna Zakrzewska , "Cienkowarstwowe heterostruktury tlenków metali jako fotoanody ogniw fotoelektrochemicznych do wytwarzania wodoru" ..	89
7.6. Jacek Kolodziej and Jakub Marcinkowski , "Pomiar częstotliwości i fazy w sieciach energetycznych z odniesieniem do wzorca czasu UTC"	90
7.7. Marta Radecka , "Ogniwa fotoelektrochemiczne do konwersji energii słonecznej"	92
7.8. Marcin Ostrowski, Anna Drabczyk, Kamil Kosiel, Piotr Polak, Justyna Maleszyk, Barbara Swatowska and Robert P. Socha , "Wpływ parametrów procesowych ALD na formowanie się warstw Al_2O_3 , ZrO_2 oraz ich układów mieszanych i nanolaminatowych."	94
7.9. Barbara Swatowska , "Trendy rozwoju ogniw fotowoltaicznych"	96
8. Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych: opłacalność i ryzyko	98
8.1. Daria Wotzka and Paweł Kurtasz , "Wpływ horyzontu czasowego na relację ceny i wolumenu transakcji energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii"	99
8.2. Paweł Kurtasz and Daria Wotzka , "Analiza rentowności zastosowania magazynów energii na potrzeby własne przedsiębiorców energochłonnych"	101
8.3. Beata Namyślak and Waldemar Spallek , "Bilansowanie energii w spółdzielniach energetycznych na przykładzie Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej"	103
8.4. Jerzy P. Rydlewski , "Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych przy pomocy funkcjonalnej analizy danych zastosowanej do teorii gier"	105
8.5. Tomasz Wiśniewski and Marcin Pawlak , "Ocena efektywności i ryzyka prywatnej instalacji off-grid z magazynem energii – podejście symulacyjne z wykorzystaniem szczegółowych danych historycznych"	107
8.6. Jerzy Dzieża and Waldemar Skomudek , "Alternatywne wskaźniki określania kosztu wytworzenia energii elektrycznej w różnych technologiach generacji"	109
8.7. Waldemar Skomudek, Jerzy Dzieża and Zygfryd Glaeser , " Wpływ zarządzania energią na efektywność wykorzystania instalacji OZE na przykładzie wybranej placówki rehabilitacyjno-wypoczynkowej "	110
8.8. Jerzy Dzieża and Szymon Firlus , " Wykorzystanie wskaźnika LCOE w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w elektroenergetyce "	112
8.9. Anna Serwatka , "Simulating local energy clusters using agent-based modeling and graph theory" ..	114
9. Geotermia oraz podziemne magazynowanie energii i ciepła	116
9.1. Tomasz Kowalski, Tomasz Śliwa and Aneta Sapińska-Śliwa , "Możliwości uszczelniania otworowych wymienników ciepła"	117
9.2. Kamil Bandura and Tomasz Śliwa , "Modelowanie i optymalizacja pracy otworowych wymienników ciepła w Młoszowej"	119
9.3. Piotr Buliński and Tomasz Śliwa , "Ocena efektywności procesu wiercenia otworowych wymienników ciepła z wykorzystaniem analizy MANOVA"	121
9.4. Tomasz Śliwa, Aneta Sapińska-Śliwa Olga Szydło, and Kamil Bandura , "Prognozowanie efektywności wykorzystania wód geotermalnych z cenomanu dla sieci ciepłowniczo-chłodniczych"	123

9.5. Tomasz Śliwa and Remigiusz Kunasz , "Horyzontalne otworowe wymienniki ciepła rozwiązaniem inżynierii otworowej dla sieci ciepłowniczych piątej generacji"	126
9.6. Krzysztof Seńczuk and Aneta Sapińska-Śliwa , "Porównanie wartości efektywnej przewodności cieplnej w wymiennikach otworowych z testów reakcji termicznej do teoretycznej wartości przewodności skał" ..	128
10. Gazowe paliwa odnawialne dla rozwoju energetyki rozproszonej	131
10.1. Mateusz Klejnowski and Katarzyna Stolecka-Antczak , "Zrównoważone metody produkcji wodoru"	132
10.2. Monika Piech and Adam Szurlej , "Wielkoskalowe magazynowanie wodoru w kawernach solnych w kontekście rozwoju energetyki rozproszonej"	135
10.3. Łukasz Piwoda, Sławomir Michalski, Karol Piątek and Dariusz Stefaniak , "Analiza możliwości wykorzystania urządzeń w wykonaniu przeciwybuchowym w atmosferach wybuchowych gazu ziemnego z dodatkiem wodoru."	138
10.4. Krzysztof Chmielowski, Rafał Smulski and Adam Szurlej , "Znaczenie technologii biometanowych dla rozwoju energetyki rozproszonej"	141
11. Ciepło odpadowe	143
11.1. Barbara Tora, Witor Filipek, Krzysztof Broda and Stanisław Pietrzyk , "Wykorzystanie silnika Stirlinga do odzysku ciepła z instalacji w elektrociepłowni"	144
11.2. Wiktor Filipek, Krzysztof Broda and Barbara Tora , "Wykorzystanie instalacji solarnej w domku letniskowym do odzysku i zagospodarowania ciepła odpadowego – studium przypadku z użyciem regulatora SolarComp 971SD1"	146
11.3. Wacław Andrusikiewicz and Michał Karch , "Możliwość odzysku ciepła z wybranych instalacji stosowanych w górnictwie podziemnym"	148
11.4. Marek Borowski, Klaudia Zwolińska-Gładys, Rafał Łuczak, Piotr Życzkowski and Marcin Płoneczka , "Układ trójgeneracyjny w kopalni węgla kamiennego - analiza parametrów pracy"	151
11.5. Jacek Korski , „Wykonalność i funkcjonalność grawitacyjnych magazynów energii w opuszczonych kopalniach”	153
12. Informatyka wspiera transformację energetyczną	155
12.1. Krzysztof Heller and Jacek Nawrot , "Cyfryzacja sektora energetycznego"	156
12.2. Dominik Żurek, Kamil Faber, Michał Karwatowski, Kamil Pięta, Marek Kisiel-Dorohinicki, Anna Zielińska and Dawid Zielinski , "Wykorzystanie głębokich sieci neuronowych do predykcji produkcji energii z odnawialnych źródeł energii w Polsce"	160
12.3. Barbara Worek, Anna Szczucka, Marcin Kocór and Dorota Micek , "Zaufanie, wiedza i akceptacja: kluczowe aspekty społecznych uwarunkowań transformacji energetycznej"	166
12.4. Agnieszka Kopeć, Paweł Przybyłowicz and Martyna Wiącek , "Hybrydowe podejście do prognozowania cen energii z wykorzystaniem modelu AR(1) ze współczynnikami zmiennymi w czasie oraz sieci neuronowych"	168
12.5. Justyna Mazurkiewicz, Jacek Dajda, Ewa Adamiec and Anna Sowizdzał , "Wdrażanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii z wykorzystaniem narzędzi informatycznych"	169



III Kongres Energetyki Rozproszonej (KER 2025): forum interdyscyplinarnej refleksji nad transformacją energetyczną

1. Wprowadzenie i znaczenie wydarzenia

III Kongres Energetyki Rozproszonej, który odbędzie się w dniach 17-19 września 2025 r. w Krakowie, stanowi jedno z najważniejszych wydarzeń poświęconych przyszłości sektora energetycznego w Polsce. Hasło przewodnie edycji - „**Transformacja energetyczna - nowe otwarcie?**” - wskazuje na intencję organizatorów, aby dokonać krytycznej analizy dotychczasowych działań i zarysować scenariusze dalszych przemian w kierunku zrównoważonego, zdecentralizowanego i odpornego systemu energetycznego.

Celem Kongresu jest stworzenie platformy dialogu interdyscyplinarnego, która umożliwi spotkanie przedstawicieli świata nauki, administracji publicznej, samorządów, biznesu i organizacji społecznych. Tego rodzaju formuła pozwala na skonfrontowanie wyników badań naukowych z doświadczeniami praktyków, a także na zidentyfikowanie barier oraz szans w procesie transformacji.

2. Struktura i formuła wydarzenia

KER 2025 obejmuje trzy dni obrad w dwóch komplementarnych formatach.

- Dzień pierwszy (17 września), zorganizowany na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, ma charakter konferencji naukowej. Prezentacje i panele dyskusyjne koncentrują się na aspektach technologicznych i innowacyjnych - m.in. na energetyce wodorowej, jądrowej oraz roli gazu ziemnego w okresie przejściowym. Szczególną wartością tej części jest transfer wiedzy badawczej do praktyki gospodarczej.
- Dni drugi i trzeci (18–19 września) odbywają się w Centrum Kongresowym ICE Kraków. Program obejmuje zarówno sesje plenarne, w których uczestniczą decydenci i liderzy opinii, jak i sesje równoległe ujęte w sześciu ścieżkach tematycznych. Takie rozwiązanie umożliwia równoległą eksplorację różnorodnych wymiarów transformacji - od politycznych, przez technologiczne, aż po społeczne i edukacyjne.

3. Sesje plenarne

Cztery sesje plenarne tworzą rdzeń Kongresu:

1. Energetyka rozproszona, a wyzwania polskiej transformacji energetycznej - dyskusja nad rolą energetyki rozproszonej (ER) w realizacji celów strategicznych państwa, w tym Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz polityki energetycznej Polski do 2040 r.
2. Doświadczenia dla przyszłości - jaki kierunek obrać? - debata z udziałem byłych ministrów gospodarki, pozwalająca na krytyczne spojrzenie na decyzje przeszłości i sformułowanie rekomendacji dla kolejnych etapów transformacji.
3. Wpływ energetyki rozproszonej na bezpieczeństwo, konkurencyjność i dobrostan obywateli - panel poświęcony związkowi między ER a odpornością infrastruktury krytycznej, innowacyjnością gospodarki i jakością życia społeczności lokalnych.
4. Polityka transformacji energetycznej - rozmowa parlamentarzystów, której celem jest zbadanie możliwości wypracowania ponadpartyjnego konsensusu w kwestiach kluczowych dla bezpieczeństwa i konkurencyjności kraju.

4. Ścieżki tematyczne i sesje równoległe

Integralną częścią programu jest sześć ścieżek tematycznych, w ramach których zaplanowano ponad 40 paneli dyskusyjnych, seminariów i sesji eksperckich:

- **Ścieżka A:** Transformacja w działaniu - studia przypadków i doświadczenia praktyczne związane z wdrażaniem energetyki rozproszonej na poziomie lokalnym i regionalnym.
- **Ścieżka B:** Branże i technologie transformacji - przegląd innowacyjnych rozwiązań technologicznych, w tym OZE, wodoru, magazynów energii oraz cyfryzacji sieci.
- **Ścieżka C:** Transformacja energetyczna - użytkownicy końcowi - analiza zachowań konsumenckich, mechanizmów prosumenckich oraz roli gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w nowym modelu energetycznym.
- **Ścieżka D:** Ramy finansowe, gospodarcze i prawne transformacji - ocena mechanizmów regulacyjnych, instrumentów finansowania oraz modeli biznesowych umożliwiających skalowanie inwestycji.
- **Ścieżka E:** Nauka i edukacja dla transformacji - rola instytucji akademickich i sektora edukacji w kształtowaniu kompetencji dla gospodarki niskoemisyjnej.
- **Ścieżka F:** Energetyka rozproszona a wyzwania współczesności - ujęcie horyzontalne, obejmujące perspektywę społeczną, środowiskową i geopolityczną.

Łącznie program obejmuje kilkudziesięciu prelegentów i panelistów reprezentujących wszystkie istotne sektory życia publicznego i gospodarczego, co wzmacnia wymiar interdyscyplinarny i praktyczny wydarzenia.

5. Wartość naukowa i praktyczna

KER 2025 ma szczególne znaczenie dla środowiska naukowego, gdyż:

- integruje perspektywy technologiczne, społeczne, ekonomiczne i polityczne, tworząc holistyczny obraz transformacji,
- oferuje forum do konfrontacji badań empirycznych z doświadczeniami praktycznymi,
- promuje koncepcję energetyki rozproszonej jako narzędzia wzmocnienia odporności społeczno-gospodarczej,
- wspiera rozwój nowych kierunków badań w zakresie energetyki i polityki klimatycznej,
- stwarza warunki do budowania sieci współpracy pomiędzy ośrodkami naukowymi, administracją i przemysłem.

Podsumowanie

III Kongres Energetyki Rozproszonej jest nie tylko wydarzeniem branżowym, ale również istotnym forum naukowym, które umożliwia pogłębioną analizę procesów transformacyjnych w sektorze energii. Dzięki rozbudowanej strukturze programowej, obejmującej zarówno sesje plenarne, jak i ponad czterdzieści paneli dyskusyjnych w sześciu ścieżkach tematycznych, stanowi on unikalne laboratorium wymiany wiedzy interdyscyplinarnej i refleksji nad przyszłością systemu energetycznego w Polsce i Europie.

dr inż. Katarzyna Faryj
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

III Konferencja Naukowa Energetyki Rozproszonej

Żyjemy w okresie transformacji energetycznej. Do niedawna wyzwaniem było wymyślenie i implementacja metod wytwarzania oraz odzyskiwania energii. Nie chodzi tu tylko o energię elektryczną, ale o każdą formę energii, którą możemy i umiemy wykorzystać. Obecnie te metody w dużej mierze już znamy. Wyzwaniem jest ich liczba, która teoretycznie pozwala postawić sobie wyzwanie zastąpienia tradycyjnych metod wytwarzania energii poprzez spalanie węgla i gazu. Pozwoli to na wyznaczenie kursu na ochronę środowiska, które jest zagrożone działalnością człowieka. Niestety odnawialne źródła energii są źródłami niestabilnymi, które ze względów bezpieczeństwa energetycznego wymagają posiadania stabilnych źródeł energii, które będą mogły w krytycznych sytuacjach uzupełnić zapotrzebowanie energetyczne. Dodatkowym wyzwaniem jest, że klasyczne źródła energii nie lubią szybkich zmian zapotrzebowania. Stąd uzupełnienie źródeł energii magazynami, które przez krótki czas mogą zapewnić stabilność energetyczną.

Jak już wcześniej wspomniano transformacja energetyczna dotyczy energii w wielu formach i w sposób rozproszony. Zdolność obniżenia lokalnego zapotrzebowania energetycznego poprzez własną produkcję oraz odzysk energii również jest bardzo ważna. Inteligencja budynkowa z całą gamą wyzwań dotyczących sterowania i systemów informatycznych włącznie z wyzwaniem wykorzystania sztucznej inteligencji jest kierunkiem badań w polskich uczelniach. Należy wspomnieć także o nowych materiałach oraz termomodernizacji budynków co od lat jest dynamicznie rozwijane i implementowane w nowoczesnym budownictwie.

Transformacja energetyczna ma także inny wymiar. Wymiar związany z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego pod kątem zagrożeń militarnych. Obserwacja doświadczeń wojny w Ukrainie i umyślnychniszczeń infrastruktury energetycznej prowadzi do prostego wniosku, że polski system energetyczny powinien być przebudowany w taki sposób, aby było możliwe wydzielenie podsystemów energetycznych mogących w razie potrzeby przejść na pracę wyspową i zapewnić dostarczenie energii na swoich ograniczonych obszarach. W tym celu znowu wracamy do rozproszonych źródeł energii zarówno tych odnawialnych jak i bardziej stabilnych jak małe reaktory jądrowe. W tym obszarze mają także swoje miejsce ogniwa paliwowe.

Transformacja energetyczna to nie tylko patrzenie do przodu, gdzie chcemy dojść i jaką drogą realizują szczytne cele. Konieczne jest spojrzenie do tyłu. Skąd idziemy i co pozostawiamy po sobie. Odejście od węgla (niewątpliwie właściwe i nieuniknione, ale tempo odejścia należy rozsądnie dobrać) generuje wiele problemów. Co z ludźmi pracującymi w przemyśle wydobywczym i wokół niego? Co z terenami po kopalniach i infrastrukturą tam pozostawioną? Czy da się z pożytkiem zagospodarować? Czy koszty społeczne można zminimalizować i wykorzystać wiedzę i umiejętności ludzi zmieniających miejsce zatrudnienia? Tu się pojawia m. in. Zagadnienie grawitacyjnych magazynów energii, węzły komunikacji kolejowej, miejsca przyłączy elektrowni OZE, magazynów przeładunkowych jak również terenów rekreacyjnych (np. trasy rowerowe).

Wyzwań jest dużo. Stąd też inicjatywa JM Rektora Akademii Górniczo-Hutniczej profesora Jerzego Lisa w organizacji publicznej dyskusji w zakresie transformacji energetycznej, bo w dużej mierze tymi zagadnieniami zajmuje się nasza Uczelnia. Już po raz trzeci organizowany jest Kongres Energetyki Rozproszonej (KER). Trzy dniowa impreza otwarta gdzie można usłyszeć różne punkty widzenia w jakim kierunku polska energetyka powinna pójść, jakie inicjatywy legislacyjne powinny być podjęte oraz na co mogą liczyć polskie samorządy. W ramach KER, jeden dzień poświęcony jest na Konferencję Naukową Energetyki Rozproszonej (KNER). Niezwykle intensywny dzień w którym zorganizowano 10 sesji tematycznych obejmujących tematykę badań prowadzoną przez 9 wydziałów AGH. W chwili pisania tych słów zgłoszono prawie 70 artykułów z jedenastu Uczelni z Polski oraz firm i organizacji.

Mam nadzieję, że konferencja przyniesie liczne korzyści poprzez wymianę myśli twórczej, inspiracji i nowych kontaktów przyczyniających się do dalszych owocnych badań.

dr hab. inż. Ryszard Klempka, prof. AGH
Przewodniczący Komitetu Sterującego KNER'25
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Ramowy program Konferencji Naukowej Energetyki Rozproszonej 2025

8:00-9:00	parter rejestracja Uczestników				
9:00 - 10:30	sala 1.38 Inauguracja KNER'2025 Sesja plenarna				
10:30-11:00	przerwa kawowa				
11:00 - 12:30	sala 1.19 Informatyka wspiera transformację energetyczną	sala 1.20 Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych: opłacalność i ryzyko	sala 1.38 Geotermia oraz podziemne magazynowanie energii i ciepła		parter <

Konferencja odbywa się w budynku D-17 (Wydział Informatyki, ul. Kawiora 21)

1. Organizatorzy

	Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie Rektor: prof. dr hab. inż. Jerzy Lis
	Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej Dziekan: dr hab. inż. Edyta Kucharska, prof. Uczelni
	Wydział Energetyki i Paliw Dziekan: prof. dr hab. Monika Motak
	Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Dziekan: prof. dr hab. Ewa Kmiecik
	Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji Dziekan: prof. dr hab. inż. Sławomir Gruszczyński
	Wydział Informatyki Dziekan: prof. dr hab. inż. Marek Kisiel-Dorohinicki
	Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami Dziekan: dr hab. inż. Arkadiusz Kustra, prof. Uczelni
	Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki Dziekan: dr hab. inż. Jarosław Konieczny, prof. Uczelni
	Wydział Matematyki Stosowanej Dziekan: dr hab. Jerzy Stochel, prof. Uczelni
	Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu Dziekan: prof. dr hab. inż. Mariusz Łaciak

1.1. Komitet Sterujący

Przewodniczący dr hab. inż. Ryszard Klempka , prof. AGH	Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
dr hab. inż. Ewa Adamiec , prof. AGH	Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska
dr inż. Jerzy Dzieża	Wydział Matematyki Stosowanej
dr inż. Jacek Kołodziej	Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji
dr Sławomir Kopeć	Wydział Informatyki
dr hab. inż. Paweł Madejski , prof. AGH	Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki
dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa , prof. AGH	Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
prof. dr hab. inż. Barbara Tora	Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami
dr hab. inż. Artur Wyrwa , prof. AGH	Wydział Energetyki i Paliw

1.2. Komitet Organizacyjny

Przewodniczący dr inż. Paweł Dybowski	Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
dr inż. Jerzy Dzieża	Wydział Matematyki Stosowanej
dr inż. Katarzyna Faryj	Wydział Informatyki
dr inż. Grzegorz Hayduk	Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej
dr hab. inż. Michał Kaczmarczyk , prof. AGH	Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska
dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa , prof. AGH	Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
mgr inż. Maciej Skiba	Wydział Energetyki i Paliw
dr hab. inż. Barbara Swatowska , prof. AGH	Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji
dr inż. Jacek Stępień	Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji
dr inż. Krzysztof Szczotka	Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki
dr hab. inż. Adam Szurlej , prof. AGH	Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
dr inż. Wiktor Filipek	Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami

1.3. Komitet Naukowy

Przewodniczący

prof. dr hab. inż. **Zbigniew Hanzelka** – Akademia Górniczo – Hutnicza
dr hab. inż. **Marian Banaś**, prof. AGH – Akademia Górniczo – Hutnicza
dr hab. inż. **Andrzej Bień**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Andrzej Cichoń** – Politechnika Opolska
dr inż. **Krzysztof Chmielowiec** – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Maciej Chorowski** – Politechnika Wrocławska
dr hab. inż. **Magdalena Dudek**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż. **Mateusz Dutka** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż. **Jerzy Dzieża** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Mariusz Filipowicz**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż. **Grzegorz Hołdyński** – Politechnika Białostocka
dr hab. inż. **Ernest Jamro**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Wojciech Jarzyna** – Politechnika Lubelska
prof. dr hab. inż. **Jan Kiciński** – Instytut Maszyn Przepływowych PAN
dr inż. **Jacek Kołodziej** – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. Dr.-Ing. **Przemysław Komarnicki** – Hochschule Magdeburg-Stendal
dr hab. inż. **Alina Kowalczyk-Juśko**, prof. UP – Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
prof. dr hab. inż. **Zbigniew Lubośny** – Politechnika Gdańska
dr hab. inż. **Paweł Madejski**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Konstanty Marszałek**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Stanisław Nagy** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Wiesław Nowak**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Wojciech Nowak** – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Józef Paska** – Narodowe Centrum Badań Jądrowych
prof. dr hab. inż. **Stanisław Piróg** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Maksymilian Przygodzki**, prof. Uczelni – PSE Innowacje
dr hab. inż. **Mariusz Ruszel**, prof. PR – Politechnika Rzeszowska
prof. dr hab. inż. **Tomasz Sikorski** – Politechnika Wrocławska
prof. dr hab. inż. **Waldemar Skomudek** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Anna Sowiżdżał**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Ryszard Sroka**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż. **Jacek Stępień** – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Maciej Sułowicz** – Politechnika Krakowska
prof. dr hab. inż. **Wojciech Suwała** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Barbara Swatowska**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Tomasz Śliwa**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr inż. **Janusz Teneta** – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Stanisław Tokarski**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Barbara Tora** – Akademia Górniczo-Hutnicza
prof. dr hab. inż. **Jerzy Warecki** – Politechnika Lwowska
prof. dr hab. inż. **Irena Wasiak** – Politechnika Łódzka
dr hab. inż. **Cezary Worek**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Artur Wyrwa**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza
dr hab. inż. **Paweł Zydroń**, prof. AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza

2. Sesja plenarna



Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Rektor: Prof. dr hab. inż. **Jerzy Lis**

Komitety Sterujący: dr hab. inż. **Ryszard Klempka**, prof. AGH
Komitet Organizacyjny: dr inż. **Paweł Dybowski**
Chairman: dr hab. inż. **Ryszard Klempka**, prof. AGH

Rola wodoru w transformacji energetycznej Polski

Mało kto wie, że Polska produkuje około miliona ton wodoru rocznie, co daje nam trzecie miejsce w Europie i siódme na świecie. Wodór ten jest niezbędny głównie w przemyśle petrochemicznym oraz do produkcji nawozów azotowych. Obecnie cały ten wodór wytwarzany jest w procesie parowego reformingu metanu. W tym celu wykorzystuje się 15 – 20% krajowego zużycia gazu ziemnego, który w 75% pochodzi z importu. Trzeba dodać, że wytwarzanie tego wodoru łączy się z wielką emisją dwutlenku węgla i już niedługo wymienione gałęzie przemysłu będą objęte systemem opłat ETS, co drastycznie wpłynie na utratę ich konkurencyjności. Aby tego uniknąć, konieczne jest wytwarzanie czystego wodoru z odnawialnych źródeł energii lub sekwestracja CO₂ pod ziemią (metoda CCS).

Również w sektorze transportu czekają nas duże zmiany, bowiem od 2035 roku nie będzie można rejestrować nowych pojazdów o napędzie spalinowym. Pozostają więc tylko dwie opcje: napęd elektryczny lub wodorowy, przy czym w obu przypadkach energia powinna pochodzić z odnawialnych źródeł lub z elektrowni jądrowych. O ile można dyskutować, który napęd w samochodach osobowych będzie lepszy, o tyle w transporcie ciężarowym (TIR-y, lokomotywy), w napędzie statków, czy samolotów wodór i paliwa pochodne zapewne zdobędą dużą przewagę.

Szczególnie dużą rolę może pełnić wodór w sektorze energetycznym. Jest to przecież paliwo o zdecydowanie największej wartości opałowej, ale też najbardziej uniwersalny nośnik energii elektrycznej, mechanicznej i ciepła. Może on w przyszłości z powodzeniem zastąpić gaz ziemny we wszystkich tych zastosowaniach. W szczególności wodór może stanowić niezwykle ważny składnik rozproszonych systemów energetycznych opartych na wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych, takich jak spółdzielnie energetyczne czy klastry energii. Wodór, w przeciwieństwie do magazynów złożonych z baterii i akumulatorów, może być magazynowany długoterminowo i używany wtedy, gdy moc czystych źródeł energii nie jest wystarczająca. Jego wytwarzanie przez elektrolizę wody może odbywać się nie tylko wtedy, gdy źródła OZE produkują energię elektryczną w nadmiarze i część jej jest marnowana przez brak dostępu do krajowych sieci, ale system powinien być tak zaprojektowany, aby np. 20% energii z OZE była przeznaczana na produkcję wodoru.

Obecnie wytwarzanie czystego wodoru jest drogie, ale podobnie jak to miało miejsce z rozwojem elektrowni wiatrowych czy fotowoltaiki, postęp techniczny i zwiększanie skali produkcji będą powodowały obniżanie jego ceny. W minionych 5 – 7 latach 60 państw ogłosiło strategię wodorową, przeznaczając na to wielkie środki finansowe. Oznacza to, że za 10 – 15 lat wodór stanie się ważnym składnikiem transformacji energetycznej w skali świata, a także w naszym kraju. Dobrze, że zarówno AGH, jak i szereg innych polskich uczelni i instytutów naukowych już teraz intensywnie pracują nad technologiami wodorowymi, wpisując się w ten trend światowy, który jest nie do zatrzymania.

Wodór w rozwoju rozproszonych systemów energetycznych – współczesne rozwiązania i wyzwania

Obecnie w świecie można zaobserwować wzrost zainteresowania rozwojem technologii wodorowych w wielu obszarach działalności człowieka. Wodór postrzegany jest jako ważny element w transformacji sektora paliwo-energetycznego, dekarbonizacji przemysłu, czy rozwoju zrównoważonego ekologicznego transportu lądowego, powietrznego czy morskiego.

Jednym z kierunków zwiększenia udziału źródeł energii odnawialnych w produkcji energii elektrycznej i ciepła jest wykorzystanie wodoru jako magazynu i nośnika energii. Wykorzystanie nadmiarowej produkcji energii elektrycznej do produkcji wodoru metodą elektrolizy w różnej skali to klasyczny przykład podstawowej integracji obu technologii w świecie. Kolejne możliwości to rozwój zintegrowanych poligeneracyjnych systemów energetycznych pozwalających na elastyczną dystrybucję energii elektrycznej, wykorzystanie wodoru do zasilania silników spalinowych, turbin gazowych czy ogniw paliwowych. Omawiane poligeneracyjne systemy wyposażone są w jednostki do produkcji nie tylko ciepła ale i chłodu. Komponentami tych systemów są również układy do magazynowania energii.

Rozproszone wytwarzanie energii elektrycznej i wodoru to czynniki gwarantujące rozwój przyjaznych dla ludzi i środowiska nowej gamy paliw gazowych, ciekłych w tym paliw przeznaczonych dla lotnictwa, transportu ciężkiego czy morskiego. Obecnie bardzo dużo uwagi poświęca się rozproszonej produkcji amoniaku.

Hybrydowe elektrochemiczne źródła energii z wykorzystaniem ogniw paliwowych są coraz częściej stosowane do budowy rozproszonych jednostek napędowych dla platform jezdnych, latających, pływających. Wariantowość wykonania połączeń elektrycznych i synergii źródeł zasilania zwiększa nie tylko czas pracy jednostki ale także jej niezawodność, i czas życia. Trudno w rozwoju energetyki rozproszonej nie wspomnieć o rozwiązaniach w zakresie źródeł zasilania z wykorzystaniem OZE i wodoru dedykowanych dla służb specjalnych (wojsko, straż i medycyna) a także dla zastosowań interwencyjnych.

Zastosowania wodoru w energetyce rozproszonej są wspierane nowymi osiągnięciami z zakresu inżynierii materiałowej, modelowania i technologii cyfrowych, logistyki i ekonomii pozwalających na długoterminową prognozę zasadności proponowanych rozwiązań.

Pomimo licznych znaczących osiągnięć w zakresie implementacji technologii wodorowych w zastosowaniach rozproszonych, wciąż pozostają pytania i problemy do rozwiązania dotyczące nie tylko sfery ekonomicznej łańcucha wodorowego, ale także efektywności technicznej, jakości dostaw energii elektrycznej, rozwoju nowych urządzeń energoelektronicznych, szerszego wykorzystania surowców wtórnych czy też problemów natury legislacyjnej.

3. Jakość i efektywne użytkowanie energii elektrycznej oraz odzyskiwanie energii z otoczenia (energy harvesting)



Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej

Dziekan: dr hab. inż. **Edyta Kucharska**, prof. AGH

Komitety Sterujący: dr hab. inż. **Ryszard Klempka**, prof. AGH

Komitety Organizacyjne: dr inż. **Paweł Dybowski**

Chairman: dr hab. inż. **Ryszard Sroka**, prof. AGH

Jednym z bardzo istotnych i szybko rozwijających się obszarów w zakresie energetyki rozproszonej jest szeroko pojęta elektroenergetyka. Jej znaczenie wynika z kierunków rozwoju współczesnych społeczeństw, w których wykorzystanie energii elektrycznej jest kluczowe i na obecnym etapie trudno wyobrazić sobie brak lub znaczące przerwy w jej dostawach. Aby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii oraz skrócić odległości na jakie jest ona przesyłana, a tym samym ograniczyć straty, ograniczyć korzystanie z zasobów paliw kopalnych, wzmocnić ekologiczny aspekt wytwarzania energii i przesunąć miejsca wytwarzania jak najbliżej odbiorców, wyzwaniem staje się energetyka (i elektroenergetyka) rozproszona oraz tzw. mikrosieci, które można bilansować lokalnie. Dlatego wszelkie zagadnienia z nią związane są przedmiotem intensywnych badań, wdrożeń i innowacji oraz wymiany doświadczeń. Zakres tematyczny związany z elektroenergetyką rozproszoną jest bardzo szeroki i obejmuje źródła oraz technologie wytwarzania energii elektrycznej, jej przesyłu, magazynowania, przetwarzania w inne formy energii i sterowania całym tym procesem zgodnie z właściwie opracowanymi wskaźnikami jakości sterowania. Aby proces sterowania był efektywny, niezbędne są systemy pomiarowe zdolne do pozyskiwania odpowiednio dokładnych informacji, wyposażone w poprawnie dobrane i optymalnie rozmieszczone czujniki oraz w algorytmy przetwarzania danych. Problemy energetyki rozproszonej można rozpatrywać zarówno w skali makro (energetyka zawodowa), jak i w skali mikro – np. systemy *harvesting energy* zwykle przeznaczone do odzyskiwania energii odpadowej i zasilania bardzo małych odbiorników (np. rozproszone systemy pomiarowe). Wszystkie wspomniane wyżej zagadnienia będą przedmiotem prezentacji i dyskusji w czasie III Konferencji Naukowej Energetyki Rozproszonej.

dr hab. inż. Ryszard Sroka, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Propozycja wskaźnika zdolności przyłączeniowej miejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono szczegółową analizę zdolności przyłączeniowej (ZPS) miejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia (nN) z liniami kablowymi. Celem opracowania była identyfikacja kluczowych czynników wpływających na możliwość przyłączania rozproszonych źródeł energii (RZE) oraz zaproponowanie wskaźnika pozwalającego na szybkie szacowanie tej zdolności w określonych punktach sieci. Prace zostały przeprowadzone w ramach projektu „Obserwatorium Transformacji Energetycznej” (OTE), a metodologia obejmowała analizę statystyczną rzeczywistych danych sieciowych oraz symulacje komputerowe na modelu sieci elektroenergetycznej.

Abstract. The paper presents a detailed analysis of the hosting capacity (NHC) of municipal low-voltage (LV) electric power networks with cable lines. The aim of the study was to identify key factors influencing the possibility of connecting distributed energy sources (DES) and to propose an indicator allowing for quick estimation of this capacity at specific points in the network. The work was carried out as part of the Energy Transformation Observatory (OTE) project, and the methodology included statistical analysis of actual network data and computer simulations on an electric power network model.

Słowa kluczowe: zdolność przyłączeniowa sieci (ZPS), rozproszone źródła energii (RZE), wskaźnik zdolności przyłączeniowej, miejskie sieci elektroenergetyczne nN, linie kablowe nN.

Keywords: network hosting capacity (NHC), distributed energy resources (DER), hosting capacity factor, urban low-voltage electric power networks, low-voltage cable lines.

Wstęp

Transformacja energetyczna, zachodząca na naszych oczach, powoduje zmiany w funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznych, szczególnie spowodowane popularyzacją rozproszonych źródeł energii (RZE). W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny wzrost liczby mikroinstalacji, głównie fotowoltaicznych, przyłączanych do sieci nn. Na koniec 2024 roku liczba mikroinstalacji przekroczyła 1,54 mln, a łączna moc zainstalowana osiągnęła 12,75 GW [1]. Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia (nN) stanowią w tym kontekście fundamentalny element infrastruktury dystrybucyjnej. Tendencja ta, związana z prosumencką energetyką odnawialną, w najbliższych latach prawdopodobnie będzie się utrzymywać, co stawia przed operatorami sieci dystrybucyjnych (OSD) nowe wyzwania zarówno techniczne, jak i organizacyjne. Kluczowym z nich jest zapewnienie bezpiecznej pracy sieci przy jednoczesnym umożliwieniu przyłączania kolejnych źródeł. Jednym z podstawowych ograniczeń jest zdolność przyłączeniowa sieci (ZPS), rozumiana jako maksymalna dopuszczalna moc źródła, która może zostać przyłączona w danym punkcie bez naruszenia dopuszczalnych parametrów pracy – przede wszystkim poziomu napięcia. W związku z powyższym, konieczne jest opracowanie metody oceny zdolności przyłączeniowej, która byłaby z jednej strony dokładna i uwzględniała kluczowe parametry sieci, a z drugiej wystarczająco prosta do zastosowania w codziennej praktyce OSD.

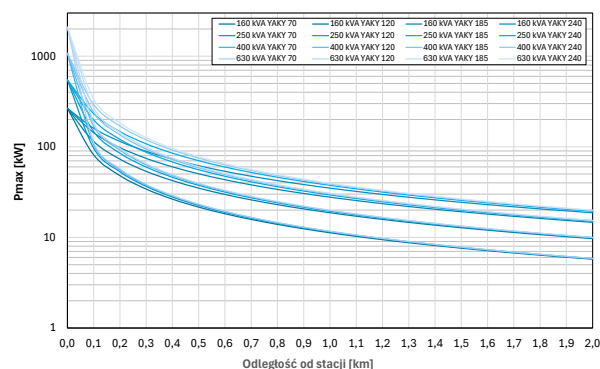
Analiza zdolności przyłączeniowej przykładowej sieci elektroenergetycznej nn

Pierwszym etapem było scharakteryzowanie typowych komponentów miejskich sieci nn. Wykorzystano zbiór danych dotyczących 895 stacji transformatorowych SN/nN z wybranej aglomeracji w województwie podlaskim. Analiza obejmowała takie parametry jak: moc znamionowa, straty obciążeniowe (ΔP_{Cu}), napięcie zwarcia ($\Delta U_{Z\%}$) oraz udział poszczególnych przekrojów linii kablowych. Stwierdzono znaczną rozpiętość parametrów w ramach jednej mocy transformatora, co wynikało z różnorodności producentów, technologii wykonania oraz wieku urządzeń.

W drugim etapie skonstruowano model symulacyjny przykładowej sieci miejskiej niskiego napięcia z liniami wykonanymi przy wykorzystaniu kabli elektroenergetycznych. Model komputerowy wykonany w środowisku DIGSILENT PowerFactory 2025 składał się ze stacji transformatorowej SN/nN, z której zasilana była linia kablowa o długości 2 km, z równomiernie rozmieszczonymi odbiorcami (co 100 m). W obliczeniach prowadzonych na modelu uwzględniono 4 moce transformatorów (160, 250, 400, 630 kVA) oraz 4 przekroje żył kabli typu YAKY (70, 120, 185, 240 mm²), co dało w sumie 16 wariantów. W każdym z wariantów wykonano obliczenia mocy zwarcia S_k i kąta impedancji $tg\phi_k$ w punktach sieci.

Następnie, wykorzystując klasyczne równania przyrostu napięcia [2], określono dla każdego punktu sieci maksymalną możliwą do przyłączenia moc źródła (P_{max}), przy założeniu pracy źródeł ze współczynnikiem mocy $\cos\phi = 1$. Analiza wykazała, że w pobliżu stacji decydującym czynnikiem ograniczającym moc przyłączeniową jest moc transformatora, natomiast przy większej odległości (pow. 500 m) dominującą rolę odgrywa przekrój żył kabli, co pokazano na rysunku 1.

Dla każdego wariantu wykonano również analizę przyrostu mocy maksymalnej ΔP_{max} względem konfiguracji bazowej W01 (moc transformatora 160 kVA, przekrój żył 70 mm²). Wykazano, że zastosowanie większych mocy transformatorów i przekrojów żył kabli może zwiększyć ZPS nawet 7-8-krotnie. Jednak wpływ zwiększania mocy transformatora jest istotny jedynie do odległości około 200-300 m od stacji, natomiast wpływ przekroju przewodów zaczyna dominować przy większych odległościach powyżej 400-500 m. Wyniki analizy przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 1. Wartości maksymalnej mocy źródła P_{max} w funkcji odległości od stacji SN/nN dla wszystkich wariantów pracy

Dalszą część pracy poświęcono opracowaniu wskaźnika zdolności przyłączeniowej sieci P_{ZPS} , który jest uproszczoną zależnością matematyczną pozwalającą oszacować dopuszczalną moc źródła na podstawie podstawowych parametrów sieci, takich jak moc transformatora S_T , przekrój żył kabli s , odległość punktu przyłączenia od stacji l :

$$P_{ZPS} = \frac{14 \cdot \Delta U_{max} \cdot S_T^2 \cdot s}{0,08725 \cdot S_T \cdot s + 0,55 \cdot s + l \cdot S_T^2} \quad (1)$$

gdzie: ΔU_{max} – maksymalna dopuszczalna bezwzględna zmiana napięcia powodowana pracą źródła [V], S_T – moc znamionowa transformatora SN/nN [kVA], s – przekrój przewodów linii nN [mm²], l – odległość miejsca przyłączenia źródła od stacji transformatorowej [km].

Wyniki analizy wartości błędów aproksymacji mocy przyłączeniowej pokazały, że przyjęta uproszczona zależność nie wystarczająco dokładna. Błędy te sięgały maksymalnie do 32% dla wartości średnich oraz do 60% dla wartości skrajnych (minimalnych lub maksymalnych), szczególnie na szynach stacji zasilającej. W odpowiedzi na to wprowadzono współczynnik korekcyjny σ zależny od mocy transformatora. Współczynnik ten został wyznaczony eksperymentalnie na podstawie analizy statystycznej, a następnie opisany funkcją kwadratową $\sigma = f(S_T)$. Modyfikacja formuły wskaźnika P_{ZPS} przez wprowadzenie zależności σ , pozwoliła uzyskać znacznie mniejsze błędy przybliżenia – poniżej 6,8% dla wartości średnich (rys. 3) i nie więcej niż 29,3% dla parametrów skrajnych. Tak dobrany wskaźnik może być użytecznym narzędziem do wstępnej oceny możliwości przyłączeniowych, szczególnie w warunkach braku pełnych danych technicznych. Po modyfikacji zależność przyjmie postać:

$$P_{ZPS} = \frac{14 \cdot \Delta U_{max}}{\frac{0,55}{S_T^2} + \frac{0,1174}{S_T} + 2 \cdot 10^{-7} \cdot S_T - 2 \cdot 10^{-4} + \frac{l}{s}} \quad (2)$$

Powyższy wskaźnik opiera się wyłącznie na warunku dopuszczalnej zmiany napięcia (ΔU_{max}) i nie uwzględnia obciążalności prądowej transformatora oraz żył kabli elektroenergetycznych. Jak pokazała analiza wartości maksymalnej mocy przyłączeniowej P_{max} (rys. 1) niektóre wartości przekraczają zarówno moc maksymalną transformatora, jak i obciążalność długotrwałą przewodów linii (szczególnie w pobliżu stacji transformatorowej). Zatem zależność opisującą wskaźnik P_{ZPS} (zależność 2) należy uzupełnić o warunki obciążalności tych urządzeń. Po modyfikacji, maksymalna moc przyłączeniowa musi spełniać jednocześnie trzy warunki, co można opisać zależnością:

$$\begin{cases} P_{ZPS} \leq \frac{14 \cdot \Delta U_{max}}{\frac{0,55}{S_T^2} + \frac{0,1174}{S_T} + 2 \cdot 10^{-7} \cdot S_T - 2 \cdot 10^{-4} + \frac{l}{s}} \\ P_{ZPS} \leq S_T \\ P_{ZPS} \leq \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_z \end{cases} \quad (3)$$

gdzie: I_z – prąd obciążalności długotrwałe przewodów linii nN [A].

Podsumowanie

W obecnych warunkach struktury systemu elektroenergetycznego, coraz większego znaczenia nabiera rozwijanie narzędzi analitycznych, które wspomagają operatorów systemów dystrybucyjnych w ocenie wniosków o przyłączenia. Wskaźnik P_{ZPS} może być stosowany do szybkiej preselekcji wniosków, a jego wdrożenie w systemach informatycznych OSD mogłoby znacząco przyspieszyć proces analizy technicznej. Wskaźnik ten może być użyteczny także dla prosumentów oraz klastrów i spółdzielni energetycznych przy planowaniu rozwoju infrastruktury technicznej polegającej na przyłączaniu nowych źródeł i magazynów energii. W dalszych etapach planowane jest rozszerzenie metodyki o dodatkowe czynniki: obecność magazynów energii, generację mocy biernej, zmianę przełączników zaczepów transformatora oraz różne topologie sieci (magistralna, promieniowa, pętlowa).

Wyniki badań przedstawione w artykule prowadzone były w ramach projektu „Obserwatorium Transformacji Energetycznej” (OTE) finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Gospostrateg IX.

Autorzy

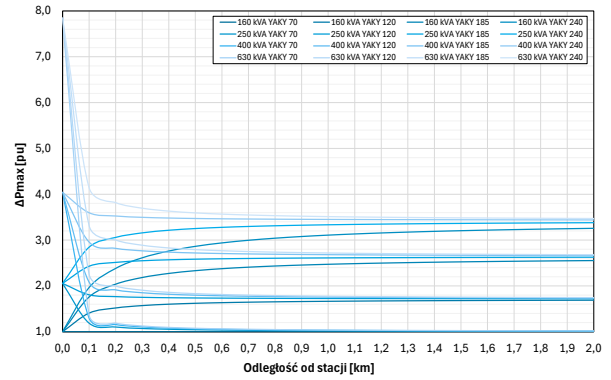
dr inż. Grzegorz Holdyński, Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, Katedra Elektrotechniki, Ergoelektroniki i Elektroenergetyki, ul. Wiejska 45D, 15-351 Białystok, e-mail: g.holdynski@pb.edu.pl;

dr hab. inż. Zbigniew Skibko, prof. PB, Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, Katedra Elektrotechniki, Ergoelektroniki i Elektroenergetyki, ul. Wiejska 45D, 15-351 Białystok, e-mail: z.skibko@pb.edu.pl;

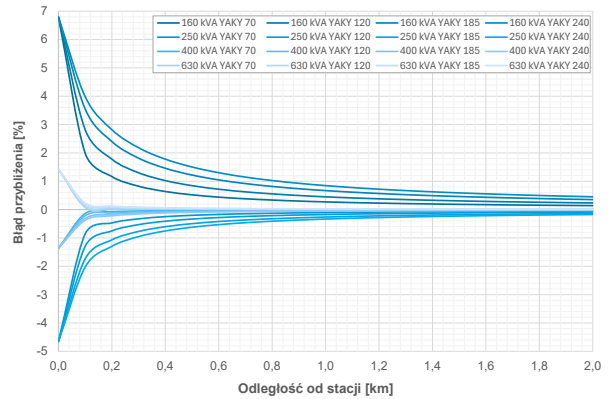
dr inż. Andrzej Firlit, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Ergoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: afirlit@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Urząd Regulacji Energetyki: Energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacjach (w tym przez prosumentów) i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2024 r. Warszawa, marzec 2025.
- [2] Lubośny Z.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.



Rys. 2. Wartości przyrostu maksymalnej mocy źródła ΔP_{max} względem wariantu W01 w funkcji odległości od stacji SN/nN



Rys. 3. Wartości procentowego błędu przybliżenia wskaźnika P_{ZPS} dla średnich wartości parametrów znamionowych transformatorów

Optimalizacja rozmieszczenia czujników pola w celu estymacji napięć fazowych sieci średniego lub wysokiego napięcia

Krótki opis. Artykuł prezentuje metodę optymalnego doboru położenia czujników pola pod linią średniego lub wysokiego napięcia, w celu estymacji napięć fazowych linii na podstawie danych z czujników. Zastosowano optymalizację współczynnika uwarunkowania macierzy pojemności systemu pomiarowego, wykorzystując algorytm genetyczny. Przeprowadzono symulację dla trzech różnych geometrii linii, potwierdzając stosowalność metody.

Brief description. The paper presents a method for an optimal selection of sensor locations under a medium- or high-voltage line, for estimation of line voltages based on sensor data. Optimization of a condition number of a system equation matrix was used. Genetic algorithm was employed for this purpose. Simulations for three different line geometries confirmed applicability of the method.

Słowa kluczowe: pomiar, napięcie, pole elektryczne, optymalizacja.

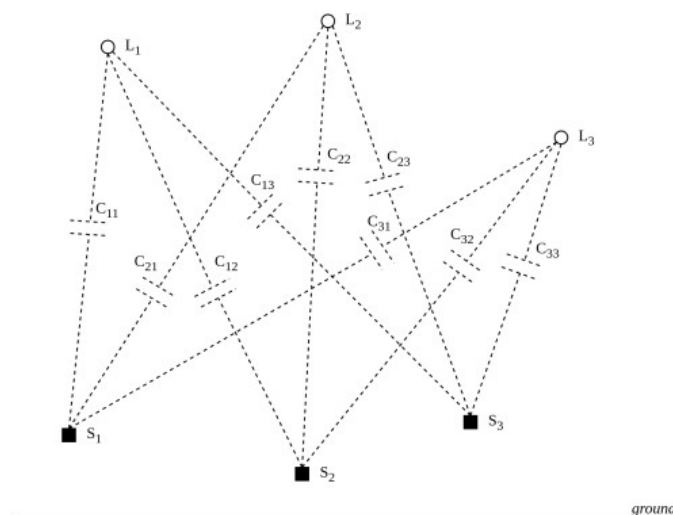
Keywords: measurement, voltage, electric field, optimization.

Wstęp

Napięcie jest jedną z podstawowych wielkości mierzonych w systemach elektroenergetycznych. Przyrządy do przetwarzania napięć średnich i wysokich są złożone i kosztowne. Ogranicza to wybór miejsc prowadzenia pomiarów do nielicznych punktów, zwykle rozdzielni. W przypadku rozproszonej generacji tak niewielka liczba punktów pomiaru może okazać się niewystarczająca. W związku z tym podejmuje się badania mające na celu uproszczenie metod pomiaru średnich i wysokich napięć. Jednym z kierunków jest zastosowanie danych z czujników pola elektrycznego rozmieszczonych pod linią do odtworzenia sygnałów napięć fazowych. Podstawowe kierunki badań dotyczą metody odtwarzania wartości chwilowej napięcia lub jego innych wybranych parametrów [1][2][3][4] oraz konstrukcji czujników [5]. Jak dotychczas niewiele uwagi poświęcono kwestii sposobu rozmieszczenia czujników pod linią. Najczęściej czujniki rozmieszcza się bezpośrednio pod przewodami linii lub w regularnych odstępach. Należy wątpić w optymalność takiego podejścia, i zapytać o optymalne rozmieszczenie czujników i sposób jego wyznaczenia. W tym referacie zaproponowano metodę doboru lokalizacji czujników przez optymalizację uwarunkowania numerycznego równania używanego do odtworzenia napięcia. Do optymalizacji wykorzystany został algorytm genetyczny. Przeprowadzono symulacje w oparciu o rzeczywiste rozmieszczenia przewodów linii na słupach, pokazując stosowalność metody w rzeczywistym systemie.

System bezkontaktowego pomiaru napięcia

Omawiany system pomiarowy składa się z Y czujników umieszczonych pod linią składającą się z X przewodów. Zakłada się, że pomiędzy każdą parą przewód-czujnik występuje czysto pojemnościowe sprzężenie. Koncepcję systemu ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Koncepcja systemu pomiarowego do estymacji napięć przewodów linii L z wykorzystaniem czujników potencjału pola elektrycznego S .

Zadaniem systemu jest estymacja napięć fazowych wyłącznie na podstawie danych z czujników. W związku z tym konieczne było poczynienie pewnych założeń. Najistotniejsze z nich dotyczą wykorzystania czujników potencjału pola elektrycznego wykorzystujących wzmacniacz ładunkowy, co spowoduje działanie czujników do przetwarzania na napięcie łącznego prądu upływu z przewodów linii do elektrody czujnika. Tym samym konieczne stało się założenie, że wszystkie czujniki są identycznej konstrukcji oraz, że system pracuje w polu bliskim. Ostatnie założenie jest spełnione dla częstotliwości poniżej 10 MHz, co jest łatwe do spełnienia w systemach energetycznych.

Przy powyższych założeniach można dla pojedynczego czujnika zapisać następujące równanie prądu wejściowego czujnika i_{sy} :

$$i_{sy} = \sum_{x=1}^X C_{xy} \frac{du_x}{dt} \quad (1)$$

gdzie X – liczba przewodów, u_x – napięcie fazowe przewodu x , C_{xy} – pojemność między czujnikiem y a przewodem x

Powyższe równanie można przekształcić do postaci macierzowej obejmującej wszystkie czujniki:

$$\mathbf{I}_s = \mathbf{C} \mathbf{U}' \quad (2)$$

gdzie $\mathbf{C}$ – macierz pojemności C_{xy} , $\mathbf{I}_s$ – wektor prądów i_{sy} , $\mathbf{U}$ – wektor napięć u_x

Tym samym w celu wyznaczenia napięć należy odwrócić równanie (2):

$$\mathbf{U}' = \mathbf{C}^{-1} \mathbf{I}_s \quad (3)$$

Teoretycznie równanie (3) pozwala odtworzyć napięcia wyłącznie na podstawie danych z czujników. W praktyce konieczne jest też uwzględnienie zmian macierzy $\mathbf{C}$ wynikających ze zmian geometrii linii. Nie będzie to jednak częścią dalszych rozważań. Przedstawiona zostanie natomiast metoda optymalnego rozmieszczenia czujników przy wyjściowym położeniu przewodów.

Zagadnienie optymalizacji

Jednym ze źródeł niepewności jest uwarunkowanie numeryczne równania (3). Jako metrykę można wykorzystać współczynnik uwarunkowania macierzy $\mathbf{C}$. Wartości pojemności w tej macierzy zależą od przekrojów przewodów, ukształtowania elektrod czujników oraz odległości między czujnikami a przewodami. Pierwsze dwa parametry są stałe, co oznacza, że można w zamian zoptymalizować uwarunkowanie macierzy odległości $\mathbf{L}$, od której $\mathbf{C}$ zależy w sposób ciągły i monotoniczny. Tym samym zagadnienie optymalizacji polega na minimalizacji współczynnika $R(\mathbf{L})$:

$$R(\mathbf{L}) = \frac{1}{|\mathbf{L}| |\mathbf{L}^{-1}|} \quad (4)$$

Ze względu na różnorodność danych wejściowych (rozmieszczeń przewodów) należy zastosować optymalizację numeryczną. Ponieważ można oczekiwać występowania licznych minimów lokalnych, do optymalizacji wybrano algorytm genetyczny [6]. Algorytmy tego rodzaju oferują odporność na minima lokalne oraz nieciągłości, kosztem zwiększonego czasu obliczeń.

Zastosowano pakiet Matlab *genetic algorithm*. Większość nastaw algorytmu genetycznego pozostawiono domyślne, zmieniając następujące: rozmiar populacji wyniósł 1000, zastosowano losowe równomierne rozmieszczenie populacji początkowej, wybrano metodę krzyżowania *scattered* oraz zastosowano tolerancję ograniczeń na poziomie 10^{-12} . Wartości te dobrano na podstawie wstępnych, skróconych optymalizacji testowych. Podczas docelowych symulacji każdą optymalizację powtórzono 2000 razy, wybierając najlepszy wynik. Miało to na celu ograniczenie losowości wyników, występującej nawet przy optymalnych nastawach algorytmu.

Symulacje

Jako dane wejściowe symulacji wykorzystano rozmieszczenia przewodów pobrane z katalogu producenta słupów wysokiego napięcia. Użyto trzech geometrii linii jednorowej: płaską, pionową i trójkątną. Położenie przewodów można zaobserwować na rysunkach prezentujących wyniki optymalizacji, na których są one zaznaczone okręgami. Wprowadzono też ograniczenia optymalizacji, wynikające z uwarunkowań technicznych i formalnych oraz bezpieczeństwa stosowania systemu. Przyjęto trzy ograniczenia: odległości od przewodów powyżej 2 m, odległości od osi linii od -20 m do 20 m oraz wysokości nad gruntem od 0 do X_m . Optymalizację przeprowadzono dla dwóch różnych X_m , wynoszących 0,1 m oraz 1 m.

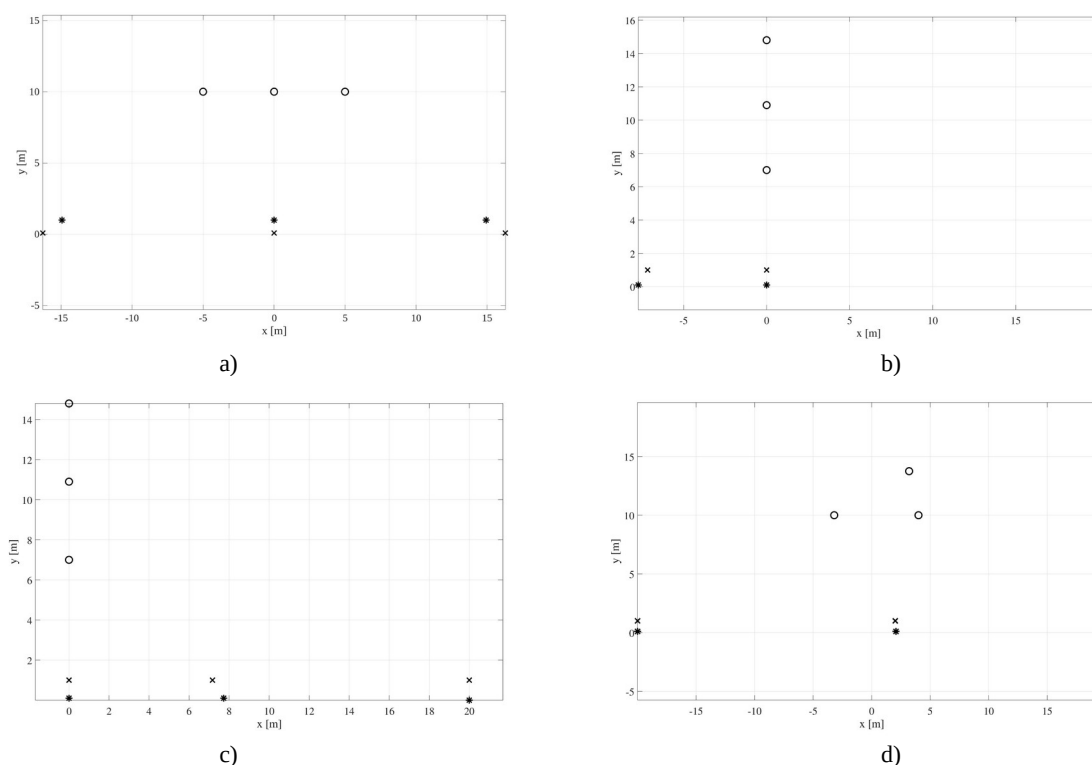
Optymalne położenia czujników są przedstawione na rysunku 2. Z kolei tabela 1 zestawia wartości odwrotnego współczynnika uwarunkowania. Skorzystanie z odwrotnego współczynnika do prezentacji wyników wynika z jego czytelności – współczynnik ten przyjmuje wartość 0 dla macierzy osobliwej i 1 dla idealnego uwarunkowania.

Tabela 1. Znalezione optymalne wartości współczynnika $R(\mathbf{L})$

X_m	Układ płaski	Układ pionowy	Układ trójkątny
0,1 m	0,0046	0,000823	0,0066
1 m	0,0056	0,00107	0,0075

Uzyskane wyniki pozwalają na wyciągnięcie kilku wniosków:

- najlepsza z punktu widzenia rozmieszczenia czujników geometria linii to układ trójkątny, jednak wiele zależy od wysokości przewodów nad ziemią.
- Optymalne położenia czujników nie są bezpośrednio pod przewodami, pomimo że jest to układ który prawdopodobnie instynktownie przyjąłaby osoba instalująca czujniki.
- Jak oczekiwano, przybliżenie czujników do przewodów poprawia uwarunkowanie. Należy jednak pamiętać, że czujniki omawianej konstrukcji wprowadzają znaczące zaburzenie pola elektrycznego, co może spowodować pogorszenie jakości pomiaru.
- Ogólne wartości odwrotnego współczynnika uwarunkowania są bardzo niskie, czyli zagadnienie jest źle uwarunkowane nawet w najlepszych przypadkach.



Rys.2. Znalezione optymalne rozmieszczenia czujników dla obydwu wartości X_m . a – układ poziomy linii; b, c – różne rozwiązania dla układu pionowego; d – układ trójkątny. Osie x i y rysunków są symetryczne.

Podsumowanie

W referacie przedstawiona została metoda wyznaczania optymalnego rozmieszczenia czujników pola elektrycznego pod linią średniego lub wysokiego napięcia, w celu estymacji napięć fazowych linii. Zaproponowana metoda wykorzystuje algorytm genetyczny do optymalizacji współczynnika uwarunkowania macierzy odległości czujników od przewodów. Uzyskane wyniki pokazują, że metoda może być z powodzeniem stosowana do wyboru położenia czujników. Dalsze prace badawcze powinny się skoncentrować na automatyzacji odtworzenia położenia przewodów oraz osłabieniu poczynionych założeń. Może to zostać osiągnięte np. przez wykorzystanie wektorowych czujników pola.

Artykuł opracowany w trakcie realizacji projektu „Obserwatorium Transformacji Energetycznej jako instrument wspierania społeczno-gospodarczego rozwoju Polski (OTE)” współfinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG. (Umowa nr GOSPOSTRATEG9/000D/2022 z dnia 27/06/2023).

Autorzy

dr hab. inż. Andrzej Bień, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: abien@agh.edu.pl;

dr inż. Szymon Barcentewicz, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: barcent@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Andrzej Wetula, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Metrologii i Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: wetula@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Gerrard C. et al. *Measurements of power system voltages using remote electric field monitoring*. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution 145 (1998), pp. 217-224
- [2] Wu L. et al. *On-site voltage measurement with capacitive sensors on high voltage systems*. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, June 2011, pp. 1-6, DOI: 10.1109/PTC.2011.6019197
- [3] Borkowski D., Bień A., Wetula A. *Contactless Measurement of Substation Busbars Voltages and Waveforms Reconstruction Using Electric Field Sensors and Artificial Neural Network*. IEEE Transactions on Smart Grid 6.1 (may 2015), pp. 1560-1569. DOI: 10.1109/TSG.2014.2363294
- [4] Chen K., Yang X., Xu W. *Contactless Voltage Distortion Measurement Using Electric Field Sensors*. IEEE Transactions on Smart Grid 9.6 (nov. 2018), pp. 5643-5652. DOI: 10.1109/TSG.2017.2693272
- [5] Chen K., Guo Y., Ma X. *Contactless voltage sensor for overhead transmission lines*. IET Generation, Transmission and Distribution Jan. 2018. DOI: 10.1049/iet-gtd.2017.1181
- [6] Goldberg, David E. *Genetic Algorithms in Search, Optimisation & Machine Learning*. Addison-Wesley, 1989.

Agregowany wskaźnik zapadów napięcia

Krótki opis. Artykuł przedstawia koncepcję agregowanego węzłowego wskaźnika zapadów napięcia wzorem stosowanych w polskiej elektroenergetyce w licznikach zdalnego odczytu wskaźników W1-4. Proponowany wskaźnik jest rozwinięciem tej koncepcji. Ma służyć określeniu warunków zasilania w danym węźle odbiorczym/dostawczym energii elektrycznej w dłuższym okresie. Umożliwia porównywanie warunków zasilania między różnymi węzłami sieci elektroenergetycznej.

Brief description. The paper presents the concept of an aggregated nodal voltage dip indicator based on the W1-4 indicators used in remote reading meters in the Polish power system. The proposed indicator is an extension of this concept. It is intended to determine the power supply conditions in a given electricity consuming/supply node in a longer period of time. At the same time, it allows for comparing power supply conditions between different nodes of the power grid.

Słowa kluczowe: jakość dostawy energii, zapad napięcia, agregacja, charakterystyka CBEMA/SEMI.

Keywords: power quality, voltage dip, aggregation, CBEMA/SEMI characteristics.

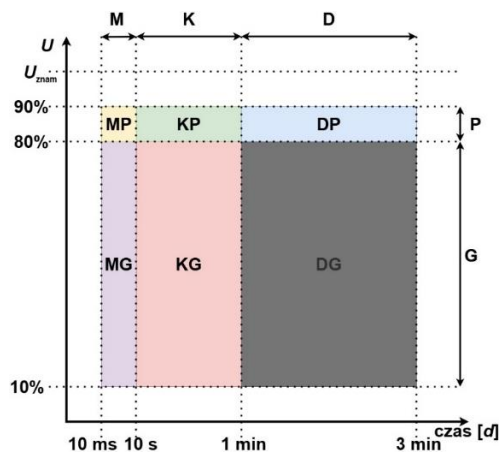
Wstęp

Zapady napięcia należą do tej kategorii zaburzeń elektromagnetycznych występujących w sieciach zasilających, które wywołują najbardziej kosztowne skutki ekonomiczne, szczególnie w środowisku przemysłowym. Rozproszone źródła energii mogą być zarówno sprawcą tego zaburzenia, jak i mogą doświadczać kosztownych skutków jego obecności.

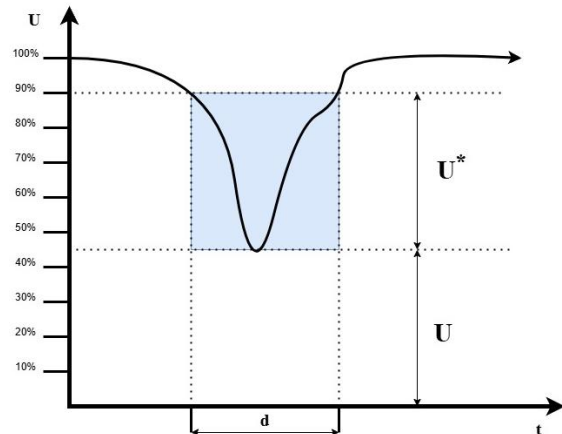
Koncepcja wskaźnika

Prezentowana praca przedstawia koncepcję agregowanego punktowego wskaźnika zapadów napięcia wzorem stosowanych w polskiej elektroenergetyce wskaźników W1 (wolne zmiany napięcia), W2 (odkształcenie napięcia); W3 (asymetria napięcia) i W4 (wahania napięcia) [2]. Ta koncepcja miar liczbowych wskaźników jakości napięcia została wdrożona do stosowania w licznikach bilansowych zdalnego odczytu (LZO) [4]. Wskaźniki te umożliwiają przeprowadzenie analizy porównawczej pomiędzy wyróżnionymi elementami krajowego systemu elektroenergetycznego tzn. pomiędzy rejonami w ramach jednego operatora, pomiędzy różnymi operatorami oraz pomiędzy oddziałami w ramach sieci wyróżnionego operatora. Proponowany wskaźnik zapadów napięcia (dalej oznaczony jako W5) jest rozwinięciem tej koncepcji. Wskaźnik ma służyć określeniu warunków zasilania w danym punkcie odbioru/dostawy energii elektrycznej w dłuższym okresie. Jednocześnie umożliwia porównywanie warunków zasilania między różnymi węzłami sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo pozwoli odpowiedzieć na pytanie, w których węzłach sieci zapady napięcia są najbardziej uciążliwe dla odbiorców/dostawców energii.

Podstawą proponowanego wskaźnika są tradycyjne miary liczbowe zapadu: czas trwania oraz napięcie resztkowe/amplituda zapadu. Na potrzeby pracy czas trwania zapadu napięcia został wydłużony do 3 minut, czyli tyle, ile w polskiej legislacji przyjęto jako wartość graniczną krótkich przerw w zasilaniu. Dla potrzeb przeprowadzonych rozważań wygenerowano losowo 240 zapadów: 40 zapadów bardzo krótkich i płytkich (MP), 40 zapadów bardzo krótkich i głębokich (MG), 40 zapadów krótkich i płytkich (KP), 40 zapadów krótkich i głębokich (KG), 40 zapadów długich i płytkich (DP) oraz 40 zapadów długich i głębokich (DG) (rys. 1) [1].



Rys. 1. Graficzne przedstawienie kategorii zapadów stosowanych w testach wskaźnika W5



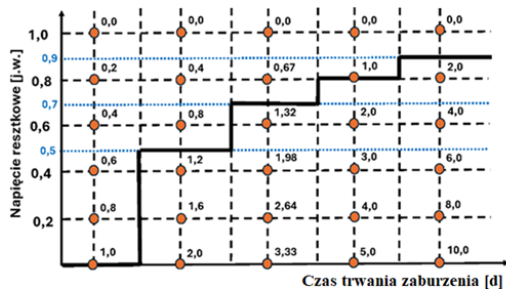
Rys. 2. Prostokątna aproksymacja zapadu

Wskaźnik opisujący zapady (W5) wyliczano na podstawie odpornościowych charakterystyk referencyjnych: SEMI i CBMA [3] lub pola powierzchni prostokąta stanowiącego aproksymację zapadu (rys. 2). Każdy zapad opisany jest współczynnikiem ważenia S_z zależnym od czasu trwania (d) i napięcia resztkowego zaburzenia (U):

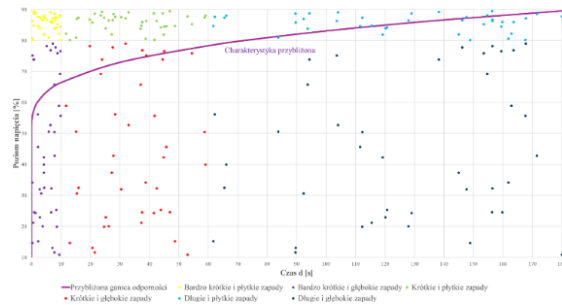
$$S_z = \frac{1 - U}{1 - U_{ref}(d)}$$

U_{ref} jest to wartość resztkowa napięcia o czasie d odczytaną z charakterystyki referencyjnej. Wartość zagregowana W_5 wyznaczana jest jako suma współczynników wagowych wszystkich zapadów, które wystąpiły w danym węźle sieci w rozważanym czasie. Im większa wartość wskaźnika W_5 tym większe prawdopodobieństwo wystąpienia negatywnych skutków zapadów.

Zdecydowaną zaletą metody wykorzystującej charakterystykę referencyjną SEMI jest prostota obliczeń (rys. 3). Z wykresu odczytuje się wartość referencyjną zależną od czasu trwania zapadu. Wykorzystując pięć formuł sprawdzających przedziały czasowe można zautomatyzować badanie wartości wskaźnika W_5 . Wadą jest natomiast taka sama wartość wskaźnika dla zapadów różniących się niekiedy znacznie czasem trwania d (rys. 4).



Rys. 3. Graficzne przedstawienie charakterystyki SEMI



Rys. 4. Zbiór badanych zapadów na tle aproksymacji charakterystyki CBMA

W alternatywnej metodzie wskaźnik W_5 jest obliczany na podstawie o charakterystyki referencyjnej CBMA. Na potrzeby pracy jej przebieg został opisany analitycznie zaproponowaną funkcją aproksymującą. Zaletą metody wykorzystującej charakterystyką CBMA jest jej dokładność, wadą natomiast złożoność algorytmów przekładająca się na bardzo duże wykorzystanie zasobów obliczeniowych dla jej stosowania.

Trzecia rozważana metoda została oparta o wskaźnik opisujący zapad jako iloczyn wyrażonej w procentach napięcia referencyjnego amplitudy zapadu i czasu trwania d [s] zaburzenia (rys. 2). Zaletą metody jest łatwość wyliczanie wartości wskaźnika, wadą fakt, że pole prostokąta aproksymującego zapad może niekiedy znacząco odbiegać od powierzchni rzeczywistego zaburzenia (rys. 2).

Przeprowadzono analizę porównawczą zaproponowanych metod wyznaczania wskaźnika W_5 oraz badano ich wrażliwość na zmiany amplitud i czasu trwania zapadów. Rozważono skutki zastosowania proponowanej koncepcji w licznikach zdalnego odczytu związane z ich ograniczeniem technicznym, jakim jest brak rozróżniania zapadów poniżej pewnej wartości progowej napięcia zasilającego licznik. Poniżej tej wartości licznik ulega wyłączeniu. Wartości amplitud zapadów napięć nie będą wówczas rejestrowane. Rozwinięciem tej metody była próba wprowadzenia wskaźnika bezwymiarowego.

Wnioski

Analizy przeprowadzone w ramach pracy mogą zostać wykorzystane do określenia uciążliwości zapadów w różnych obszarach sieci elektroenergetycznej. Wyniki pracy pozwalają na implementację zaproponowanego wskaźnika do prowadzenia analiz wyników otrzymywanych z liczników zdalnego odczytu.

Autorzy

inż. Piotr Gajeccki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: piter.gajeccki@gmail.com;

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: hanzel@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Gajeccki P.: Agregowany wskaźnik oceny jakości dostawy energii w systemach generacji rozproszonej, praca dyplomowa, AGH Kraków 2025.
- [2] Hanzelka Z.: Jakość dostawy energii elektrycznej – zaburzenia wartości skutecznej napięcia, Wydawnictwa AGH Kraków 2009.
- [3] <https://voltage-disturbance.com/voltage-quality/itic-curve/>
- [4] Wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej dla bezpośrednich 1-fazowych i 3-fazowych oraz półpośrednich granicznych liczników AMI, https://dap-static.infor.pl/dap/000/625/739/DZU_2022-0788_zal3.pdf (dostęp: 23.06.2025)

Praca wykonana w ramach projektu pt. Obserwatorium Transformacji Energetycznej jako instrument wspierania społeczno-gospodarczego rozwoju Polski (OTE) współfinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.

Analiza przypadku – praca bateryjnego systemu magazynowania energii elektrycznej przyłączonego do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Krótki opis. Artykuł przedstawia wyniki badań bateryjnego systemu magazynowania energii elektrycznej (BSMEE) zainstalowanego w wiejskiej sieci niskiego napięcia, charakteryzującej się znacznym udziałem prosumentów i niską mocą zwarciovą w punkcie przyłączenia. System został wykorzystany jako urządzenie wspomagające operatora sieci dystrybucyjnej (OSD), pełniąc funkcje stabilizacji i symetryzacji napięcia poprzez sterowanie mocą czynną i bierną. Analizowano jego wpływ na jakość dostawy energii elektrycznej w wybranych punktach sieci. Wyniki potwierdzają możliwość efektywnego wykorzystania BSMEE jako narzędzia do poprawy parametrów jakościowych bez potrzeby rozbudowy infrastruktury sieci.

Brief description. This paper presents the results of a battery-based electricity storage system (BSMEE) installed in a rural low-voltage network characterised by a high proportion of prosumers and low short-circuit power at the connection point. The system was used as a support device for the distribution network operator (DSO), performing voltage stabilisation and symmetrisation functions by controlling active and reactive power. Its effects on power quality at selected points on the network were analysed. The results confirm the possibility of effectively using the BSMEE as a tool to improve power quality parameters without the need for grid infrastructure development.

Słowa kluczowe: baterijny system magazynowania energii elektrycznej, jakość dostawy energii elektrycznej, odnawialne źródła energii (OZE), sieć dystrybucyjna niskiego napięcia.

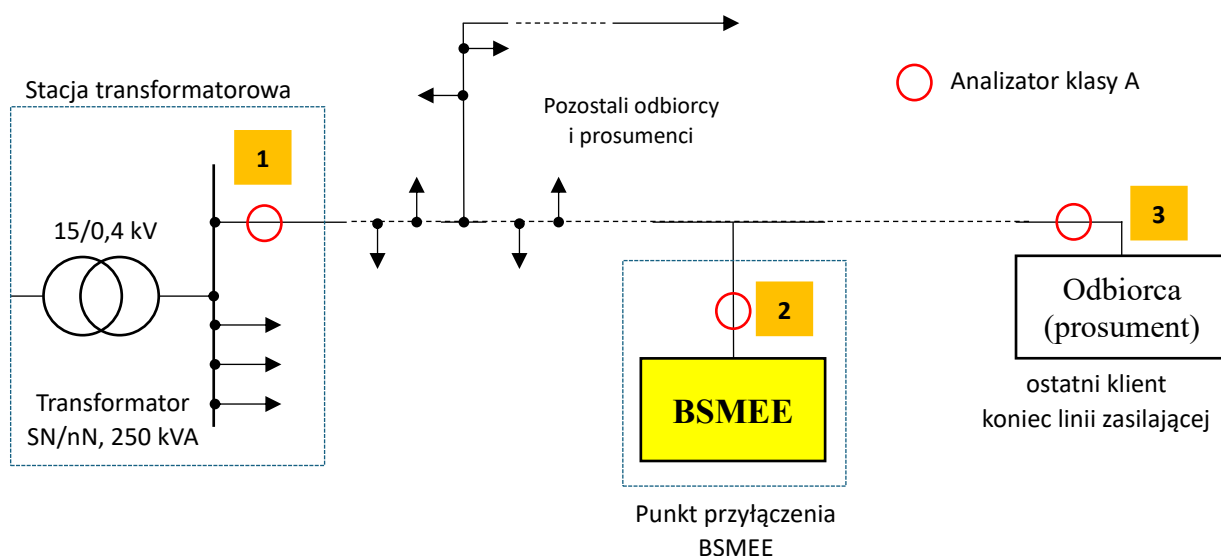
Keywords: battery energy storage system (BESS), power quality, renewable energy sources, low voltage distribution network.

Wstęp

W artykule przedstawiono wyniki badań oraz testów przeprowadzonych dla bateryjnego systemu magazynowania energii elektrycznej (BSMEE), który został przyłączony do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia w końcowym fragmencie linii zasilającej. System, o mocy 60 kVA i pojemności 120 kWh, zainstalowano w bezpośrednim sąsiedztwie największego lokalnego odbiorcy energii, będącego jednocześnie prosumentem, posiadającego instalację fotowoltaiczną o mocy 40 kWp. Od dłuższego czasu odbiorca zgłaszał problemy z jakością zasilania, które dotyczyły głównie zbyt niskiego poziomu napięcia w punkcie przyłączenia. Generowana przez instalację PV energia elektryczna jest niemal w całości konsumowana na potrzeby własne odbiorcy.

Badany odcinek wiejskiej sieci nN charakteryzuje się znaczną penetracją źródeł rozproszonych. Ponad 30% odbiorców jest prosumentami. Sieć zlokalizowana jest w górzystym terenie o małej mocy zwarcioviej, będąc przykładem „miękkiej” sieci, w której mogą występować zaburzenia oraz problemy związane z obniżonym poziomem jakości dostawy energii elektrycznej. Stwarza to dogodne warunki do testowania efektów pracy BSMEE.

Celem pracy BSMEE było ograniczenie zakresu zmian napięcia oraz jego symetryzacja, co umożliwia poprawę warunków zasilania bez konieczności kosztownej modernizacji infrastruktury sieciowej. W artykule zaprezentowano wybrane badania i testy ilustrowane przebiegami zarejestrowanymi w sieci przy użyciu analizatorów klasy A (zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30), zainstalowanych w wybranych punktach analizowanego fragmentu sieci dystrybucyjnej. Schemat ideowy badanego odcinka sieci wraz z rozmieszczeniem punktów pomiarowych przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat ideowy analizowanego fragmentu sieci elektroenergetycznej OSD wraz z zaznaczonymi punktami pomiarowymi

W odróżnieniu od typowych magazynów energii instalowanych po stronie odbiorców końcowych, prezentowany BSMEE pełni funkcję aktywnego elementu infrastruktury sieciowej, wspomagającego pracę operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). System działa jako kondycjoner napięcia umożliwiając poprawę warunków zasilania, ogranicza zakres zmian napięć oraz poprawia ich symetrię. Dzięki temu możliwe jest zmniejszenie liczby skarg ze strony klientów OSD – odbiorców energii elektrycznej. BSMEE może być więc traktowany jako narzędzie do zarządzania jakością dostawy energii elektrycznej, stanowiące element nowoczesnego podejścia do elastyczności sieci dystrybucyjnych.

Badaniom i testom podlegały różne konfiguracje BSMEE, m.in.: różne strategie pracy dla mocy czynnej i bierniej, zmiana wartości granicznych dla napięć i stanu naładowania baterii SoC, zmiana wartości współczynników regulatora. Elastyczność konfiguracji systemu pozwoliła na jego dostosowanie do zmiennych warunków pracy sieci i celów regulacyjnych.

W podsumowaniu przedstawiono wpływ pracy BSMEE na jakość napięcia w sieci dystrybucyjnej nN oraz odniesiono stan parametrów napięciowych w czasie pracy magazynu do warunków panujących przy jego wyłączeniu. Działanie BSMEE przyczyniło się do poprawy wskaźników jakości energii elektrycznej w badanym odcinku sieci, zwłaszcza w zakresie ograniczenia asymetrii napięć oraz redukcji zakresu zmian napięć. W konsekwencji uzyskano poprawę warunków zasilania w świetle rozporządzenia systemowego i normy PN-EN 50160.

Wnioski

Wyniki wskazują na potencjał zastosowania rozproszonych zasobów magazynowania energii elektrycznej, jako lokalnych narzędzi wspomagających regulację napięcia zasilającego oraz zwiększających odporność sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia na zaburzenia generowane przez instalacje OZE i odbiorców.

Autorzy

dr inż. Andrzej Firlit, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: afirlit@agh.edu.pl;

mgr inż. Adam Stacherski, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: astacherski@agh.edu.pl

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: hanzel@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Firlit A., Hanzelka Z., Piątek K., Topolski Ł., Wpływ instalacji fotowoltaicznych na jakość dostawy energii elektrycznej, [w:] Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym: jakość dostaw energii elektrycznej: warunki techniczne przyłączenia instalacji PV, red. Z. Hanzelka, K. Piątek, Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN, 2024, s. 206–352, ISBN: 978-83-01-23106-4.
- [2] PN-EN 61000-4-30, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 4-30: Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii, Polski Komitet Normalizacyjny.
- [3] Firlit A., Piątek K., Hanzelka Z., Szaniawski K., Piasecki S., Topolski Ł., Analiza pracy sieci zasilającej OSD po uruchomieniu magazynu energii elektrycznej firmy APATOR w Ochotnicy Dolnej, niepublikowane materiały wewnętrzne, AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza, 2023.
- [4] PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych, Polski Komitet Normalizacyjny, 2010.
- [5] Hołdyński G., Skibko Z., Firlit A., Analiza wpływu różnych czynników na zdolność przyłączeniową sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, [w:] KNER: II Konferencja Naukowa Energetyki Rozproszonej KNER'2024, Kraków, 30 października 2024, s. 35–37, ISBN: 978-83-943772-5-0.
- [6] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zm.
- [7] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2023 poz. 819)

Praca wykonana w ramach projektu pt. Obserwatorium Transformacji Energetycznej jako instrument wspierania społeczno-gospodarczego rozwoju Polski (OTE) współfinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.

Modelowanie rezystancji wewnętrznej baterii litowo-jonowych w temperaturach ujemnych na podstawie zależności fizycznych oraz obserwacji eksperymentalnych

Krótki opis. W pracy przedstawiono porównanie dwóch podejść do modelowania rezystancji DCR (Direct Current Resistance) baterii litowo-jonowych w temperaturach ujemnych: modelu opartego na obserwacjach i zależności fizycznej wykorzystującej równanie Arrheniusa. Modele zostały zaimplementowane w języku Stan z wykorzystaniem metod bayesowskich dla danych z zakresu temperatur od -20°C do +20°C.

Brief description. The paper presents a comparison of two approaches for modeling DCR (Direct Current Resistance) of lithium-ion batteries at sub-zero temperatures: an observation-based model and a physics-based relationship using the Arrhenius equation. Models were implemented in Stan using Bayesian methods for data ranging from -20°C to +20°C.

Słowa kluczowe: baterie litowo-jonowe, modelowanie bayesowskie, temperatura ujemna, rezystancja wewnętrzna DCR.

Keywords: lithium-ion batteries, Bayesian modeling, sub-zero temperature, internal resistance.

Wstęp

Charakterystyka baterii litowo-jonowych w temperaturach ujemnych stanowi kluczowe zagadnienie dla zastosowań w trudnych warunkach klimatycznych. Rezystancja DCR (Direct Current Resistance) jest parametrem determinującym zdolności pracy baterii i ulega znacznym zmianom w funkcji temperatury, stanu naładowania (SOC) oraz prądu rozładowania. Dotychczasowe badania koncentrują się głównie na temperaturach dodatnich, podczas gdy charakterystyka w zakresie 0°C do -20°C nie została jeszcze dostatecznie dobrze zbadana.

Celem pracy jest opracowanie i porównanie dwóch podejść do modelowania DCR: empirycznego modelu obserwacyjnego oraz uproszczonego fizycznego modelu opartego na równaniu Arrheniusa. Do analizy wykorzystano dane eksperymentalne z testów HPPC (Hybrid Pulse Power Characterization) ogniwa Panasonic 18650PF o pojemności 2,9 Ah, przeprowadzonych w komorze termicznej w pięciu punktach temperaturowych.

Metodologia badań

Opracowano dwa modele bayesowskie w języku Stan. Model obserwacyjny wykorzystuje zależności empiryczne z kwadratową i liniową składową temperatury, opierając się na zależności (1) [1]:

$$R(T, SOC) = R_{base}(SOC) * \exp(\alpha(T^2 - T_{base}^2) + \beta(T - T_{base})) \quad (1)$$

gdzie: $R_{base}(SOC)$ to rezystancja bazowa w temperaturze odniesienia zależna od stanu naładowania, α, β – współczynniki zależności względem temperatury, T_{base} – temperatura odniesienia, T – temperatura bieżąca.

Drugi proponowany model opiera się na równaniu Arrheniusa opisującym transport jonów:

$$R(T) = R_{base}(SOC) * \exp\left(\frac{E_a}{R} * \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{base}}\right)\right) \quad (2)$$

gdzie: $\frac{E_a}{R}$ – energia aktywacji reakcji podzielona przez stałą gazową

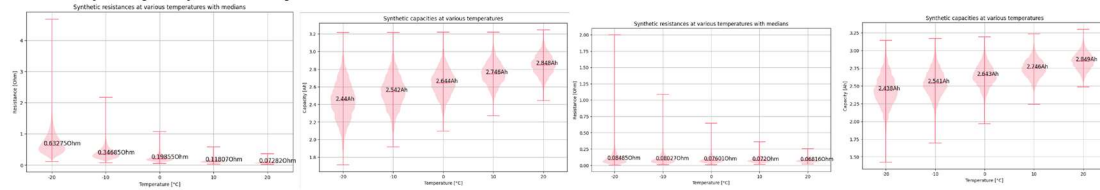
Dla obu modeli zastosowano wstępne założenia oparte na specyfikacjach producenta i literaturze. Model pojemności uwzględnia zależność temperaturową, gdzie $\kappa < 0$ odzwierciedla redukcję pojemności przy niskich temperaturach:

$$C(T) = C_{base} + \kappa(T - T_{base}) \quad (3)$$

gdzie: $C(T)$ – pojemność baterii w danej temperaturze, C_{base} – pojemność baterii w temperaturze odniesienia, κ – współczynnik zmiany pojemności względem temperatury.

Przedstawione wykresy wiolinowe powstały w ramach analizy predykcyjnej priorów (prior predictive check), przeprowadzonej przed dopasowaniem modelu do danych rzeczywistych. Proces ten polega na generowaniu syntetycznych obserwacji wyłącznie na podstawie założonych rozkładów a priori, bez wykorzystania informacji z danych eksperymentalnych. Dla każdej temperatury (-20°C, -10°C, 0°C, 10°C, 20°C) wykonano 1000 symulacji Monte Carlo, losując parametry z ich rozkładów priorów, a następnie obliczając wynikające z nich wartości rezystancji DCR_{1s} i pojemności zgodnie ze strukturą modelu. Wykresy wiolinowe wizualizują pełne rozkłady prawdopodobieństwa tych syntetycznych danych, zaznaczono na nich również medianę wartości. Celem tej analizy była walidacja fizycznej poprawności modelu - sprawdzenie, czy przyjęte priory prowadzą do realistycznych przewidywań zachowania baterii, w szczególności czy obserwowany jest oczekiwany wzrost rezystancji i spadek pojemności wraz ze spadkiem temperatury.

Zgodność syntetycznych danych z oczekiwaniami fizycznymi potwierdza odpowiedniość struktury modelu i założeń priorów przed przystąpieniem do estymacji bayesowskiej.

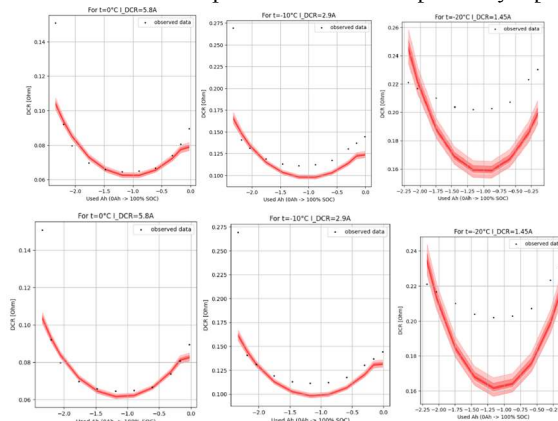


Rysunek 1: Analiza poprawności wstępnych założeń w celu walidacji poprawności fizycznej modeli. Ilustracje po lewej dotyczą modelu obserwacyjnego, po lewej: empirycznego.

Wyniki i analiza

Na rys. 2 przedstawione wykresy ilustrują analizę predykcijną posterior (posterior predictive check), wykonaną po dopasowaniu modelu do danych eksperymentalnych. W tym procesie wykorzystano estymowane rozkłady posterior parametrów modelu do generowania nowych przewidywań rezystancji DCR_{1s} w funkcji stanu naładowania (SOC) dla różnych warunków temperaturowo-prądowych. Dla każdego zestawu warunków (temperatura: 0°C, -10°C, -20°C; prąd rozładowania: 5,8A, 2,9A, 1,45A) wykonano 4000 losowań z rozkładów posterior parametrów. Na ich podstawie przewidywane obliczono krzywe DCR-SOC. Czerwone obszary na wykresach reprezentują rozkłady tych predykcji posteriori. Czarne punkty oznaczają rzeczywiste dane eksperymentalne z testów HPPC.

Analiza kryteriów informacyjnych wykazała statystyczną równoważność modeli. Watanabe-Akaike information criterion (WAIC) dla modelu fizycznego wynosił $107,06 \pm 19,37$, a dla obserwacyjnego $104,65 \pm 19,60$ (różnica $-2,41 \pm 27,56$). Podobne rezultaty uzyskano dla Pareto-Smoothed Importance Sampling (PSIS-LOO), gdzie różnica $-2,38 \pm 27,56$. Oba modele osiągnęły dokładność predykcji z $R^2 > 0,88$. Oba wykazały też ograniczoną skuteczność przy ekstremalnych warunkach: bardzo niskie temperatury (-20°C), niskie prądy (1,45 A) oraz niskie stany naładowania. Analiza residuów wskazała niepełne odwzorowanie praw fizyki przy tych warunkach.



Rysunek 2: Porównanie wyników symulacji z rzeczywistymi obserwacjami dla modelu opartego na obserwacjach (górny rzęd) i modelu opartego na zależności fizycznej (dolny rzęd).

Model obserwacyjny oferuje większą elastyczność dopasowania do danych treningowych poprzez niezależne parametry α i β opisujące efekty temperaturowe. Model fizyczny zapewnia lepszą interpretowalność fizyczną oraz bardziej przewidywalne zachowanie podczas ekstrapolacji poza zakres danych treningowych w zakresie temperatury (poniżej -20°C).

Wnioski

Opracowane modele bayesowskie skutecznie przewidują rezystancję DCR baterii litowo-jonowych w umiarkowanych ujemnych temperaturach (od 0°C do -20°C). Pomimo statystycznej równoważności, model fizyczny jest rekomendowany dla zastosowań badawczych ze względu na lepszą interpretowalność i bardziej wiarygodne zachowanie podczas przewidywań dla zakresu temperatur poniżej zakresu danych treningowych.

Identyfikacja ograniczeń przy ekstremalnych warunkach wskazuje na potrzebę rozszerzenia danych eksperymentalnych o zakres -20°C do -40°C oraz uwzględnienia w modelach zaawansowanych mechanizmów fizycznych dla niskich temperatur i prądów. Przyszłe prace powinny koncentrować się na modelowaniu ograniczeń transportu jonów przy ekstremalnych warunkach.

Autorzy

Inż. Gabriela Bergiel, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: bergiel@student.agh.edu.pl;

Dr inż. Mateusz Daniol, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Metrologii i Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: daniol@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] L. Zheng, J. Zhu, G. Wang, D. D. -C. Lu, P. McLean and T. He, "Experimental analysis and modeling of temperature dependence of lithium-ion battery direct current resistance for power capability prediction," *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Sydney, NSW, Australia, 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICEMS.2017.8056426.
- [2] Kollmeyer P., Panasonic 18650PF Li-ion Battery Data, Mendeley Data, 2018, DOI:10.17632/wykht8y7tg.1.
- [3] Zeng, L.; Hu, Y.; Lu, C.; Pan, G.; Li, M. Arrhenius Equation-Based Model to Predict Lithium-Ions Batteries' Performance. *J. Mar. Sci. Eng.* **2022**, *10*, 1553. <https://doi.org/10.3390/jmse10101553>
- [4] B. Y. Liaw, E. Peter Roth, R. G. Jungst, G. Nagasubramanian, H. L. Case, D. H. Doughty, "Correlation of Arrhenius behaviors in power and capacity fades with cell impedance and heat generation in cylindrical lithium-ion cells". *Journal of Power Sources*, Volumes 119–121, 2003, Pages 874-886, ISSN 0378-7753, [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(03\)00196-4](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(03)00196-4).

Sposoby zapewniania mocy biernej przez moduły parku energii typu B i D wymaganej przez kodeks sieci NC RfG

Krótki opis. W artykule przedstawiono wymagania dotyczące zdolności do zapewniania mocy biernej przez moduły parku energii typu B i D wynikające z kodeksu sieci NC RfG [1] oraz Wymogów Ogólnego Stosowania 2.0 [2]. Przedstawiono trzy techniczne sposoby spełnienia tych wymagań i wskazano na konieczność uwzględniania ich już na etapie opracowywania koncepcji budowy obiektu, aby uniknąć przyszłych ryzyk technicznych i ekonomicznych.

Brief description. The article presents the requirements for the capability to supply reactive power by type B and D Power Park Modules, as defined in the NC RfG network code [1] and the Polish Requirements of General Application 2.0 [2]. It outlines three technical approaches to meet these requirements and highlights the necessity of considering them already at the conceptual design stage of the facility to avoid future technical and economic risks.

Słowa kluczowe: moc bierna, kodeks sieci NC RfG, Wymogi Ogólnego Stosowania 2.0 (WOS 2.0), moduły parku energii (PPM).

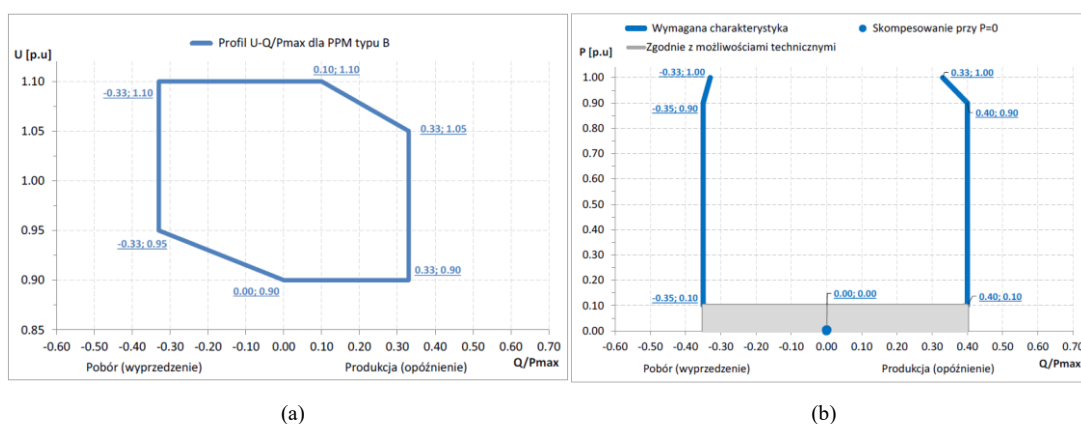
Keywords: reactive power, NC RfG network code, Polish Requirements of General Applications 2.0, Power Park Modules (PPM).

Wstęp

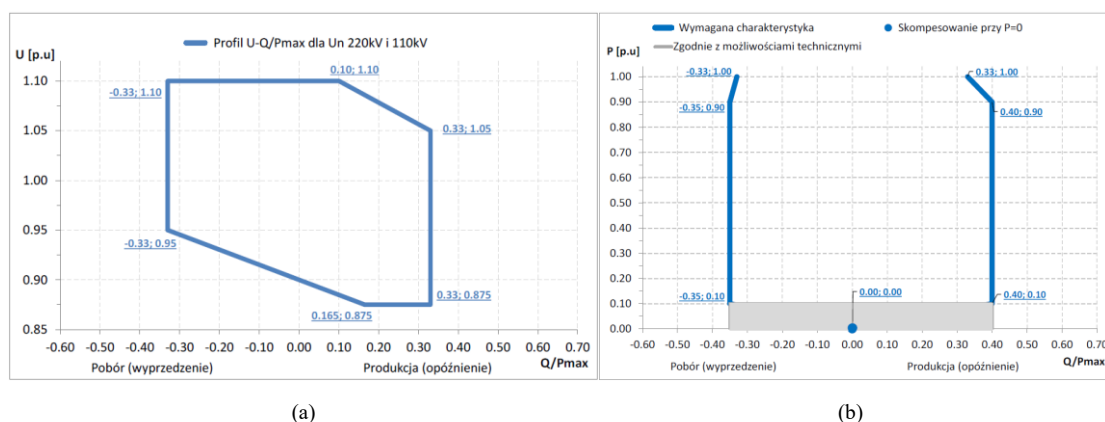
W dniu 15 maja 2025 r. zatwierdzone zostały Wymogi Ogólnego Stosowania (WOS 2.0) [2] wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG) [1], które aktualizują wymagania, m.in. w zakresie zdolności do zapewniania mocy biernej¹ przez moduły parku energii (PPM) typu B i D. Zaktualizowane wymagania będą obowiązywały PPM od 1 grudnia 2025 roku w przypadku:

- wydania warunków przyłączenia po tej dacie,
- przeprowadzenia istotnej modyfikacji lub modernizacji istniejącego obiektu powodującej konieczność zmiany (aktualizacji) przez operatora sieciowego umowy przyłączeniowej po tej dacie.

Wymagane profile $U-Q/P_{\max}$ i $P-Q/P_{\max}$ dla PPM typu B i D przedstawiono na rysunkach 1-2.



Rys. 1. Wymagany profil zdolności do zapewniania mocy biernej: a) $U-Q/P_{\max}$ oraz b) $P-Q/P_{\max}$ dla PPM typu B [2]



Rys. 2. Wymagany profil zdolności do zapewniania mocy biernej: a) $U-Q/P_{\max}$ oraz b) $P-Q/P_{\max}$ dla PPM typu D [2]

¹ Przez zdolność do zapewniania mocy biernej rozumie się zdolność PPM do poboru mocy biernej o charakterze indukcyjnym i pojemnościowym określonej profilami $U-Q/P_{\max}$ oraz $P-Q/P_{\max}$. Używane w nomenklaturze kodeksu sieci NC RfG [1] oraz WOS 2.0 [2] pojęcia: pobór (wyrzedzenie) – oznacza pobór mocy biernej o charakterze indukcyjnym, a produkcja (opóźnienie) – oznacza pobór mocy biernej o charakterze pojemnościowym.

Autorzy zwracają uwagę, że o ile profil $P-Q/P_{\max}$ można łatwo sprawdzić podczas wykonywania testów polowych danego obiektu, o tyle nie jest to możliwe w przypadku profilu $U-Q/P_{\max}$, który można zweryfikować jedynie poprzez analizę symulacyjną, modelując PPM w dedykowanym do tego celu oprogramowaniu, np. *DIgSILENT Power Factory* [3]. WOS 2.0 [2] ani Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) [4] nie precyzują niestety sposobu w jaki ma być potwierdzana niniejsza zdolność, ale można założyć, że operatorzy sieciowi dla PPM typu B będą wymagać przeprowadzania analiz symulacyjnych w zakresie zdolności $U-Q/P_{\max}$ iłączania raportu do wniosku o ostateczne pozwolenia na użytkowanie². Niemniej, nawet jeśli taki sposób potwierdzania tej zdolności zostanie z czasem wypracowany przez operatorów sieciowych, to nadal brakuje wytycznych dla podmiotów eksperckich w zakresie założeń jakie należy przyjmować do analiz, choćby w zakresie regulacji napięcia w sieci wewnętrznej SN (w przypadku PPM typu D) i nN (w przypadku PPM typu B i D) wykorzystując przełącznik zaczeów transformatorów WN/SN i SN/nN, co istotnie przekłada się na zdolność do zapewniania mocy biernej przez falowniki oraz inne źródła mocy biernej przyłączone do sieci danego PPM.

Możliwe sposoby zapewniania wymaganej mocy biernej przez PPM

Wymagana zdolność do zapewniania mocy biernej w punkcie przyłączenia może być zrealizowana przez PPM na trzy sposoby:

1. **Ograniczenie mocy czynnej falowników** – jest to celowe, permanentne zmniejszenie mocy czynnej w celu uzyskania rezerwy mocy pozornej falowników na potrzeby mocy biernej. Wadą tego rozwiązania (w przypadku zastosowania tego sposobu dla istniejącego obiektu) jest niepełne wykorzystanie mocy przyłączeniowej oraz zmniejszenie rocznego uzysku energii ze źródła wytwórczego,
2. **Zastosowanie jednego rodzaju źródła mocy biernej wraz z częściowym ograniczeniem mocy czynnej falowników** – polega na zabudowie, np. baterii kondensatorów, dławika lub układów typu SVG/STATCOM, co częściowo odciąża falowniki z zapewniania mocy biernej, ale nie eliminuje całkowicie potrzeby redukcji mocy czynnej falowników.
3. **Zabudowa dodatkowych źródeł mocy biernej bez ograniczenia mocy czynnej falowników** – polega na zabudowie, np. baterii kondensatorów, dławika lub układów typu SVG/STATCOM, co pozwala zachować pełną moc czynną falowników i zapewnić wymaganą moc bierną.

Niestety, dotychczasowe doświadczenia autorów są takie, że inwestorzy oraz generalni wykonawcy często nie przykładają odpowiedniej uwagi do wymagań w zakresie zdolności do zapewniania mocy biernej i na etapie testów (dla PPM typu B) lub procedury ION (dla PPM typu D) okazuje się, że obiekt nie spełnia wymagań wynikających z profilu $P-Q/P_{\max}$, nie wspominając nawet o profilu $U-Q/P_{\max}$. Dodatkowo, w przypadku wyboru sposobu nr 3 zapewnienia zdolności dla PPM typu D spotyka się sytuacje niepoprawnie dobranego transformatora mocy WN/SN, którego moc pozorna nie pozwala na wyprowadzenie wymaganej mocy biernej z dodatkowego źródła tej mocy przyłączonego po stronie SN obiektu. W konsekwencji wszystko to skutkuje, m.in.:

- przedłużającymi się testami polowymi,
- niedotrzymaniem terminu uzyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie,
- dodatkowymi kosztami ponoszonymi przez generalnych wykonawców,
- karami umownymi ponoszonymi przez generalnych wykonawców za brak realizacji warunków umowy (np. w zakresie osiągnięcia przez obiekt w punkcie przyłączenia mocy przyłączeniowej, osiągnięcia oczekiwanej rocznej produktywności itp.).

Kolejnym aspektem jest brak wykonywania przez generalnych wykonawców analiz w zakresie poziomów przepięć powstających w sieci wewnętrznej PPM w przypadku łączenia baterii kondensatorów³. W zależności, m.in. od mocy baterii kondensatorów i mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia obiektu, przepięcia mogą przekraczać zdolność HVRT (ang. *High Voltage Ride Through*) falowników fotowoltaicznych, co może prowadzić do ich wyłączania się. Zatem dla sposobów nr 2 lub 3 zapewniania zdolności powinno obowiązkowo przeprowadzać się analizę przepięciową, która wskaże poziom powstających przepięć na falownikach oraz zaproponuje rozwiązanie, np. w postaci podziału baterii kondensatorów na kilka sekcji lub konieczności zastosowania wyłączników SN z funkcją „zero-crossing”.

Wnioski

Obserwowany intensywny wzrost przyłączanych PPM (głównie farm fotowoltaicznych) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) skutkuje wzrostem zmienności napięcia w sieciach SN, WN oraz NN. Stanowi to duże wyzwanie w obszarze regulacji napięcia, stąd operatorzy sieciowi cyklicznie aktualizują wymagania w zakresie oczekiwanych zdolności do zapewniania mocy biernej przez moduły wytwarzania energii. Wymagania narzucone modułom parku energii typu B, C oraz D w WOS 2.0 [2] implikują konieczność przeprowadzania przez firmy eksperckie symulacji i testów polowych w celu potwierdzania zdolności określonych profilami $U-Q/P_{\max}$ i $P-Q/P_{\max}$. Doświadczenia autorów pokazują, że analizy w tym zakresie powinny być przeprowadzane już na etapie koncepcji budowy obiektu oraz aktualizowane na późniejszych etapach. Tylko wtedy możliwe jest optymalne zaprojektowanie liczby falowników i dobór rozwiązań, które z jednej strony umożliwią pełne wykorzystanie dostępnej mocy przyłączeniowej, a z drugiej strony zapewnią zgodność z wymaganiami kodeksu sieci NC RfG [1] oraz WOS 2.0 [2]. Wybór konkretnego wariantu powinien być dokonany przez inwestora z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych, technicznych i operacyjnych, tak aby zrealizować inwestycję w sposób efektywny i zgodny z obowiązującymi regulacjami.

Autorzy

dr inż. Łukasz Topolski, EnerSim Sp. z o.o., ul. Armii Krajowej 18, 30-150 Kraków, e-mail: lukasz.topolski@enersim.pl; mgr inż. Paweł Balawender, EnerSim Sp. z o.o., ul. Armii Krajowej 18, 30-150 Kraków, e-mail: pawel.balawender@enersim.pl; Krzysztof Woźny, EnerSim Sp. z o.o., ul. Armii Krajowej 18, 30-150 Kraków, e-mail: krzysztof.wozny@enersim.pl

² Dla PPM typu D potwierdzanie tej zdolności od początku obowiązywania w Polsce kodeksu sieci NC RfG [1] odbywam się na etapie wniosku ION, poprzez przeprowadzanie analiz symulacyjnych.

³ Dotyczy to przypadku zapewnienia zdolności do generacji mocy biernej sposobem nr 2 lub 3.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci, Unia Europejska, Bruksela, 2016.
- [2] Wymogi Ogólnego Stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Warszawa, 2025.
- [3] Strona internetowa firmy DlgSILENT. Środowisko do prowadzenia analiz symulacyjnych, Power Factory. Link: <https://www.digsilent.de/en> [Data uzyskania dostępu: 15.07.2025 r.].
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (tekst jednolity obowiązujący od dnia 14.05.2025 r.), Tauron Dystrybucja S.A., Kraków, 2025.

Grawitacyjny magazyn energii w szybie kopalnianym - opłacalność praktycznej realizacji projektu w Kopalni Bobrek

Krótki opis. Potrzeba racjonalnego wykorzystania infrastruktury zakładów górniczych jest faktem. Obecnie zmienia się podejście do tego typu przedsięwzięć, z uwagi na nowe możliwości techniczne i pionierskie rozwiązania w tej dziedzinie. Grawitacyjny magazyn energii w szybie kopalnianym jest jednym z elementów, które mogą zmienić likwidację kopalń w ich transformację. Dlatego też prowadzone prace badawcze w tym kierunku pozwolą na zachowanie możliwości wykorzystania infrastruktury podziemnej do innych celów niż tylko wydobywanie surowców. Pierwszą kopalnią, w której podczas procesu likwidacji możliwa jest realizacja grawitacyjnych magazynów energii jest Kopalnia Bobrek. Obecnie kopalnia, oprócz części dolowej związanej bezpośrednio z procesem wydobywczym, posiada rozległą infrastrukturę powierzchniową oraz szyby o znacznej głębokości, które mogą zostać wykorzystane jako magazyny energii. Proponowane rozwiązanie, to system magazynowania energii, którego celem jest wykorzystanie jak największej ilości obiektów, maszyn i urządzeń, które są kluczowe w procesie wydobywczym, a można im dodać dodatkowe funkcjonalności po zamknięciu kopalni.

Brief description. The need for rational use of mining infrastructure is a fact. Currently, the approach to this type of undertaking is changing due to new technical possibilities and pioneering solutions in this field. Gravity energy storage in mine shafts is one of the elements that can transform the closure of mines. Therefore, research in this area will make it possible to continue using underground infrastructure for purposes other than raw material extraction. The first mine where gravity energy storage can be implemented during the closure process is the Bobrek Mine. Currently, in addition to the underground part directly related to the mining process, the mine has extensive surface infrastructure and deep shafts that can be used as energy storage facilities. The proposed solution is an energy storage system designed to utilise as many facilities, machines and devices as possible that are crucial to the mining process and can be given additional functions after the mine is closed.

Słowa kluczowe: Grawitacyjny magazyn energii, maszyna wyciągowa, transformacja energetyczna terenów górniczych,

Keywords: Gravity Energy Storage System, Hoisting Machine, Energy Transformation of Mining Areas.

Wstęp

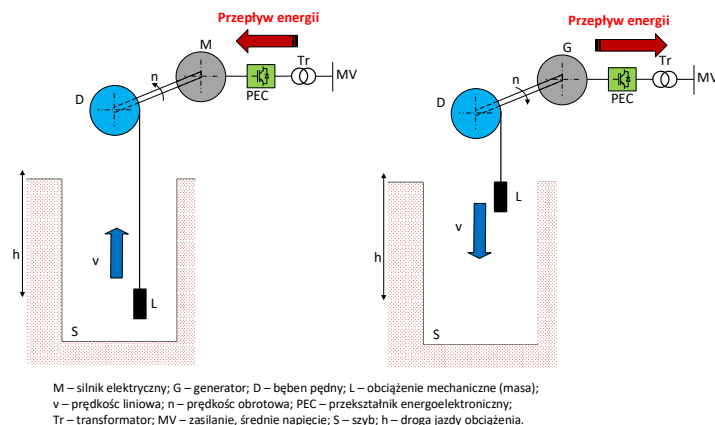
Na przestrzeni ostatnich pięćdziesięciu lat ilość kopalń węgla kamiennego w Polsce zmniejszyła się z 77 do 20. W latach 1991 – 2005 przeprowadzono największą w krajach europejskich likwidację kopalń co spowodowało zmniejszenie ich ilości z 70 w 1996 roku do 36 w 2003 roku, a roczne zdolności wydobywcze, w tym okresie, ograniczono o ok. 100 mln ton. Od 1989r. branża wydobywcza w Polsce znajduje się w permanentnej restrukturyzacji a w ostatnich latach likwidacji. Proces ten prowadzony był w taki sposób, że wznowienie wydobywania w zlikwidowanych zakładach lub wykorzystanie infrastruktury stało się niemożliwe. Dlatego tak ważne jest określenie możliwości zaadaptowania elementów wyposażenia zakładów górniczych do prowadzenia procesów transformacji energetycznej.

Z całej infrastruktury kopalnianej, bardzo cennymi jej elementami są szyby kopalniane. W procesie likwidacji części podziemnej, to one zasypywane są jako ostatnie, a w niektórych przypadkach pozostawia się je w celu technicznej obsługi wyrobisk sąsiednich, funkcjonujących kopalń. W wyniku przeprowadzonej operacji zamykania kopalń zlikwidowano 392 szyby. Szacunkowa wartość odtworzeniowa tej części infrastruktury przekracza 190 mld PLN.

Grawitacyjny magazyn energii

Celem prac jest budowa wysokosprawnego, skalowalnego grawitacyjnego magazynu energii w szybie kopalnianym. Zakładane do osiągnięcia parametry tego magazynu to duża pojemność oraz długi czas ładowania i rozładowania. Rozwiązanie to umożliwi pełne wykorzystanie infrastruktury likwidowanych zakładów górniczych w transformacji energetycznej terenów pokopalnianych, a w szczególności szybów kopalnianych. Najlepszymi rozwiązaniami, jakie pozwolą na zachowanie szybów, są układy magazynowania energii realizowane właśnie w szybach. Obecnie analiza dostępnych rozwiązań nie pozwala na stwierdzenie, że taki układ można zrealizować. Ograniczenia te wynikają z przyczyn ekonomicznych. Wymaga to jednak szczegółowych analiz całej infrastruktury szybowej oraz energetycznej, co jest niezbędne do zapewnienia zasilania w energię elektryczną z punktu widzenia realizacji nowych inwestycji na terenach pokopalnianych.

Energia w grawitacyjnym magazynie jest przechowywana w postaci energii potencjalnej którą ma obciążnik o masie m podniesiony na wysokość h (droga jazdy w szybie). Maszyna wyciągowa zainstalowana w szybie, również jest magazynem energii, a jej przepływ w kierunku sieci zasilającej realizowany jest podczas hamowania naczynia wyciągowego. Oczywiście w tym przypadku, magazynowanie nie ma uzasadnienia ekonomicznego z uwagi na zbyt małe ilości energii magazynowanej. W magazynie grawitacyjnym silnik i układ przekształtników stanowią interfejs pomiędzy układem mechanicznym i siecią zasilającą, a równocześnie są przetwornikiem energii elektrycznej na mechaniczną podczas podnoszenia masy oraz mechanicznej na elektryczną, podczas jej opuszczania. Przepływ energii i oznaczenie sposobu pracy maszyny elektrycznej pokazano na rysunku 1.



Rys. 1 Zasada działania grawitacyjnego magazynu energii.

Prace badawcze prowadzone są w kierunku budowy systemu grawitacyjnego magazynu energii, o czasie działania powyżej 8 h (ładowanie/rozładowanie). Łącznie system będzie spełniał kilka funkcji:

- magazynowanie energii,
- kompensacja mocy biernej (wykorzystane zostaną np. istniejące elementy z układu Leonarda (po uprzedniej analizie opłacalności ich wykorzystania) oraz statyczne baterie kondensatorów – nadążny system kompensacji mocy biernej),
- stabilizacja częstotliwości (przy budowie systemu magazynowania wykorzystujących wiele szybów),
- reakcja na wahania napięcia oraz zapady napięcia.

Nadrzędny system sterowania układem będzie odpowiedzialny za prawidłowe działanie całego systemu w zależności od uwarunkowań zewnętrznych (pogoda, ceny energii, potrzeby wynikające z konsumpcji energii, itp.)

Wnioski

Dla rozpatrywanej lokalizacji przygotowano rozwiązanie grawitacyjnego magazynu energii o pojemności ponad 21 MWh dla jednego szybu. W rachunku ekonomicznym, przeprowadzonym na potrzeby tego projektu założono instalację trzech magazynów, po jednym w każdym szybie. Przy założonym 20 letnim okresie pracy magazynów, uzyskano dodatni wynik ekonomiczny.

Do wykorzystania, w dalszym działaniu szybów z nowymi funkcjonalnościami, potencjalnie pozostaje dodatkowa infrastruktura działająca obecnie:

- rozdzielnice średniego napięcia,
- układy zasilania (przekształtniki energoelektroniczne),
- przetwornice układu Leonarda,
- kompensatory statyczne (baterie kondensatorów),
- kable 6kV (zidentyfikowano wyłożone nowe kable średniego napięcia).

Te dodatkowe elementy stanowią swego rodzaju bonus w działaniach związanych z procesem transformacji kopalni.

Rozszerzenie działań związanych z zagospodarowaniem terenów pokopalnianych pozwoliłoby zbudować system magazynów energii w szybach kopalnianych zlokalizowanych w rejonie Górnego Śląska. Zakładając, że średnia długość szybu wynosi 700m, to instalacja zaproponowanych grawitacyjnych magazynów w 110 szybach (co stanowi tylko część z dostępnych szybów) pozwala uzyskać pojemność systemu na poziomie 2,3 GWh. Dla porównania pojemność dolnego zbiornika w Myszowcach pozwala na pracę elektrowni Solina z pełną mocą w ciągu 5–6 godzin, co oznacza zmagazynowanie energii 1,3 GWh.

Autorzy

dr inż. Tomasz Siostrzonek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: tsios@agh.edu.pl;

mgr Jacek Pytel, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jpytel@agh.edu.pl;

mgr inż. Jakub Wójcik, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jakubwojcik@agh.edu.pl;

dr inż. Mohammad Abu Sarhan, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sarhan@agh.edu.pl;

Rozwój obserwowalności i sterowalności Sieci Dystrybucyjnych SN/nn

Using multi-resonance circuit as a input stage of RF energy harvester

Krótki opis. Pozyskiwanie energii rozpraszanej w wyniku transmisji elektromagnetycznej związanej z choćby z funkcjonowaniem bezprzewodowych systemów komunikacji zyskuje na zainteresowaniu w ostatnich latach. W obszarze układów odzyskiwania energii przenoszonej przez fale elektromagnetyczne prowadzonych jest wiele badań nad topologią i architekturą obwodów. Jednym z kierunków jest wykorzystanie obwodów wielorezonansowych na wejściu układów do zmaksymalizowania ilości energii dostępnej do przetworzenia i zminimalizowania strat jej propagacji w układzie.

Brief description. The harvesting of energy dissipated by electromagnetic transmission associated with, for example, the operation of wireless communication systems has been gaining interest in recent years. In the area of RF energy harvesters, there is a great deal of research into topology and circuit architecture. One considered approach is the use of multi-resonant circuits at the input of circuits to maximise the amount of energy available for conversion and minimise its propagation losses in the circuit.

Słowa kluczowe: promieniowanie elektromagnetyczne, częstotliwości radiowe, odzyskiwanie energii, rezonans, układy wielorezonansowe, układy odzyskiwania energii

Keywords: electromagnetic radiation, RF, energy harvesting, resonance, multi-resonance, harvesters

Introduction

Radio Frequency energy harvesting (RFEH) is a transformative technology that converts ambient electromagnetic energy into usable direct current (DC) power, offering a sustainable alternative to traditional batteries for low-power electronic devices. A typical RFEH system comprises a receiving antenna, an impedance matching network (IMN), and a rectifier circuit. [1] The implementation of multiresonance in the input stage is crucial for efficient energy capture, as ambient RF energy is distributed across various, often unpredictable, frequency bands especially in Wi-Fi, GSM, and Bluetooth communication.[2] By resonating at multiple frequencies, the system can simultaneously capture energy from a broad spectrum of sources, significantly increasing the total harvested power and improving system reliability.

The implementation of multiresonance is fundamental for achieving efficient RF energy harvesting. This necessity arises from the inherent characteristic of ambient RF energy, which is distributed across various, often unpredictable, frequency bands. A harvester designed for a single frequency band would inherently capture only a fraction of the available energy, significantly limiting its practical utility and the consistency of its power supply.

By engineering the input stage to resonate at multiple frequencies, the system gains the ability to simultaneously capture energy from a broad spectrum of diverse sources. This includes widely used bands such as Wi-Fi (2.4 GHz, 5 GHz), GSM (900 MHz, 1.8 GHz), and other Industrial, Scientific, and Medical (ISM) bands. This multi-frequency capability is not merely an enhancement but a core design principle for comprehensive energy capture, as it substantially increases the total harvested power and improves the overall reliability of the system. A common strategy to achieve multi-frequency energy harvesting without significantly expanding the physical footprint of the device is to increase the number of resonance points within the design. The diverse and unpredictable nature of available RF sources makes multiresonance a fundamental requirement for practical, high-efficiency ambient energy capture. If a harvester targets only one frequency, it inherently misses a vast amount of available energy. Therefore, to maximize the "free" energy and achieve a continuous supply, the system must be able to resonate at multiple frequencies, establishing multiresonance as a fundamental design principle rather than an optional feature.

Despite these benefits, challenges persist. Achieving optimal impedance matching across multiple frequency bands is complex due to diode nonlinearity and fluctuating impedance.[3] Efficiency degrades with varying input power levels and frequencies, compounded by the inherent low power density of ambient RF sources.[4] Diode nonlinearity generates unwanted harmonics, and parasitic losses further reduce efficiency.[5]

Multiresonance circuits are indispensable to the input stage of RF energy harvesters, enabling the efficient capture of energy from the diverse and often unpredictable ambient RF spectrum. Significant progress has been made in this field, particularly through the development of innovative antenna designs like metasurface and stacked structures, sophisticated impedance matching networks employing microstrip lines and adaptive configurations, and advanced rectifier architectures utilizing voltage multipliers and high-efficiency CMOS and Schottky diode technologies. These advancements have led to impressive power conversion efficiencies and improved input sensitivities, paving the way for self-sustainable electronic devices.

Authors

mgr inż. Jakub Szut, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Automatyki i Robotyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szut@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Paweł Piątek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Automatyki i Robotyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ppi@agh.edu.pl;

dr inż. Mariusz Pauluk, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Automatyki i Robotyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: mp@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] N. Shariati, W. S. T. Rowe, J. R. Scott, i K. Ghorbani, „Multi-Service Highly Sensitive Rectifier for Enhanced RF Energy Scavenging”, Sci Rep, t. 5, nr 1, maj 2015, doi: 10.1038/srep09655.

- [2] D. Elsheakh, M. Farouk, H. Elsadek, i H. Ghali, „Quad-Band Rectenna for RF Energy Harvesting System”, JEMAA, t. 12, nr 05, s. 57–70, 2020, doi: 10.4236/jemaa.2020.125006.
- [3] R. Pandey, K. Pandey, A. K. Shankhwar, i R. Gupta, „High-Efficiency Multiband Rectifier for RF Energy Harvesting Applications”, Mikrotalasna revija = Microwave Review, t. 30, nr 2, s. 169–174, 2024, doi: 10.18485/mtts_mr.2024.30.2.20.
- [4] X. Liu, M. Li, X. Chen, Y. Zhao, L. Xiao, i Y. Zhang, „A Compact Stacked RF Energy Harvester with Multi-Condition Adaptive Energy Management Circuits”, Micromachines, t. 14, nr 10, s. 1967, paź. 2023, doi: 10.3390/mi14101967.
- [5] M. Odiamenhi, H. Jahanbakhsh Basherlou, C. Hwang See, N. Ojaroudi Parchin, K. Goh, i H. Yu, „Advancements and Challenges in Antenna Design and Rectifying Circuits for Radio Frequency Energy Harvesting”, Sensors, t. 24, nr 21, s. 6804, paź. 2024, doi: 10.3390/s24216804.

Model elektrotermiczny bezradiatorowego układu pozyskiwania odpadowej energii cieplnej z modułem termoelektrycznym

Krótki opis. Publikacja przedstawia model elektrotermiczny układu do pozyskiwania odpadowej energii cieplnej składającego się jedynie z modułu termoelektrycznego TEC1-12706 i źródła ciepła o kontrolowanej temperaturze. W proponowanym rozwiązaniu brak jest radiatora, który w klasycznej metodzie pozyskiwania energii odprowadza ciepło ze strony zimnej modułu Peltiera i zapewnia odpowiedni gradient temperatury. Praca przedstawia wyniki eksperymentów oraz model i symulacje procesu termalizacji chłodnej strony modułu termoelektrycznego w procesie pozyskiwania energii cieplnej.

Brief description. The paper presents an electrothermal model of an energy harvesting system for extracting waste thermal energy. It consists solely of a TEC1-12706 thermoelectric module and a temperature-controlled heat source. The proposed solution lacks a heat sink, which, in the classic thermoelectric energy harvesting method, dissipates heat from the cold side of the Peltier module and provides an appropriate temperature gradient. The paper presents experimental results, as well as a model and simulations of the thermalization process at the cold side of the thermoelectric module during the thermal energy harvesting process.

Słowa kluczowe: bezradiatorowy generator termoelektryczny, pozyskiwanie energii środowiska, energia odpadowa, termalizacja.

Keywords: heatsink-less thermoelectric generator, energy harvesting, waste energy, thermalization.

Wstęp

Publikacja przedstawia wyniki prac prowadzonych nad nową metodą pozyskiwania energii cieplnej, w której pomija się udział radiatora w odprowadzaniu ciepła harwestera energii. Takie rozwiązanie wydaje się pozornie być pozbawione racjonalnego uzasadnienia, ponieważ w wyniku termalizacji – wyrównywania się temperatur obu stron modułu termoelektrycznego – nie prowadzi do powstania odpowiedniego gradientu temperatury i generowania energii elektrycznej. Okazuje się jednak, że przy cyklicznym przemieszczaniu modułu termoelektrycznego pomiędzy źródłem ciepła a otoczeniem, może dojść do znaczącego ograniczenia efektu termalizacji i generowania relatywnie znaczących ilości energii [1]. Zaletą tej metody jest znaczące ograniczenie wymiarów zewnętrznych i masy całego harwestera energii, ponieważ radiator jest elementem, który zasadniczo decyduje o obu konstrukcyjnych parametrach konwertera energii, co ma istotne znaczenie w kontekście miniaturyzacji systemów do pozyskiwania energii, które mają na przykład zasilac układy wearables.

Przedmiotowa publikacja przedstawia rezultaty prac nad eksperymentami, modelowaniem i symulacjami samego efektu termalizacji i procesów przejściowych przy jednym cyklu przemieszczenia modułu termoelektrycznego pomiędzy otoczeniem a źródłem ciepła. Wyniki przeprowadzonych prac i opracowany model elektrotermiczny bezradiatorowego układu pozyskiwania odpadowej energii cieplnej z modułem termoelektrycznym stanowią istotny wkład do dalszych badań nad optymalizacją cyklicznej pracy generatorów termoelektrycznych w celu poprawy efektywności konwersji energii cieplnej i minimalizacji wymiarów harvesterów energii [2].

W klasycznym systemie pozyskiwania energii cieplnej za pomocą modułu termoelektrycznego TEM, moduł jest umieszczony pomiędzy źródłem ciepła o temperaturze T_h oraz radiatorem (Rys. 1a). Radiator odprowadza ciepło do otoczenia i powoduje zmniejszenie rezystancji termicznej po stronie chłodnej TEM. W konsekwencji przyczynia się do powstania istotnego gradientu temperatury ΔT pomiędzy obu stronami modułu termoelektrycznego i wygenerowania napięcia Seebecka U_S (1). Jeżeli wyjście modułu TEM zostanie obciążone rezystancją R_L , wtedy napięcie wyjściowe U_{OUT} wyniesie (2) i wygenerowana moc elektryczna P_L (3) [3-4].

$$U_S = S\Delta T = S(T_h - T_c) \quad (1)$$

$$U_{OUT} = S(T_h - T_c) \frac{R_L}{R_L + R} \quad (2)$$

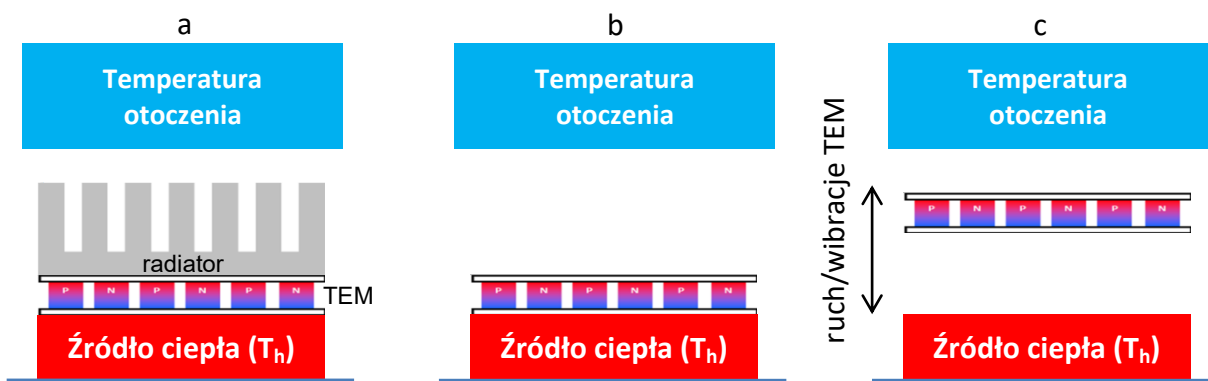
$$P_L = \left[\frac{S(T_h - T_c)}{R_L + R} \right]^2 \cdot R_L, \quad (3)$$

gdzie: T_h – temperatura strony gorącej modułu TEM [K]; T_c – temperatura strony chłodnej TEM [K]; S – współczynnik Seebecka [V/K]; R_L – rezystancja obciążenia [Ω]; R – rezystancja wewnętrzna modułu TEM [Ω].

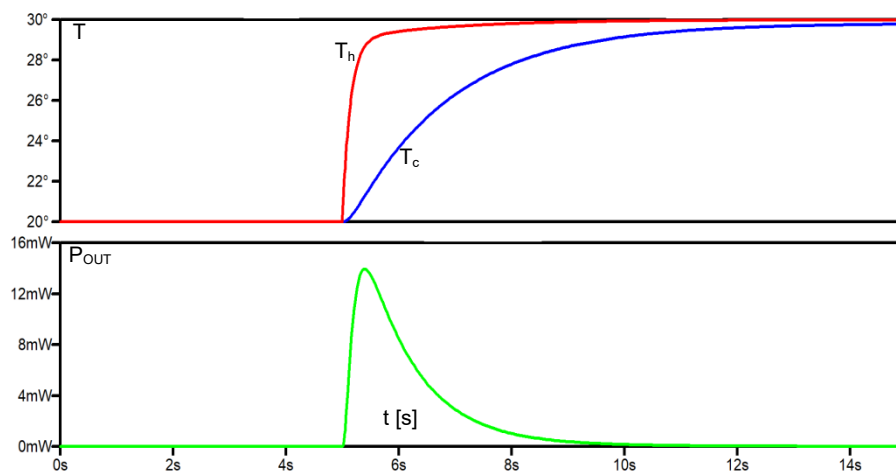
W bezradiatorowym układzie, moduł TEM jest w pierwszej fazie przykładany do źródła ciepła o temperaturze T_h (Rys. 1b), następuje gwałtowny wzrost napięcia wyjściowego oraz generowanej mocy, po czym po kilku sekundach temperatury obu stron modułu dążą do wyrównania się w wyniku efektu termalizacji i zanika generowana moc P_L (Rys. 2). W drugiej fazie moduł TEM jest odsuwany od źródła ciepła do otoczenia i dochodzi do obniżenia jego temperatury (Rys. 1c).

W trakcie realizowanych prac przygotowano stanowisko laboratoryjne z dwoma sterowanymi źródłami energii cieplnej o precyzyjnie regulowanych temperaturach (Rys. 3), które zostało wykorzystane w pierwszej fazie prac do charakteryzowania modułu termoelektrycznego TEC1-12706 w celu opracowania modelu elektrotermicznego zaimplementowanego do symulatora LTSpice, według metodologii opisanej w [5]. Po ekstrakcji parametrów modułu TEM i opracowaniu modelu do symulacji procesów termalizacji (Rys. 4), stanowisko laboratoryjne wykorzystano powtórnie do eksperymentów weryfikujących wyniki symulacji, które okazały się zgodne

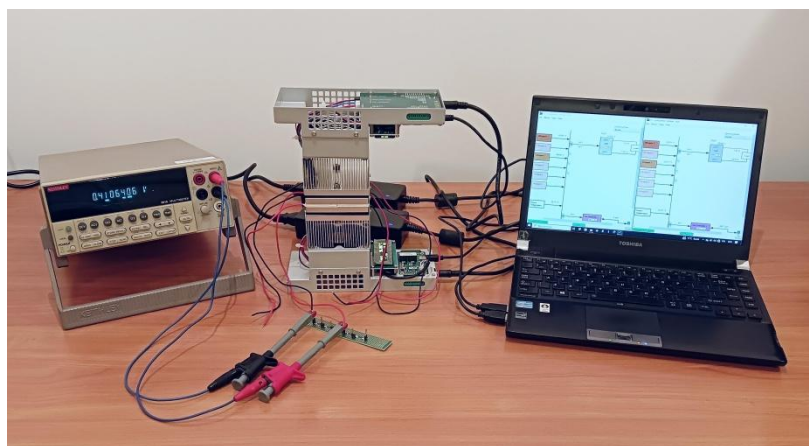
z oczekiwaniami i dobrze odzwierciedlającymi przebieg rzeczywistych procesów w trakcie pozyskiwania energii w bezradiatorowych harwesterach z modułami termoelektrycznymi.



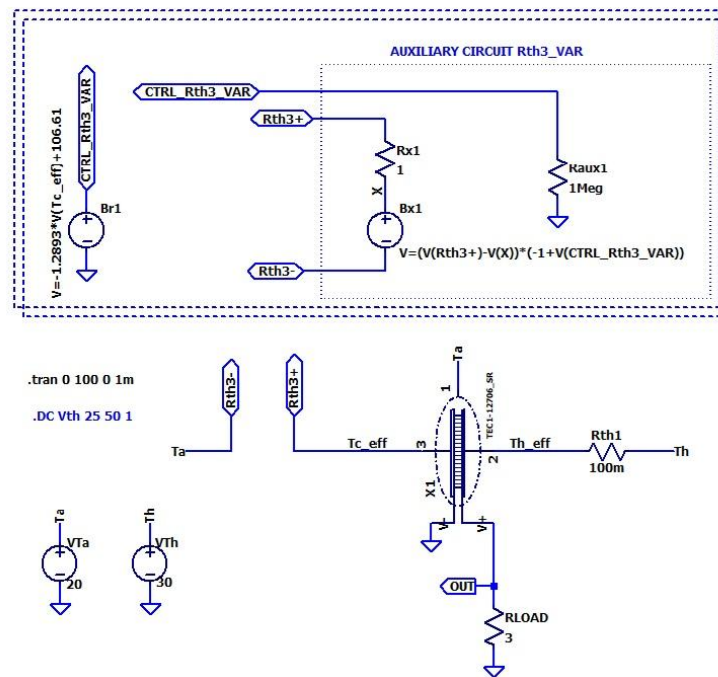
Rys. 1. Moduł termoelektryczny TEM w klasycznym układzie pozyskiwania energii ciepłej pomiędzy źródłem ciepła i radiatorem (a). Bezradiatorowy układ pozyskiwania energii cieplnej, w którym TEM okresowo porusza się pomiędzy źródłem ciepła (b) i temperaturą otoczenia (c).



Rys. 2. Przebiegi temperatur T_h i T_c po obu stronach modułu TEM oraz generowana moc wyjściowa P_L w trakcie jednego cyklu przemieszczenia bezradiatorowego harwestera energii w stronę źródła ciepła o temperaturze T_h .



Rys. 3. Stanowisko laboratoryjne wykorzystywane do charakteryzowania modułów termoelektrycznych oraz eksperymentów dotyczących cyklicznej pracy TEM potwierdzających poprawność opracowanego modelu elektrotermicznego.



Rys. 4. Elektrotermiczny model TEM w symulacji procesu termalizacji i cyklicznej pracy generatora termoelektrycznego.

Opracowany model elektrotermiczny nie ogranicza się do symulacji rozwiązań elektronicznych o niskim poborze mocy, takich jak dla wearables, bezprzewodowych sieci sensorowych WSN czy IoT; można go również skalować i stosować do symulacji znacznie wyższych konwersji mocy cieplnej. Stanowi on bardzo istotne narzędzie w prototypowaniu harvesterów i estymacji dostępnych energii i mocy elektrycznych w danych warunkach termicznych i dostępnej odpadowej energii cieplnej.

Podziękowania

Praca została finansowo wsparta przez Akademię Górniczo-Hutniczą w ramach subwencji 16.16.230.434.

Autorzy

dr inż. Piotr Dziurdzia, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: Piotr.Dziurdzia@agh.edu.pl;

dr inż. Piotr Bratek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: Piotr.Bratek@agh.edu.pl;

dr inż. Ireneusz Brzozowski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: Ireneusz.Brzozowski@agh.edu.pl;

dr inż. Michał Markiewicz, Uniwersytet Jagielloński, Wydział Matematyki i Informatyki, Ul. Łojasiewicza 6, 30-348 Kraków, e-mail: markiewicz@ii.uj.edu.pl;

Literatura

- [1] Haras, M.; Markiewicz, M.; Monfray, S.; Skotnicki, T. Pulse mode of operation – A new booster of TEG, improving power up to X2.7 – to better fit IoT requirements. Nano Energy, 2020, volume 68, 104204, ISSN 2211-2855, <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2019.104204>.
- [2] Markiewicz M., Dziurdzia P., Skotnicki T., Randomly moving thermoelectric energy harvester for wearables and industrial Internet of Things, Nano Energy, Volume 126, 2024, 109565, ISSN 2211-2855, <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2024.109565>.
- [3] Priya, S.; Inman, D. J., Energy Harvesting Technologies, Springer New York, 2008, ISBN 978-0-387-76463-4.
- [4] Paradiso J. A.; Starner T., Energy Scavenging for Mobile and Wireless Electronics, Pervasive Computing, IEEE, Jan.-March 2005, pp. 18-27.
- [5] Dziurdzia P., Bratek P., Markiewicz M., An Efficient Electrothermal Model of a Thermoelectric Converter for a Thermal Energy Harvesting Process Simulation and Electronic Circuits Powering. Energies. 2024; 17(1):204. <https://doi.org/10.3390/en17010204>.

Optimalizacja rozmieszczenia źródeł energii w sieci dystrybucyjnej

Krótki opis. Rosnąca liczba przyłączanych źródeł energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej jest przyczyną zmian warunków zasilania odbiorców końcowych, zmian przepływu mocy czynnej i biernej oraz zmian innych parametrów energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej. Problemem jest także zdolność przyłączeniowa źródeł energii w różnych punktach sieci. Stąd też konieczność oszacowania zdolności przyłączeniowej oraz skutków przyłączenia źródeł energii w danym punkcie sieci. Wskazane zagadnienia prowadzi wprost do konieczności optymalizacji skutków przyłączenia OZE.

Brief description. The growing number of distributed power sources connected to the distribution grid is causing changes in power supply conditions for end users, changes in active and reactive power flow, and changes in other power quality parameters in the distribution grid. The connection capacity of power sources at various points in the grid is also a problem. Hence, it is necessary to estimate the connection capacity and the effects of connecting power sources at a given point in the grid. These issues lead directly to the need to optimize the effects of connecting renewable power sources.

Słowa kluczowe: rozproszone źródła energii elektrycznej, zdolność przyłączeniowa, jakość energii, optymalizacja.

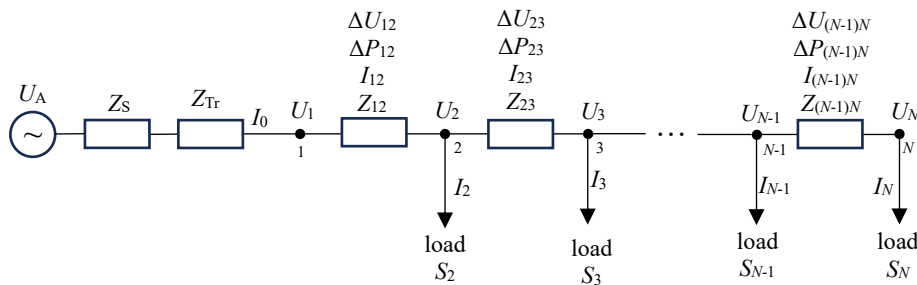
Keywords: distributed power sources, connection capacity, power quality, optimization.

Wstęp

W ostatnich latach silnie rośnie liczba rozproszonych źródeł energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej. Jak do tej pory wzrost liczby źródeł ma charakter chaotyczny, tzn. pojawiają się nowe źródła z inicjatywy oddolnej, przypadkowej, kto ma fundusze ten inwestuje. Miejsce przyłączenia wynika z lokalizacji inwestora. Nie ma to charakteru planowanej inwestycji, aby przyłączyć źródło w zaplanowanym miejscu o zaplanowanej mocy. Jakąś nutę porządku wprowadzany jest poprzez dystrybutora energii elektrycznej, który analizuje skutki przyłączenia źródeł w konkretnym miejscu i wydaje pozwolenie na przyłączenie. Jednak najwyższa pora aby zacząć świadomie umiejscawiać źródła energii w sieci dystrybucyjnej. Pozwoli to na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez możliwość przejścia do pracy wyspowej pewnych wydzielonych. Rodzi to wiele problemów technicznych jak również problemów z parametrami jakościowymi energii elektrycznej. Należy w sposób świadomy zacząć wskazywać miejsca przyłączania źródeł energii, a to się łączy z procesami optymalizacyjnymi w których parametrami mogą być np. optymalny poziom wybranych parametrów jakościowych we wskazanych miejscach sieci energetycznej, minimalizacja strat mocy, ograniczenie zmian napięcia, ograniczenie płynących prądów, minimalizacja kosztów inwestycyjnych itd. Nie bez znaczenia ma również kompensacja mocy biernej indywidualnych odbiorów. Głównym czynnikiem wpływającym na optymalizację jest moc przyłączanych źródeł, ich liczba a przede wszystkim miejsce przyłączenia. W tego typu zagadnieniach, często się zdarza, że niektóre z kryteriów są wzajemnie wykluczających więc należy szukać jakiegoś kompromisu. Dodatkowo zadanie optymalizacyjne może posiadać duży obszar poszukiwania jak i zbudowane kryterium może być nieliniowe. Wszystko to uzasadnia użycie metod optymalizacyjnych z rodziny sztucznej inteligencji.

Testowy system

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy system energetyczny o N węzłach. W każdym węźle systemu podłączone jest obciążenie S_i , które wymaga pobrania z systemu prądu. Prąd płynący w odcinku sieci $i(i+1)$ jest sumą prądów dla odbiorów S_{i+1} i następnych (1). Pobierany prąd powoduje spadki napięcia w linii zasilającej $\Delta U_{i(i+1)}$ (2) oraz straty mocy $\Delta P_{i(i+1)}$ (3). Oznacza to, że napięcie dostarczane do odbiorcy maleje wraz ze wzrostem odległości od transformatora U_i .



Rys. 1. Przykładowy system energetyczny

$$I_{i(i+1)} = \sum_{j=i+1}^N I_j \quad (1)$$

$$\Delta U_{i(i+1)} = I_{i(i+1)} \cdot Z_{i(i+1)} \quad (2)$$

$$\Delta P_{i(i+1)} = I_{i(i+1)}^2 \cdot R_i \quad (3)$$

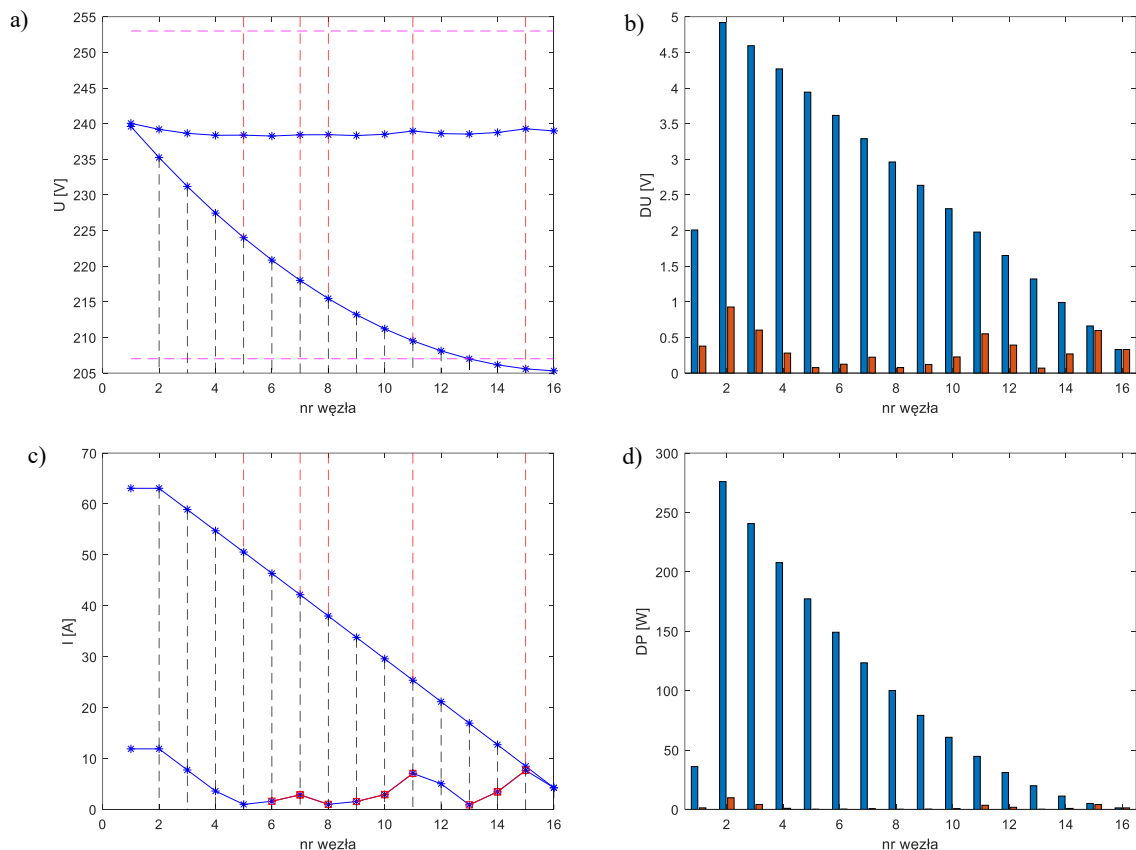
Sprawa się komplikuje przy dołączeniu w wybranych węzłach źródeł energii. Możliwe jest wtedy zmiana kierunku przepływu energii, gdyż część odbiorów może być zasilana od dołu systemu. Powoduje to oczywiście zmiany w przepływie prądu. Spadki napięć w linii mogą stać się wzrostami napięć. Zmieniają się również straty mocy.

Optimalizacja

Zadanie optymalizacyjne można zdefiniować na wiele różnych sposobów. Jednym z nich może być dobór miejsca przyłączenia pięciu źródeł energii o mocy P_i tak aby zminimalizować pobierany prąd z systemu energetycznego, przy minimalnych stratach energii oraz aby napięcia w węzłach mieściły się w zakresie $U \pm 10\%$. Można też szukać miejsca przyłączenia źródła energii o maksymalnej możliwej mocy przy zachowaniu dopuszczalnych zmian napięcia. Kolejną możliwością jest uwzględnienie w optymalizacji strat mocy w sieci dystrybucyjnej (minimalizacja strat).

W niniejszej pracy wykorzystano zmodyfikowany algorytm świetlika zaliczany do metod inteligentnych metod optymalizacyjnych.

Na rysunku 2 pokazano dwa przypadki systemu energetycznego bez dodatkowych źródeł energii oraz ze źródłami energii o zdefiniowanych mocach przyłączonych do węzłów 5, 7, 8, 11 i 15.



Rys. 2. Wykresy napięcia w węzłach (a), spadków napięcia na kolejnych odcinkach sieci (b), prądów płynących przez węzły (c) oraz straty mocy w linii dystrybucyjnej dla dwóch przypadków: sieci bez dodatkowych źródeł i sieci z 5 źródłami energii

Wnioski

Umiejscowienie źródeł energii oraz ich wielkość powinno się wyznaczać poprzez optymalizację. Dodatkowymi źródłami energii można przeciwdziałać zbyt dużym spadkom napięcia. Dodatkowe źródła zmniejszają straty energii w sieci dystrybucyjnej oraz zmniejszają pobieraną energię z systemu zasilania jak również możliwe jest oddawanie energii do sieci jeżeli źródła dodatkowe dostarczają więcej energii niż istniejące jest zapotrzebowanie.

Finansowanie

Praca została wykonana w ramach projektu Obserwatorium Transformacji Energetycznej jako instrument wsparcia rozwoju społeczno-gospodarczego Polski (OTE) współfinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych „Rozwój społeczno-gospodarczy Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.

Autorzy

dr hab. inż. Ryszard Klempka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: klempka@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Saboori H., Hemmati R., Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” Volume 71, 2017, s. 365-372, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.066>.

- [2] Saboori H., Hemmati R., Jirdehi M. A., Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems, "Energy", Volume 93, Part 2, 2015, s. 2299-2312, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.125>.
- [3] Yun-feng D., Optimal allocation of energy storage system in distribution systems, "Procedia Engineering", Volume 15, 2011, s. 346-351, <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2011.08.067>.
- [4] Nick M., Cherkaoui R., Paolone M., Optimal siting and sizing of distributed energy storage systems via alternating direction method of multipliers, "International Journal of Electrical Power & Energy Systems", Volume 72, 2015, s. 33-39, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.008>.
- [5] Grover-Silva E., Girard R., Kariniotakis G., Optimal sizing and placement of distribution grid connected battery systems through an SOCP optimal power flow algorithm, "Applied Energy", Volume 219, 2018, s. 385-393, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.008>.
- [6] Prakash P., Dheeraj K. Khatod, Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review, "Renewable and Sustainable Energy Reviews", Volume 57, 2016, s. 111-130, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.099>.
- [7] El-Zonkoly A., Optimal placement and schedule of multiple grid connected hybrid energy systems, "International Journal of Electrical Power & Energy Systems", Volume 61, 2014, s. 239-247, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.040>.
- [8] Mashayekh S., Stadler M., Cardoso G., Heleno M., A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids, "Applied Energy", Volume 187, 2017, s. 154-168, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.020>.

4. Maszyny, systemy i urządzenia dla efektywnej konwersji oraz magazynowania energii



Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki

Dziekan: dr hab. inż. **Jarosław Konieczny**, prof. AGH

Komitet Sterujący: dr hab. inż. **Paweł Madejski**, prof. AGH

Komitet Organizacyjny: dr inż. **Krzysztof Szczotka**

Chairman: dr hab. inż. **Paweł Madejski**, prof. AGH

Efektywna konwersja i magazynowanie energii to kluczowe elementy współczesnych systemów energetycznych, szczególnie w kontekście odnawialnych źródeł energii. Maszyny i urządzenia do konwersji energii – takie jak turbiny wiatrowe, panele fotowoltaiczne, ogniwa paliwowe – odpowiadają za przekształcanie energii naturalnej (np. wiatru, promieniowania słonecznego czy energii chemicznej) w energię elektryczną, która może być dalej wykorzystywana w różnych sektorach gospodarki. Ze względu na niestabilny charakter wielu źródeł odnawialnych (np. słońce, wiatr), kluczową rolę odgrywają systemy magazynowania energii. Umożliwiają one przechowywanie nadwyżek energii i jej wykorzystanie w momentach zwiększonego zapotrzebowania lub braku produkcji. Dlatego coraz większe znaczenie odgrywają akumulatory litowo-jonowe, superkondensatory, a także systemy magazynowania energii cieplnej i mechanicznej (np. koła zamachowe, sprężone powietrze). Integracja maszyn i urządzeń energetycznych w nowoczesne systemy zarządzania energią umożliwia stabilizację sieci, zwiększenie niezależności energetycznej i poprawę efektywności energetycznej całych instalacji.

Rozwój i doskonalenie tych rozwiązań to jeden z obszarów badań i kształcenia na **Wydziale Inżynierii Mechanicznej i Robotyki**. Wydział łączy wiedzę z zakresu mechaniki, termodynamiki, automatyki, robotyki oraz energetyki, umożliwiając projektowanie nowoczesnych maszyn energetycznych oraz integrację systemów konwersji i magazynowania energii w skali przemysłowej. Dzięki multidyscyplinarnemu podejściu, naukowcy i studenci wydziału uczestniczą w tworzeniu innowacyjnych rozwiązań technologicznych wspierających transformację energetyczną, efektywność energetyczną oraz rozwój inteligentnych sieci energetycznych. Badania realizowane na Wydziale aktywnie wspierają rozwój technologii niskoemisyjnych, przyczyniając się do budowy nowoczesnej, bezpiecznej i zrównoważonej gospodarki.

Szczególną pozycję ma tutaj **Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska**, która od lat łączy badania naukowe i kształcenie studentów w zakresie efektywnej energetyki i ograniczania jej wpływu na środowisko naturalne. Specjalizuje się m.in. w analizie, projektowaniu i optymalizacji maszyn, urządzeń i systemów energetycznych, które integrują nowoczesne technologie konwersji energii, magazynowania ciepła oraz rozwiązań z zakresu ochrony środowiska. Prace badawcze obejmują zarówno tradycyjne układy energetyczne (ciepłownie, elektrownie, elektrociepłownie), jak i innowacyjne rozwiązania takie jak: matematyczne modelowanie procesów energetycznych, modelowanie CFD zjawisk cieplno-przepływowych, systemy CCS, systemy hybrydowe, magazyny energii termicznej oraz urządzenia wykorzystujące energię odpadową lub paliwo wodorowe H₂. Dzięki nowoczesnemu zapleczu laboratoryjnemu (m.in. optyczne systemy pomiarowe, szybkie prototypowanie, termowizja, analizatory wielkości i kształtu cząstek), wykorzystaniu nowoczesnych narzędzi (NX, Star-CCM+, Ansys, Epsilon Professional, Engineering Equation Solver EES, TRNSYS, Code_Saturne, OpenLB, EED – Earth Energy Designer, OpenFOAM) i interdyscyplinarnemu podejściu, Katedra wspiera rozwój technologii umożliwiających zwiększenie efektywności energetycznej, redukcję emisji zanieczyszczeń oraz lepsze wykorzystanie zasobów energetycznych.

Katedra od lat wspiera przemysł wykonując na jego zlecenie zarówno prace rozwojowe jak i badawcze, m.in. w zakresie:

- badań energetycznych, przepływowych, cieplnych i akustycznych maszyn i urządzeń energetycznych,
- modelowania numerycznego zjawisk i procesów technologicznych ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień wytwarzania, przesyłu i magazynowania energii,
- analizy i projektowania nowoczesnych systemów HVAC,
- wykorzystania paliw alternatywnych.

Oferta badawcza Katedry ściśle wpisuje się w aktualne potrzeby przemysłu oraz polityki energetyczno-klimatycznej, oferując praktyczne rozwiązania dla zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego.

dr hab. inż. Paweł Madejski, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Badania empiryczne i numeryczne procesu transportu ciepła w magazynach energii z materiałem fazowo-zmiennym

Krótki opis. Przedstawiono wyniki badań numerycznych i empirycznych dotyczących nowej konstrukcji magazynu energii termicznej z organicznym materiałem fazowo-zmiennym. Analizie poddano proces transportu ciepła oraz topnienia, z uwzględnieniem śledzenia frontu przemiany fazowej ciała stałe – ciecz. Wyniki obliczeń numerycznych dla zaproponowanej konstrukcji wymiennika oraz modelu obliczeniowego porównano z rezultatami uzyskanymi na przygotowanym stanowisku laboratoryjnym.

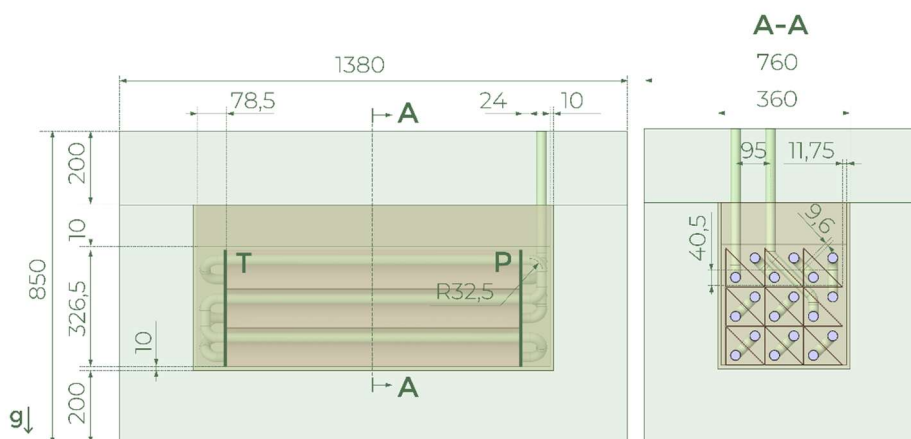
Brief description. Numerical and experimental results are presented for a novel design of a thermal energy storage unit using an organic phase change material. The study includes an analysis of heat transfer and melting processes, with particular attention to tracking the solid–liquid phase change interface. The numerical results obtained for the proposed heat exchanger design and computational model are compared with the results obtained from a dedicated laboratory setup.

Słowa kluczowe: badania empiryczne, magazyn energii termicznej, materiał fazowo-zmienny, obliczeniowa mechanika płynów

Keywords: empirical research, thermal energy storage, phase change material, computational fluid dynamics

Wstęp

W praktycznych zastosowaniach najpoważniejszym problemem źródeł energii odnawialnej – nie wliczając geotermii – jest ich sezonowy i losowy charakter. Dopasowanie wydajności źródła energii do zmiennego zapotrzebowania nie jest możliwe bez rozwiązania problemu efektywnego magazynowania energii. Sposobem na magazynowanie energii w systemach o względnie dużej gęstości energii oraz eksploatowanych w cyklach dobowych jest zastosowanie materiałów fazowo-zmiennych (ang. Phase Change Material – PCM). Główną wadą PCM jest ich niska przewodność cieplna, dlatego często konieczne jest stosowanie technik intensyfikacji wymiany ciepła. Poprawę transportu ciepła można osiągnąć poprzez zmianę parametrów geometrycznych (np. zwiększenie powierzchni wymiany ciepła), parametrów eksploatacyjnych (np. zwiększenie różnicy temperatur między czynnikiem grzewczym a PCM), poprzez zwiększenie efektywnej przewodności cieplnej lub poprzez poprawę jednorodności procesu. Rzadko poruszany do tej pory w literaturze polskiej i światowej sposób intensyfikacji wymiany ciepła to dodanie przegród i przewodnic we wnętrzu zbiornika. Wpływ przegród w postaci zestawu sześciokątnych komórek na proces topnienia rozpatrywano w pracy Kant i in. [1]. Natomiast w pracach [2,3] analizowano różne kształty komórek, w których zamykano PCM. Zaproponowane modyfikacje pozwalają na ujednoludnienie procesu transportu ciepła w całej objętości magazynu, co w konsekwencji redukuje czas przemiany fazowej. Odpowiednia orientacja przegród umożliwi intensyfikację lub tłumienie konwekcji naturalnej, co czyni ten aspekt istotnym z punktu widzenia analizy procesów cieplnych. Celem przeprowadzonych badań jest analiza transportu ciepła w magazynie energii z zaproponowanym wymiennikiem o przegrodach diagonalnych (rys. 1).



Rys. 1. Schemat magazynu energii z wymiennikiem ciepła o przegrodach diagonalnych

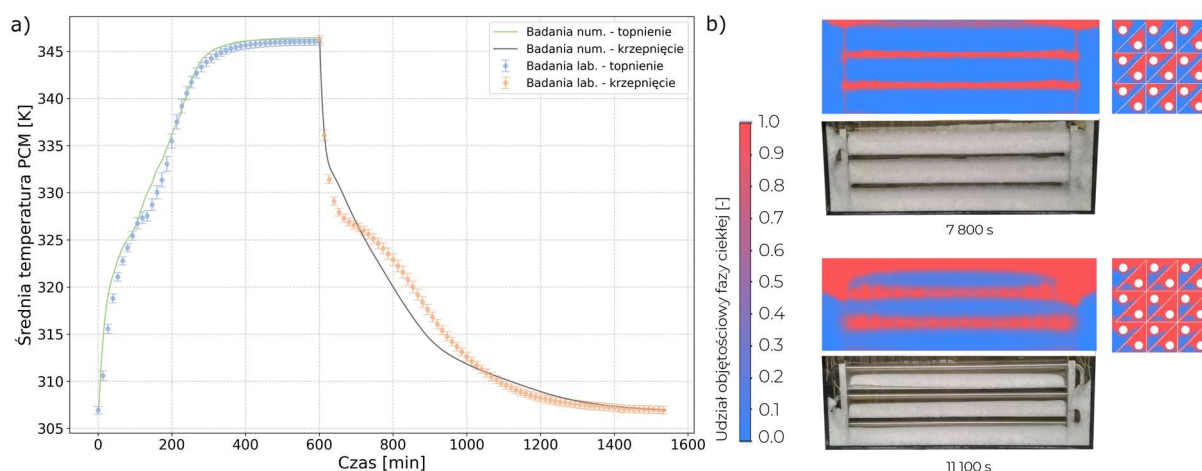
Metodyka badań

Przeprowadzono badania numeryczne z wykorzystaniem obliczeniowej mechaniki płynów, a równania różniczkowe cząstkowe opisujące transport ciepła wraz ze zdefiniowanymi warunkami brzegowymi rozwiązano w pakiecie Fluent. W obliczeniach numerycznych temperaturę, prędkość wody na dopływie oraz straty ciepła do otoczenia, przyjęto zgodnie z wartościami zmierzonymi w trakcie pomiarów na stanowisku laboratoryjnym. Przyjęto również warunki idealnego kontaktu pomiędzy ciekłym PCM a wymiennikiem oraz pomiędzy PCM a ścianką zbiornika. Zarówno dla ciekłego PCM jak i dla wody przyjęto nieściśliwy, newtonowski model płynu z uwzględnieniem prędkości równej 0 m/s dla każdej powierzchni ograniczającej. Model obliczeniowy przygotowano stosując dobre praktyki co do jakości siatki numerycznej, kroku czasowego oraz stosowanych algorytmów. Przeprowadzono również analizę zbieżności rozwiązania w zależności od liczby komórek. Problem propagacji granicy ciało stałe – ciecz rozwiązano stosując algorytm oparty na metodzie „entalpia-porowatość” [4]. Obliczenia poprzedzono wyznaczeniem wartości właściwości termo-fizycznych dla organicznego materiału

fazowo-zmiennego o komercyjnym oznaczeniu RT54HC (Rubitherm). Określono przewodność cieplną, ciepło właściwe, temperaturę oraz entalpię przemiany fazowej. W kolejnym etapie przeprowadzono badania empiryczne oraz walidację modelu obliczeniowego oraz zaproponowanego rozwiązania. Dokonano pomiaru temperatury PCM w dwóch płaszczyznach magazynu w sumie w 16-stu punktach, przepływu czynnika grzewczego oraz gęstości strumienia ciepła. Zastosowano czujniki temperatury PT100 wykonane w klasie 1/10B, czujniki gęstości strumienia ciepła Hukseflux FHF05 o niepewności $\pm 5\%$ wartości mierzonej oraz przepływomierz wirnikowy o niepewności $\pm 0,75\%$ wartości mierzonej. Akwizycję danych pomiarowych zrealizowano z zastosowaniem rozwiązań National Instruments oraz oprogramowania LabView. Na podstawie wykonanych zdjęć w określonych chwilach czasu procesu topnienia określono położenia frontu przemiany fazowej.

Wyniki

W ramach obliczeń numerycznych wyznaczono przestrzenne i czasowe rozkłady pola temperatury, prędkości oraz udziału objętościowego frakcji ciekłej PCM. Natomiast w ramach pomiarów, średnią wartość temperatury PCM, masowe natężenie przepływu czynnika grzewczego oraz jakościową ocenę położenia frontu przemiany fazowej. Przeprowadzono analizę porównawczą oceniając zmienną w czasie średnią temperaturę PCM (rys. 2a) oraz udział objętościowy frakcji ciekłej PCM w wybranych chwilach czasu (rys. 2b). Zaproponowany model obliczeniowy wykazuje się bardzo dobrą zgodnością z wynikami otrzymanymi w ramach badań empirycznych, a analizowana konstrukcja wymiennika pozwala na intensyfikację procesów transportowych i zamknięcie ciekłego PCM w podobozarach. W konsekwencji zahamowano niekorzystny proces stratyfikacji termicznej, a zastosowane przegrody ograniczają zastoje PCM w fazie stałej.



Rys. 2. Zmiana w czasie średniej temperatury PCM a) na podstawie danych z badań numerycznych i empirycznych oraz udział objętościowy frakcji ciekłej PCM b) podczas topnienia dla $t=7800$ s oraz 11100 s – wyniki obliczeń (góra) oraz pomiarów (dół)

Wnioski

Na podstawie obliczeń numerycznych zaproponowane rozwiązanie pozwala na redukcję czasu topnienia PCM o 64 % w odniesieniu do konfiguracji referencyjnej bez przegrody i z pojedynczą rurą wymiennika. Dla procesu topnienia opracowany model numeryczny wykazuje bardzo dobrą zgodność wyników z danymi eksperymentalnymi, ponieważ wartość średniej temperatury PCM w znacznej części mieści się w zakresie niepewności pomiarowej. Maksymalny błąd względny wynosi 1,8 %.

Autorzy

dr hab. inż. Jerzy Wołoszyn, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jwołoszy@agh.edu.pl;

mgr inż. Grzegorz Czerwiński, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: gczerwin@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Kant, K., Biwale, P. H., Shukla, A., Sharma, A., Gorjian, S., Heat transfer and energy storage performances of phase change materials encapsulated in honeycomb cells. "Journal of Energy Storage", 2021, 38, 102507.
- [2] Mehalaine, K., Lafri, D., Improving the energy release of a latent heat storage with multiple phase change materials loading and partition shaping. "Applied Thermal Engineering", 2023, 230, 120679.
- [3] Wołoszyn J., Szopa K., Shell Shape Influence on Latent Heat Thermal Energy Storage Performance during Melting and Solidification. "Energies" 2023, 16, 7822.
- [4] Voller V.R., Prakash C., A fixed grid numerical modelling methodology for convection-diffusion mushy region phase-change problems. "Int. J. Heat Mass Transf." 1987, 30, 1709–1719.

Finansowanie: Badania zostały sfinansowane w ramach subwencji krajowej nr 16.16.130.942

Obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem polskiej infrastruktury obliczeń wysokiej wydajności PLGrid (Centrum HPC: ACK Cyfronet AGH) dziękujemy za udostępnienie zasobów obliczeniowych i wsparcia w ramach grantu obliczeniowego nr PLG/2024/017919.

Marian BANASZ, Tadeusz PAJAK

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

Efektywność odzysku energii w krajowych spalarniach odpadów komunalnych

Wpływ struktury periodycznej płaszczowo-rurowego wymiennika ciepła na proces magazynowania energii w materiale fazowo-zmiennym

Krótki opis. Materiał przedstawia periodyczną konstrukcję płaszczowo-rurowego wymiennika ciepła jako efektywną jednostkę akumulacji energii termicznej. Badania obejmują analizę wymiany ciepła nie tylko pomiędzy rurą z czynnikiem grzewczym a materiałem fazowo-zmiennym, ale również pomiędzy sąsiednimi jednostkami wymienników. Wyniki otrzymane dla pojedynczej komórki w strukturze periodycznej porównano z rezultatami dla referencyjnego wymiennika z izolowaną obudową. Zbadano również wpływ współczynnika proporcji wymiarów geometrycznych na efektywność procesu.

Brief description. The material presents a periodic shell-and-tube heat exchanger structure as an efficient unit for thermal energy storage. The study involves the analysis of heat transfer not only between the tube containing the heat transfer fluid and the phase change material, but also between adjacent exchanger units. The results obtained for a single cell within the periodic structure are compared with those for a reference exchanger with an insulated shell. The influence of the geometric aspect ratio on the efficiency of the process is also examined.

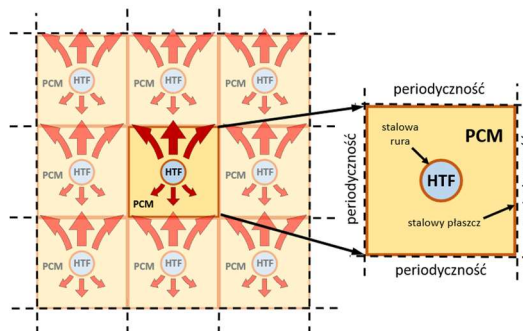
Słowa kluczowe: magazyn energii termicznej, materiał fazowo-zmienny, obliczeniowa mechanika płynów, struktura periodyczna

Keywords: thermal energy storage, phase change material, computational fluid dynamics, periodic structure

Wstęp

Systemy magazynowania energii z wykorzystaniem materiałów fazowo-zmiennych (PCM) są coraz częściej stosowane ze względu na swoją wydajność i wszechstronność w zarządzaniu energią termiczną. Jedną z głównych zalet systemów magazynowania energii jest możliwość ich integracji z wieloma źródłami energii [1], co pozwala zapewnić niezawodność, zwiększyć wydajność oraz poprawić opłacalność ekonomiczną. Konstrukcje magazynów energii mogą różnić się w zależności od przeznaczenia [2] jednak dominującym rozwiązaniem jest zastosowanie wymienników płaszczowo-rurowych [3] o cylindrycznej obudowie z zewnętrzną warstwą izolacyjną. We wcześniejszych badaniach autorów [4] udowodniono, że inne kształty, np. prostokątne, mogą być równie skuteczne, oferując dodatkowe korzyści, takie jak możliwość układania w pakiety.

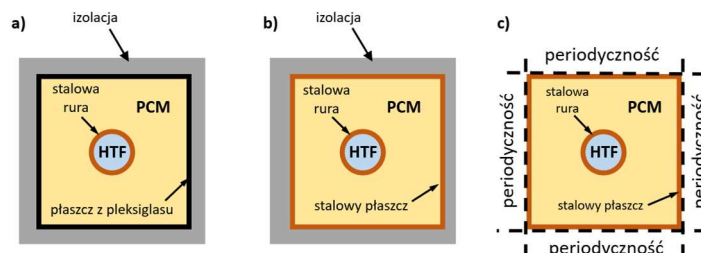
Proponujemy periodyczny magazyn energii termicznej zbudowany z pojedynczych wymienników płaszczowo-rurowych, ułożonych tak, aby zewnętrzne powierzchnie płaszczy pozostawały ze sobą w bezpośrednim kontakcie (rys. 1). W celu umożliwienia efektywnej wymiany ciepła między wymiennikami, płaszcze powinny być wykonane z materiału o wysokiej przewodności cieplnej.



Rys. 1. Periodyczna konstrukcja płaszczowo-rurowego wymiennika ciepła
PCM – materiał fazowo-zmienny, HTF – medium do transportu ciepła

Metodyka badań

Przeprowadzono badania numeryczne w celu porównania efektywności procesu magazynowania energii dla pojedynczej komórki struktury periodycznej (rys. 2c) względem referencyjnego wymiennika z obudową izolowaną (rys. 2a) oraz wymiennika z płaszczem o wysokiej przewodności i z zewnętrzną izolacją (rys. 2b).



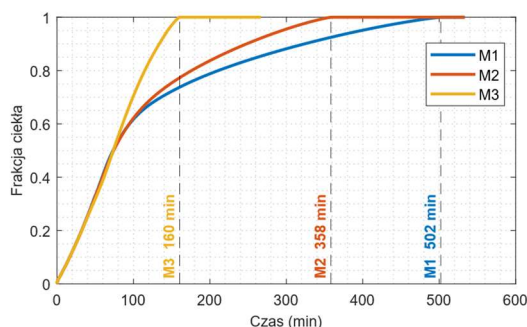
Rys. 2. Badane warianty wymienników: a) M1 - z płaszczem o niskiej przewodności cieplnej i adiabatycznym warunkiem brzegowym na zewnętrznej powierzchni, b) M2 - z płaszczem o wysokiej przewodności cieplnej i adiabatycznym warunkiem brzegowym na zewnętrznej powierzchni, c) M3 - pojedyncza komórka struktury periodycznej z płaszczem o wysokiej przewodności cieplnej

Ponadto zbadano, w jaki sposób współczynnik proporcji wymiarów geometrycznych jednostki periodycznej wpływa na czas topnienia i krzepnięcia materiału fazowo-zmiennego, a także na jego średnią temperaturę oraz zmianę entalpii właściwej.

W celu przeprowadzenia badań numerycznych konieczne jest rozwiązanie równań różniczkowych cząstkowych opisujących zachowanie masy, pędu i energii. Ciekła frakcja materiału fazowo-zmiennego jest traktowana jako nieściśliwy płyn newtonowski, a do uwzględnienia konwekcji naturalnej zastosowano aproksymację Boussinesq. Do modelowania zmiany fazy z propagacją granicy fazowej ciało stałe–ciecz zastosowano metodę „entalpii–porowatości” [5] opartej na stałej siatce obliczeniowej. Dwuwymiarowa analiza czasowa została przyjęta jako kompromis pomiędzy czasem a dokładnością obliczeń.

Wyniki

Z przeprowadzonych badań wynika, że zastosowanie płaszcza z materiału o wysokiej przewodności (przypadek M2) może skrócić czas topnienia materiału fazowo-zmiennego o 28,7% względem wariantu z obudową o niskiej przewodności cieplnej (przypadek M1). Jednak najkrótszy czas topnienia (rys. 3) oraz najwyższą zmianę entalpii można zaobserwować dla przypadku periodycznego z płaszczem o wysokiej przewodności (przypadek M3). Ta poprawa wynika głównie z przewodzenia ciepła w materiale obudowy, ale co istotniejsze również z periodycznej struktury układu, co powoduje, że dolna część jednostki jest ogrzewana przez moduł znajdujący się poniżej. W rezultacie, w momencie stopienia się materiału fazowo-zmiennego w całej objętości, jego średnia temperatura w wymienniku M3 jest niższa niż w pozostałych dwóch przypadkach.



Rys. 3. Zmiana udziału frakcji ciekłej materiału fazowo-zmiennego podczas topnienia dla przypadków przedstawionych na rys. 2

Dla przypadku M3 zbadano wpływ współczynnika proporcji wymiarów geometrycznych prostokątnego przekroju wymiennika na uzyskiwane wyniki. Okazuje się że najkrótszy czas topnienia materiału fazowo-zmiennego uzyskano dla współczynnika proporcji (stosunek wysokości przekroju do jego szerokości) równego 0,44. Pozwoliło to na dodatkową redukcję czasu topnienia o 10,6% (względem przypadku M3 – kwadratowa obudowa), jednak przy wydłużeniu czasu krzepnięcia o 12,4%. Należy tutaj podkreślić, że zazwyczaj priorytetem jest ładowanie magazynu, czyli dążenie do jak najszybszej akumulacji energii.

Wnioski

Zastosowanie płaszczowo-rurowych struktur periodycznych może skrócić czas topnienia nawet o 68% w stosunku do rozwiązań tradycyjnych. Prostokątny kształt obudowy pojedynczego wymiennika umożliwia budowę modułową i wykorzystanie interakcji zachodzących pomiędzy poszczególnymi modułami. Proporcje kształtu przekroju wymiennika mają istotny wpływ na przebieg procesów topnienia i krzepnięcia, poprawa jednego z nich może jednak wiązać się z pogorszeniem drugiego.

Autorzy

dr inż. Krystian Szopa, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: kszopa@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Jerzy Wołoszyn, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jwołoszy@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Jayathunga D., Karunathilake H., Narayana, M., Witharana, S., Phase change material (PCM) candidates for latent heat thermal energy storage (LHTES) in concentrated solar power (CSP) based thermal applications -A review. "Renew. Sustain. Energy Rev." 2024, 189, 113904.
- [2] Punniakodi B.M.S., Senthil R., A review on container geometry and orientations of phase change materials for solar thermal systems. „J. Energy Storage” 2021, 36, 102452.
- [3] Mousavi Ajarostaghi S.S., Amirsoleymani A., Arici M., Dolati A., Amiri L., Thermal energy storage with PCMs: A comprehensive study of horizontal shell and multi-tube systems with finned design. "J. Energy Storage" 2023, 72, 108762.
- [4] Wołoszyn J., Szopa K., Shell Shape Influence on Latent Heat Thermal Energy Storage Performance during Melting and Solidification. "Energies" 2023, 16, 7822
- [5] Voller V.R., Prakash C., A fixed grid numerical modelling methodology for convection-diffusion mushy region phase-change problems. "Int. J. Heat Mass Transf." 1987, 30, 1709–1719.

Finansowanie: Badania zostały sfinansowane w ramach subwencji krajowej nr 16.16.130.942.

Ocena energetyczna gruntowego wymiennika ciepła dla budynku jednorodzinnego

Krótki opis. W referacie przedstawiono ocenę efektów energetycznych zastosowania rozwiązania poprawiającego efektywność energetyczną typowego budynku jednorodzinnego w postaci gruntowego wymiennika ciepła. Model cieplny obiektu do symulacji godzinowego zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia z normy PN EN-ISO 13790 połączono z modelem symulacyjnym gruntowego wymiennika ciepła wg PN- EN 16798-5-1. Ten zintegrowany model posłużył do rocznej symulacji układu wymiennik-budynek i określenia uzyskanych oszczędności energii.

Brief description. The paper presents a method for assessing the energy effects of using a solution that improves the energy efficiency of a typical single-family building in the form of a ground heat exchanger. The thermal model of the facility for simulating the hourly demand for energy for heating and cooling based on the method from the PN EN-ISO 13790 standard was combined with a simulation model of a ground heat exchanger from PN- EN 16798-5-1. This integrated model was used to simulate the exchanger-building system for one year and determine the energy savings achieved.

Słowa kluczowe: Wymiennik gruntowy, efektywność energetyczna, PN-EN ISO 13790, PN-EN 16798-5-1

Keywords: Ground heat exchanger, energy effectiveness, PN-EN ISO 13790, PN-EN 16798-5-1.

Wstęp

Zaostrzenie standardów izolacyjności przegród zewnętrznych budynków prowadzi do spadku zapotrzebowania na energię do ogrzewania. Jednocześnie, w bilansie cieplnym budynku wzrasta udział straty ciepła przez wentylację wynikający z konieczności zapewnienia strumienia powietrza wentylacyjnego wymaganego względami higienicznymi. Jedną z możliwości obniżenia wartości tej straty jest podgrzewanie powietrza wentylacyjnego poprzez zastosowanie gruntowego wymiennika ciepła. Odpowiednią analizę energetyczną można wykonać na etapie projektowania tego typu rozwiązań przy wykorzystaniu różnych modeli symulacyjnych. Dla 59 lokalizacji z terenu Polski dostępne są dane klimatyczne w formacie godzinowym [1], [2], co daje możliwość przeprowadzenia odpowiednich obliczeń. Stąd też wynika potrzeba rozwoju metod, które ujmują zmienność parametrów klimatu oraz dynamikę cieplną budynku w kroku godzinowym przy wykorzystaniu uproszczonych modeli symulacyjnych. Takie metody są wystarczające do typowych zastosowań, w szczególności na etapie analiz wstępnych. Jednocześnie nie wymagają zastosowania specjalistycznego oprogramowania.

Zintegrowany model symulacyjny wymiennik - budynek

Działanie gruntowego wymiennika ciepła jest oparte na wykorzystaniu ciepła zakumulowanego w gruncie. Dzięki temu w okresie zimowym powietrze zewnętrzne przepływające przez taki wymiennik jest podgrzewane. Głównym elementem rozważanego wymiennika jest rura PCV ułożona w gruncie i zakończona czerpnią powietrza zlokalizowaną ponad jego powierzchnią.

Zgodnie z normą PN-EN 16798-5-1 [3], dla znanej wartości temperatury powietrza temperaturę gruntu na danej głębokości można obliczyć z zależności:

$$T_{gnd,h} = T_{e,mn;an} + (T_{e,max;m} - T_{e,mn;an}) \cdot e^{-\xi} \cdot \cos\left(2\pi \frac{h}{8760} - \xi - f_t\right) \quad (1)$$

gdzie: $T_{e,mn;an}$ – średnia roczna temperatura powietrza zewnętrznego, $T_{e,max;m}$ – maksymalna średnia miesięczna temperatura powietrza zewnętrznego, h – godzina w roku: $h = 0$ na początku roku, ξ oraz f_t – współczynniki obliczeniowe.

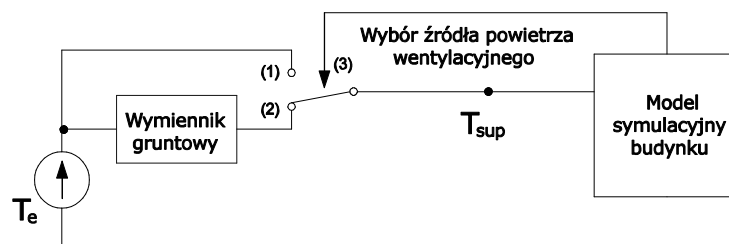
Dla znanej temperatury gruntu oraz założonych parametrów konstrukcyjnych wymiennika można określić przyrost temperatury powietrza w danej godzinie między jego wylotem i wlotem:

$$\Delta T_{sup,h} = (T_{gnd,h} - T_{e,h}) \cdot \left[1 - e^{-\left(\frac{-U_{du} \cdot A_s}{q_{v;sup,h} \cdot \rho_a \cdot c_a}\right)}\right] \quad (2)$$

gdzie: U_{du} , A_s – parametry konstrukcyjne wymiennika, $q_{v;sup,h}$ – objętościowy strumień powietrza przepływającego przez wymiennik, ρ_a – gęstość powietrza, c_a – ciepło właściwe powietrza.

Po przejściu przez wymiennik, powietrze może zostać dostarczone do budynku. Moc cieplną źródła wymaganą do uzyskania nastawionej temperatury powietrza wewnętrznego przy zmiennych warunkach otoczenia można określić dzięki zastosowaniu modelu opartego na analogii ciepłno-elektrycznej. W niniejszej pracy zaproponowano wykorzystanie modelu dynamicznego opisanego szczegółowo w normie PN-EN ISO 13790 [4], złożonego z pięciu rezystorów i jednego kondensatora. Mimo, iż powyższa norma została wycofana w 2017 roku, to ten model nadal jest wykorzystywany [5] ze względu na prostotę, łatwość implementacji programowej oraz satysfakcjonującą dokładność dla potrzeb oceny energetycznej budynków.

Zgodnie ze schematem, przedstawionym na rysunku 1, zaproponowano trzy warianty obliczeń. W pierwszym, oznaczonym (1), do budynku doprowadzane jest powietrze wentylacyjne z otoczenia o temperaturze $T_{sup,h} = T_{e,h}$. W wariancie drugim, w okresie wymagającym ogrzewania budynku, powietrze zewnętrzne przepływa przez wymiennik gruntowy, dzięki czemu jest wstępnie podgrzewane ($T_{sup,h} = T_{e,h} + \Delta T_{sup,h}$). W wariancie trzecim zastosowano dodatkową opcję przełączania źródeł powietrza wentylacyjnego. Gdy nie jest potrzebne ani ogrzewanie, ani chłodzenie, a temperatura powietrza zewnętrznego mieści się w nastawionym zakresie, wybierany jest bezpośredni nawiew z otoczenia. Wybór ten wynika z faktu, że wymiennik wymaga pracy dodatkowego wentylatora, co z kolei powoduje zwiększone zużycie energii.



Rys. 1. Schemat modelu symulacyjnego

Badania symulacyjne

Do dalszych rozważań przyjęto wymiennik zbudowany z rury PCV o średnicy zewnętrznej 0,20 m, długości 40 m i ułożonej na głębokości 2 m w gruncie gliniastym. Wymagana moc dodatkowego wentylatora dla wymiennika wynosi 50 W. Współpracuje on z systemem wentylacyjnym budynku jednorodzinnego, zlokalizowanego w Krakowie, o powierzchni zabudowy 73,5 m³ i powierzchni użytkowej 87,9 m² oraz współczynnikach przenikania ciepła ścian zewnętrznych i dachu odpowiednio 0,25 W/m²K i 0,3 W/m²K. Do obliczeń wykorzystano godzinowe dane meteorologiczne dla Krakowa.

Obliczenia przeprowadzono w arkuszu kalkulacyjnym z krokiem godzinowym, wykorzystując zaproponowany powyżej model. Wartości rocznego zapotrzebowania budynku na ciepło (Q_H) oraz mocy szczytowej źródła ciepła ($q_{H,max}$) przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Rezultaty obliczeń

Wariant	Q_H [GJ]	$q_{H,max}$ [kW]	t_H [h]	ΔQ_H [GJ]
1	20,78	4,13	3617	-
2	18,83	3,38	3719	1,95
3	18,42	3,02	3662	2,36

Zastosowanie wymiennika (wariant 2) spowodowało spadek zapotrzebowania rocznego na ciepło do ogrzewania o wartość $\Delta Q_H = 1,28$ GJ, czyli o 9,4%. Jednak uwzględniając czas pracy wentylatora dla wymiennika, oszczędność jest nieco mniejsza i wynosi 6,2%. Dla trzeciego wariantu wartości te wyniosły odpowiednio 11,4% oraz 8,2%. Roczny czas pracy systemu ogrzewania (t_H) nieco wzrósł w obu wariantach względem rozwiązania bazowego, jednak należy zauważyć, że spadła moc szczytowa źródła ciepła, odpowiednio o 22% oraz o 27%. Oznacza to stabilniejszą pracę źródła ze względu na mniejsze wahania jego mocy. Ponadto, wskaźnik zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania odniesiony do powierzchni ogrzewanej budynku (energia użytkowa E_U) wyniósł w kolejnych wariantach odpowiednio 65,7 kWh/m², 59,5 kWh/m² oraz 58,2 kWh/m², wskazując na poprawę efektywności energetycznej obiektu.

Wnioski

Zastosowanie gruntowego wymiennika ciepła do podgrzewania powietrza wentylacyjnego nawiewanego do budynku może przynieść wymierne efekty energetyczne. Do ich oceny zaproponowano zintegrowany prosty model symulacyjny wymiennik gruntowy - budynek przeznaczony do obliczeń rocznych z krokiem godzinowym. Zadanie to jest ułatwione ze względu na dostępność danych meteorologicznych dla 59 lokalizacji z terenu Polski. Dzięki temu, na etapie projektowania takiego rozwiązania, można określić efektywność rozpatrywanego przedsięwzięcia.

Przedstawiony przykład dla obiektu zlokalizowanego w Krakowie potwierdził łatwość implementacji programowej zaproponowanego modelu, bez konieczności wykorzystania profesjonalnych narzędzi. Na etapie analiz wstępnych jest to wystarczające, a informacje uzyskane tą drogą przez potencjalnego inwestora mogą być ważną wskazówką odnośnie dalszego postępowania.

Autor

dr inż. Piotr Michalak, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki. Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pmichal@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Narowski P., Nowe typowe lata meteorologiczne dla Polski, "Rynek Instalacyjny" 2022, nr 11, s. 32-36.
- [2] Narowski P., TLM2000 – typowe lata meteorologiczne dla Polski wyznaczone na podstawie danych meteorologicznych i klimatycznych z lat 2001–2020, "Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja" 2022, t. 53, nr 9, s. 7–20. <https://doi.org/10.15199/9.2022.9.1>
- [3] PN-EN 16798-5-1. Charakterystyka energetyczna budynków -- Wentylacja budynków - Część 5-1: Metody obliczania dotyczące wymagań energetycznych systemów wentylacyjnych i klimatyzacyjnych (Moduły M5-6, M5-8, M6-5, M6-8, M7-5, M7-8) - Metoda 1: Dystrybucja i wytwarzanie. Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2017.
- [4] PN-EN ISO 13790:2009 "Energetyczne właściwości użytkowe budynków - Obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia", Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa, 2009.
- [5] Yang J., Wang H., Cheng L., Gao Z., Xu F., A review of resistance-capacitance thermal network model in urban building energy simulations. "Energy and Buildings" 2024, t. 323, 114765. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114765>

Perspektywy wykorzystania materiałów o ujemnym współczynniku rozszerzalności termicznej w stałotlenkowych ogniwach paliwowych SOFC

Prospects for the Application of Negative Thermal Expansion Materials in Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs)

Krótki opis. Celem pracy jest opracowanie kompozytowej katody do ogniw SOFC zawierającej materiał $\text{Sm}_{0.85}\text{Zn}_{0.15}\text{MnO}_{3-\delta}$ (SZM15), charakteryzujący się ujemnym współczynnikiem rozszerzalności termicznej. Zastosowanie tego typu domieszki pozwoliło na optymalizację dopasowania właściwości termomechanicznych katody do elektrolitu oraz wpłynęło korzystnie na stabilność pracy ogniwa. Zakres badań obejmuje proces syntezy, analizę strukturalną oraz pomiary właściwości termicznych i elektrochemicznych otrzymanych kompozytów.

Brief description. The aim of this study is to develop a composite cathode for SOFCs featuring the $\text{Sm}_{0.85}\text{Zn}_{0.15}\text{MnO}_{3-\delta}$ (SZM15) material, characterized by a negative thermal expansion coefficient. The introduction of this type of dopant enabled the optimization of the thermomechanical compatibility between the cathode and the electrolyte, contributing to improved operational stability of the cell. The scope of the research includes the synthesis process, structural analysis, and measurements of the thermal and electrochemical properties of the resulting composites.

Słowa kluczowe: stałotlenkowe ogniwo paliwowe, ujemny współczynnik rozszerzalności termicznej, katody do SOFC, metoda syntezy zol-żel

Keywords: solid oxide fuel cell, negative thermal expansion coefficient, cathodes for SOFCs, sol-zel synthesis method

Wstęp

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz ograniczone zasoby paliw kopalnych, w połączeniu z koniecznością redukcji emisji gazów cieplarnianych, wymuszają przejście na czystsze i bardziej zrównoważone źródła energii. W tym kontekście transformacja energetyczna staje się jednym z głównych wyzwań XXI wieku. Aby zapewnić dalszy rozwój gospodarczy przy jednoczesnym poszanowaniu środowiska, konieczne jest wdrażanie nowoczesnych technologii niskoemisyjnych.

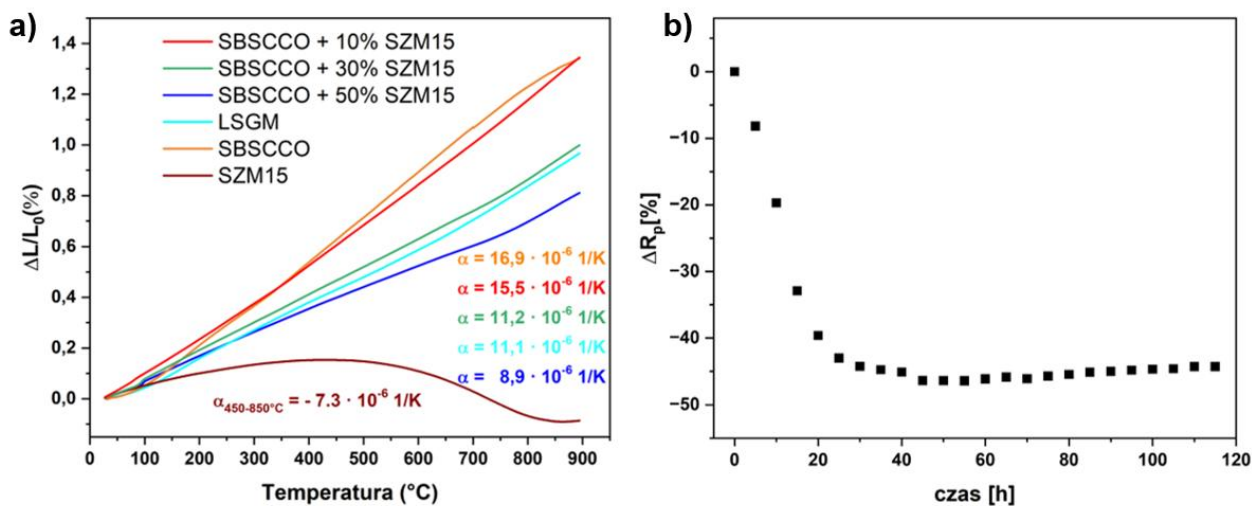
Wśród rozwiązań przyszłości szczególne miejsce zajmują ogniwa paliwowe, które umożliwiają bezpośrednią konwersję energii chemicznej w energię elektryczną, minimalizując przy tym emisję zanieczyszczeń. Na szczególną uwagę zasługują stałotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC), wyróżniające się wysoką sprawnością pracy w podwyższonej temperaturze [1]. Mimo ich zalet, technologia ta nadal napotyka na przeszkody techniczne – jedną z istotniejszych jest problem kompatybilności termicznej pomiędzy materiałami składowymi ogniwa. Różnice we współczynnikach rozszerzalności termicznej (TEC) mogą prowadzić do wewnętrznych naprężeń, pękania struktur oraz szybszej degradacji ogniwa [2]. Jednym z możliwych rozwiązań tego problemu jest wykorzystanie materiałów o ujemnym współczynniku rozszerzalności termicznej (NTE). Ich odpowiednio dobrane właściwości mogą ograniczyć naprężenia mechaniczne i poprawić spójność strukturalną komponentów ogniwa. Włączenie takich materiałów do elektrod powietrznych może przyczynić się do zwiększenia trwałości ogniw oraz ich długoterminowej niezawodności. Zastosowanie technologii opartych na NTE otwiera nowe możliwości w projektowaniu nowoczesnych, bardziej odpornych i wydajnych systemów SOFC [3].

Praca prezentuje nowatorską syntezę materiału $\text{Sm}_{0.85}\text{A}_{0.15}\text{MnO}_{3-\delta}$ (SZM15) metodą zol-żel, umożliwiającą uzyskanie jednofazowego produktu bez niepożądanego domieszki ZnO , występującej przy syntezie w fazie stałej. Optymalny materiał został wypalony w 1300°C przez 10h i wykazał ujemny współczynnik rozszerzalności termicznej na poziomie nawet $-7.3 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ w zakresie temperatur $450\text{--}850^\circ\text{C}$.

Jako drugi składnik materiału kompozytowej katody wykorzystano podwójny perowskit $\text{SmBa}_{0.5}\text{Sr}_{0.5}\text{CoCuO}_{5+\delta}$ [4]. Wprowadzenie 30% wag. domieszki SZM15 pozwoliło dostosować TEC kompozytowej katody do wartości wybranego elektrolitu LSGM (Rys.1 a). Najlepsze właściwości elektrochemiczne osiągnięto dla dodatku 10%, gdzie oporność polaryzacyjna (R_p) spadła aż o 70–80% w porównaniu do katody bazowej ($R_p = 0,019 \Omega \cdot \text{cm}^2$ w 900°C). Długoterminowa stabilność była znakomita - R_p spadło o 40% w ciągu pierwszych 20 h pracy i utrzymało się na tym samym poziomie przez kolejne 80 h (Rys.1 b). W pełnym ogniwie na podłożu anodowym uzyskano gęstość mocy szczytowej 680 mW/cm^2 w 850°C , co potwierdza potencjał SZM15 jako efektywnego dodatku w wysokotemperaturowych ogniwach SOFC (Tabela 1).

Przeprowadzone badania potwierdzają, że zastosowanie materiałów o ujemnym współczynniku rozszerzalności termicznej, takich jak SZM15, stanowi skuteczną strategię dopasowywania TEC do wybranego materiału elektrolitowego. Wyniki jednoznacznie wskazują na istotny wpływ właściwego doboru materiałów na poprawę parametrów elektrochemicznych i długoterminowej stabilności ogniw. W kontekście transformacji energetycznej opracowane rozwiązania mogą przyczynić się do rozwoju bardziej niezawodnych i zrównoważonych technologii konwersji energii.

Rysunki



Rys. 1. a) Pomiar współczynnika rozszerzalności termicznej wybranych materiałów, b) Pomiar stabilności długoczasowej symetrycznego ogniwa w temperaturze 600°C

Tabele

Tabela 1. Napięcia obwodu otwartego wraz z maksymalnymi gęstościami mocy w różnych temperaturach

Temperatura (°C)	550	600	650	700	750	800	850
Napięcie obwodu otwartego (V)	1.087	1.084	1.072	1.060	1.050	1.026	1.029
Maksymalna gęstość mocy (mW/cm ²)	84.7	122	224	352	467	572	680

Autorzy

Jakub Fudalewski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Wodorowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jfudalewski@student.agh.edu.pl

Dr inż. Piotr Winiarz, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Wodorowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pwiniarz@agh.edu.pl;

Dr hab. inż. Kun Zheng, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Wodorowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: zheng@agh.edu.pl;

Literatura

[1] A.B. Stambouli, E. Traversa, Solid oxide fuel cells (SOFCs): a review of an environmentally clean and efficient source of energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews 6 (2002) 433–455. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00014-X](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00014-X).

[2] Y. Zhang, B. Chen, D. Guan, M. Xu, R. Ran, M. Ni, W. Zhou, R. O’Hayre, Z. Shao, Thermal-expansion offset for high-performance fuel cell cathodes, Nature 591 (2021) 246–251. <https://doi.org/10.1038/S41586-021-03264-1>.

[3] P. Winiarz, A. Sultan, Y. Ling, K. Zheng, Negative thermal expansion coefficient materials: From basics to applications, recent advances in solid oxide cells and future perspectives, Sustainable Materials and Technologies 45 (2025) e01442. <https://doi.org/10.1016/J.SUSMAT.2025.E01442>.

[4] P. Winiarz, E.A. Sroczek, A. Brzoza-Kos, P. Czaja, K. Kapusta, K. Świerczek, SmBa0.5Sr0.5CoCuO5+δ and Sm0.5Ba0.25Sr0.25Co0.5Cu0.5O3-δ oxygen electrode materials for Solid Oxide Fuel Cells: Crystal structure and morphology influence on the electrocatalytic activity, Acta Mater 277 (2024). <https://doi.org/10.1016/J.ACTAMAT.2024.120186>.

Zastosowanie dronów w diagnostyce łopat turbin wiatrowych

Krótki opis. Wraz z dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej na świecie rośnie znaczenie utrzymania wysokiej sprawności technicznej turbin wiatrowych. Szczególną uwagę poświęca się łopatom turbin (WTB – wind turbine blades), które ze względu na swoje położenie i funkcję są najbardziej narażone na uszkodzenia mechaniczne, erozję, pęknięcia, oblodzenia czy skutki uderzeń piorunów. Tradycyjne metody inspekcji, choć skuteczne, są kosztowne, czasochłonne i obciążone ryzykiem dla personelu serwisowego. Coraz większego znaczenia nabierają więc nowoczesne metody inspekcji z wykorzystaniem bezałogowych statków powietrznych (BSP), czyli dronów.

Brief description. With the dynamic development of wind energy worldwide, the importance of maintaining high technical efficiency of wind turbines is steadily increasing. Particular attention is devoted to wind turbine blades (WTB), which—due to their position and function—are especially susceptible to mechanical damage, erosion, cracking, icing, and lightning strikes. Traditional inspection methods, although effective, are costly, time-consuming, and pose safety risks to maintenance personnel. As a result, modern inspection methods using unmanned aerial vehicles (UAVs), commonly known as drones, are gaining increasing significance.

Słowa kluczowe: monitorowanie turbin wiatrowych, BSP, dron

Keywords: monitoring HWT, UAV, drone.

Wstęp

Drony, a w szczególności multikoptery, wykorzystywane są głównie do prowadzenia inspekcji wizualnej łopat. Typowe systemy oparte są na fotogrametrii lotniczej i wyposażone w zaawansowane kamery, często wspierane przez LIDAR oraz algorytmy sztucznej inteligencji do analizy obrazu. Przykładowo, model U-Net zmodernizowany o komponenty ResNet, PSA-Net i ECA-Net pozwala na automatyczną segmentację uszkodzeń powierzchni łopat na zdjęciach.

Oprócz obrazowania wizualnego, rozwijane są także metody wykorzystujące termografię, emisję akustyczną oraz badania ultradźwiękowe. Współczesne systemy umożliwiają przygotowanie cyfrowych modeli powierzchni i wykrywanie defektów takich jak rozwarstwienia czy mikropęknięcia, które mogą prowadzić do katastrofalnych awarii.

Badania nad operowaniem dronem przy pracującej turbinie

Najnowsze prace badawcze prowadzone na AGH koncentrują się na możliwości przeprowadzania inspekcji łopat w trakcie pracy turbiny – co znacząco ograniczyłoby konieczność ich wyłączania i poprawiłoby dyspozycyjność całych farm wiatrowych. Kluczowym wyzwaniem w takich warunkach jest jednak określenie bezpiecznej strefy operowania BSP w pobliżu wirujących łopat.

W tym celu przeprowadzono symulacje CFD w programie Ansys Fluent, które pozwoliły oszacować rozkład prędkości i przyspieszeń w strudze powietrza za wirnikiem. Wyniki wskazują, że bezpieczną strefą dla BSP jest przestrzeń oddalona o co najmniej 10 m od płaszczyzny obrotu łopat – wewnątrz tej strefy zaburzenia przepływu są zbyt silne i nieprzewidywalne, mogą prowadzić do destabilizacji drona.

Doświadczenia terenowe

Pomiary wykonane z wykorzystaniem drona Yuneec H850-RTK potwierdziły wyniki obliczeń. Analiza zachowania drona w trakcie zawisu wykazała znacznie większe odchylenia kątowe w pobliżu pracującej turbiny niż w czasie lotów kontrolnych. Przyspieszenia i zmienność przepływu powietrza wpływają bezpośrednio na jakość uzyskiwanych zdjęć oraz bezpieczeństwo operacji. Pomimo tego, wyniki badań potwierdzają możliwość prowadzenia skutecznej inspekcji przy zachowaniu odpowiedniego dystansu i planu lotu.

Wnioski i perspektywy rozwoju

Zastosowanie dronów w monitorowaniu stanu technicznego łopat turbin wiatrowych otwiera nowe możliwości w diagnostyce i konserwacji instalacji OZE. Ich główne zalety to niskie koszty, bezpieczeństwo, elastyczność operacyjna i możliwość szybkiego pozyskania danych. Badania wskazują, że możliwe jest przeprowadzanie inspekcji nawet bez wyłączania turbiny z ruchu, o ile zachowane zostaną określone warunki operacyjne.

Postęp w dziedzinie systemów przetwarzania obrazu, nawigacji oraz stabilizacji lotu dronów będzie miał kluczowe znaczenie dla wdrażania autonomicznych systemów diagnostycznych w farmach wiatrowych. Prace prowadzone na AGH są istotnym krokiem w tym kierunku.

Autorzy

dr hab. inż. Krzysztof Kołodziejczyk, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: krkolodz@agh.edu.pl;

mgr inż. Jędrzej Minda, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: minda@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Hossain, M. L., Abu-Siada, A. & Mueeen, S. M., “Methods for advanced wind turbine condition monitoring and early diagnosis: A literature review”, “Energies”, 2018, 11, 1309.

- [2] Kołodziejczyk, K. & Minda, J., „Wykorzystanie dronów do monitorowania stanu technicznego turbin wiatrowych”, „Przem. Chem.”, 2023, 102.
- [3] Li, W., Zhao, W., Gu, J., Fan, B. & Du, Y., “Dynamic Characteristics Monitoring of Large Wind Turbine Blades Based on Target-Free DSST Vision Algorithm and UAV”, “Remote Sens”, 2022, 14, 3113.
- [4.] Stevens, R. J. A. M. & Meneveau, C., “Flow Structure and Turbulence in Wind Farms. Annu. Rev.”, “Fluid Mech”, 2017, 49, 311–339.
- [5] Asmuth, H. et al., “Wind turbine response in waked inflow: A modelling benchmark against full-scale measurements”, “Renew. Energy”, 2022, 191, 868–887.
- [6] Wang, B. H., Wang, D. B., Ali, Z. A., Ting Ting, B. & Wang, H., “An overview of various kinds of wind effects on unmanned aerial vehicle”, “Meas. Control” 2019, 52, 731–739.
- [7] Liang, H., Lee, S.-C., Bae, W., Kim, J. & Seo, S., “Towards UAVs in Construction: Advancements, Challenges, and Future Directions for Monitoring and Inspection”, “Drones”, 2023, 7, 202.

Optimalizacja zarządzania energią w systemie PV-BESS z wykorzystaniem hybrydowego algorytmu genetycznego z lokalną optymalizacją gradientową

Krótki opis. W artykule przedstawiono hybrydowe podejście optymalizacyjne, łączące algorytm genetyczny z metodą sekwencyjnego programowania kwadratowego (SQP), przeznaczone do zwiększenia efektywności wykorzystania bateryjnych systemów magazynowania energii (BESS) w farmach fotowoltaicznych. Opisano wyzwania związane z rosnącą rolą OZE w systemie elektroenergetycznym oraz omówiono zalety zaproponowanego algorytmu, który pozwala na szybsze i powtarzalne osiągnięcie globalnych rozwiązań optymalnych przy jednoczesnej redukcji zapotrzebowania na zasoby obliczeniowe. Wyniki badań potwierdzają skuteczność i przewagę hybrydowego algorytmu GA-SQP nad klasycznymi podejściami heurystycznymi w optymalizacji pracy BESS.

Brief description. The following text describes how to prepare an abstract of a conference presentation for publication in the conference proceedings of the KNER 2025 conference. The conference is organized as part of the Distributed Energy Congress 2025 project. Authors are requested to prepare their abstracts according to the recommendations in the text. The brief description should not be longer than 4 lines of text. Each abstract must be complete: title, brief description, and keywords. (Preparation of abstracts for the KNER 2025 Distributed Energy Scientific Conference)

Słowa kluczowe: Zarządzanie energią, Fotowoltaika z magazynem energii (PV-BESS), Energy market, Optymalizacja hybrydowa

Keywords: Energy management, Photovoltaic with battery energy storage system (PV-BESS), Energy market, Hybrid optimization

Wstęp

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, szczególnie fotowoltaiki (21,6 GW mocy zainstalowanej w Polsce [1]), powoduje, że sieci elektroenergetyczne coraz częściej borykają się z problemem gwałtownych zmian w podaży mocy. Dodatkowo obserwuje się niższe, a nawet ujemne ceny energii w godzinach szczytowej produkcji, co ilustruje zjawisko zwane „duck curve” (pol. „krzywa kaczki”). Odnosi się ono do charakterystycznego kształtu dziennej krzywej obciążenia netto, który pojawia się, gdy udział energii odnawialnej, głównie generacji fotowoltaicznej (PV), osiąga wysoki poziom [3].

Bateryjne systemy magazynowania energii (BESS) stanowią kluczowe narzędzie do wygładzania tych zmian oraz umożliwiają arbitraż cenowy na rynku dnia następnego, co znacząco poprawia opłacalność inwestycji w OZE. BESS mogą być ładowane w godzinach nadwyżki produkcji, a następnie rozładowywane w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Taka strategia nie tylko zwiększa zyski inwestora, lecz również przyczynia się do stabilizacji napięcia i częstotliwości w sieci [4]. Dodatkowo ogranicza to potrzebę rozbudowy infrastruktury przesyłowej [8].

W literaturze opisano różnorodne metody optymalizacji działania BESS. Wśród nich znajdują się metody matematyczne, takie jak programowanie nieliniowe (Non-linear Programming, NLP) oraz całkowitoliczbowe programowanie liniowe (Mixed-Integer Linear Programming, MILP), które stanowi około 13% publikowanych rozwiązań [10]. Stosowane są również metody probabilistyczne, w tym optymalizacja stochastyczna (Stochastic Optimisation, SO) oraz stochastyczne programowanie dynamiczne (Stochastic Dynamic Programming, SDP).

Dużą grupę stanowią również metody heurystyczne, zwłaszcza metaheurystyki, które obejmują około 46% stosowanych algorytmów optymalizacyjnych [10]. Wśród nich szczególnie popularne są algorytmy genetyczne (Genetic Algorithm, GA), stanowiące około 10 punktów procentowych. Metaheurystyki oferują elastyczność w rozwiązywaniu różnorodnych problemów oraz zdolność do unikania lokalnych ekstremów, choć nie zawsze gwarantują osiągnięcie globalnego optimum.

Algorytmy genetyczne opierają się na mechanizmach ewolucji biologicznej, takich jak selekcja, krzyżowanie i mutacja. Ich zaletą jest możliwość znalezienia rozwiązań bliskich optimum globalnemu, jednak ze względu na element losowości, wyniki mogą się różnić przy wielokrotnym uruchomieniu obliczeń dla tych samych parametrów [11]. Skuteczność GA w dużej mierze zależy od właściwego doboru i dostrojenia parametrów, takich jak wielkość populacji, prawdopodobieństwo mutacji czy liczba pokoleń.

Z uwagi na ograniczenia poszczególnych podejść coraz częściej wykorzystuje się algorytmy hybrydowe, łączące zalety metod lokalnych (dokładne przeszukiwanie otoczenia rozwiązania) z szerokim zakresem eksploracji zapewnianym przez metaheurystyki.

W niniejszej pracy zaprezentowano podejście hybrydowe łączące algorytm genetyczny z metodą gradientową, zrealizowane w środowisku MATLAB z wykorzystaniem biblioteki Global Optimization Toolbox. Jako algorytm gradientowy zastosowano metodę sekwencyjnego programowania kwadratowego (Sequential Quadratic Programming, SQP). Metoda ta rozwijana jest od końca lat 70. XX wieku [14] i służy do rozwiązywania nieliniowych problemów optymalizacyjnych z ograniczeniami. SQP polega na iteracyjnej aproksymacji ograniczeń nieliniowych w aktualnym punkcie, a następnie rozwiązywaniu powiązanego podproblemu programowania kwadratowego (QP). Wynik tego podproblemu wyznacza kierunek i krok do kolejnego punktu iteracji [14]. Rozwiązanie to powinno gwarantować znalezienie optimum globalnego oraz znacznie szybsze obliczenia w porównaniu z klasycznym algorytmem genetycznym. Celem niniejszego algorytmu jest optymalizacja zysku z farmy PV o mocy 1MWp.

Wnioski

Niniejsze badanie zaproponowało użycie algorytmu hybrydowego GA-SQP do optymalizacji dziennej dystrybucji energii oraz określenia optymalnych parametrów BESS. Badanie potwierdziło skuteczność algorytmu do znajdowania optimum globalnego oraz szybkiego wykonywania obliczeń w porównaniu do innych algorytmów metaheurystycznych. Dzięki połączeniu z algorytmem gradientowym udało się uzyskać pełną powtarzalność wyniku. Równocześnie zmniejszono zapotrzebowanie na zasoby obliczeniowe w porównaniu do algorytmu genetycznego, dzięki czemu uzyskuje się około 10-krotną poprawę czasu potrzebnego na obliczenia.

Autorzy

mgr inż. Szymon Nachman, Politechnika Krakowska, Szkoła Doktorska PK, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Katedra Inżynierii Elektrycznej, ul. Warszawska 24, 31-155 Kraków, e-mail: szymon.nachman@doktorant.pk.edu.pl

Literatura

- [1] <https://www.pse.pl/jak-funkcjonuje-krajowy-system-elektroenergetyczny/rodzaje-zrodel-wytworczych-i-definicje> (dostęp: 25.06.2025).
- [2] S. Talebi and H. H. Aly, Miri Sarawak, A Review of Battery Energy Storage System Optimization: Current State-Of- The-Art and Future Trends, 2024 International Conference on Green Energy, Computing and Sustainable Technology (GECOST), Malaysia, 2024, pp. 116-120, doi: [10.1109/GECOST60902.2024.10474701](https://doi.org/10.1109/GECOST60902.2024.10474701).
- [3] Jixue Pei, Nian Liu, Jiaqi Shi, Yi Ding, Tackling the duck curve in renewable power system: A multi-task learning model with iTransformer for net-load forecasting, Energy Conversion and Management, Volume 326, 2025, 119442, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119442>.
- [4] Nasif Mahmud, A. Zahedi, Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 64, 2016, Pages 582-595, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.030>.
- [5] Yuqing Yang, Stephen Bremner, Chris Menictas, Merlinde Kay, Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 91, 2018, Pages 109-125, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>.
- [6] Yuqing Yang, Stephen Bremner, Chris Menictas, Merlinde Kay, Modelling and optimal energy management for battery energy storage systems in renewable energy systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 167, 2022, 112671, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112671>.
- [7] Yekini Suberu M, Wazir Mustafa M, Bashir N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. Renew Sustain Energy Rev 2014;35:499–514. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009>.
- [8] Yekini Suberu M, Wazir Mustafa M, Bashir N. Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. Renew Sustain Energy Rev 2014;35:499–514. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009>.
- [9] Luca Urbanucci, Limits and potentials of Mixed Integer Linear Programming methods for optimization of polygeneration energy systems, Energy Procedia, Volume 148, 2018, Pages 1199-1205, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.021>.
- [10] Hira Tahir, Optimization of energy storage systems for integration of renewable energy sources — A bibliometric analysis, Journal of Energy Storage, Volume 94, 2024, 112497, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112497>.
- [11] Kareem, S. W., Ali, K. W. H., Askar, S., Xoshaba, F. S., & Hawezi, R. Sc. (2022). Metaheuristic algorithms in optimization and its application: a review. *JAREE (Journal on Advanced Research in Electrical Engineering)*, 6(1). <https://doi.org/10.12962/jaree.v6i1.216>
- [12] Song, Y., & Xi, P. (2009). Genetic algorithm and gradient-based algorithm optimization of vehicle turning mechanism. *IEEE International Conference on Computer Science and Information Technology*, 81–84. <https://doi.org/10.1109/ICCSIT.2009.5234759>
- [13] Joines, J.A., Kay, M.G. (2003). Utilizing Hybrid Genetic Algorithms. In: Evolutionary Optimization. International Series in Operations Research & Management Science, vol 48. Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/0-306-48041-7_8
- [14] Boggs, Paul & Tolle, Jon. (1995). Sequential Quadratic Programming. *Acta Numerica*. 4. 1-51. 10.1017/S0962492900002518.

5. Technologie wspierające rozwój Energetyki Rozproszonej



Wydział Energetyki i Paliw

Dziekan: Prof. dr hab. **Monika Motak**

Komitet Sterujący: dr hab. inż. **Artur Wyrwa**, prof. AGH

Komitet Organizacyjny: mgr inż. **Maciej Skiba**

Chairman: dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH

W programie sesji znalazły się zagadnienia dotyczące technologii i analiz wspierających rozwój energetyki rozproszonej. Punktem wyjścia będą pogodozależne odnawialne źródła energii, których stochastyczny profil generacji stanowi istotne wyzwanie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego. Przedstawione zostaną wyniki analiz przestrzennej komplementarności systemów PV w Polsce, które mogą znaleźć praktyczne zastosowanie w optymalnym rozmieszczaniu instalacji i planowaniu klastrów energetycznych. Zaprezentowane będą także korzyści w zakresie bilansowania energii wynikające z integracji systemu elektroenergetycznego z rozproszonymi systemami ciepłowniczymi oraz przykłady zastosowań technologii Power-to-Heat zasilanych energią odnawialną, zintegrowanych z sezonowymi magazynami ciepła. Uzupełnieniem dla niestabilnych źródeł odnawialnych są technologie oparte na wodorze, takie jak ogniwa paliwowe oraz technologie jądrowe, w tym małe reaktory modułowe (SMR). Istotnym zagadnieniem w tym kontekście jest poprawa parametrów eksploatacyjnych i trwałości ogniw paliwowych oraz możliwość pozyskiwania uranu z odpadów poprocesowych jako alternatywnego surowca dla cyklu paliwowego. Wszystkie wspomniane wyżej zagadnienia będą przedmiotem prezentacji i dyskusji w czasie sesji.

Za koordynację sesji odpowiada Wydział Energetyki i Paliw AGH w Krakowie, stanowiący unikatowe w skali kraju środowisko badawcze, integrujące kompetencje z zakresu energetyki, inżynierii chemicznej oraz inżynierii środowiska. W strukturze Wydziału znajduje się obecnie sześć katedr: Katedra Technologii Paliw, Katedra Maszyn Ciepłych i Przepływowych, Katedra Podstawowych Problemów Energetyki, Katedra Energetyki Jądrowej i Radiochemii, Katedra Energetyki Wodorowej oraz Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego. Wydział prowadzi prace badawcze w trzech dyscyplinach naukowych: inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka, inżynieria chemiczna oraz inżynieria materiałowa, obejmujące szerokie spektrum badań podstawowych i stosowanych, od rozwoju nowoczesnych materiałów i technologii konwersji energii, poprzez modelowanie i analizy systemowe, aż po ocenę oddziaływania na środowisko i gospodarkę.

dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Zastosowanie nowoczesnych metod badawczych do poprawy parametrów elektrochemicznych i stabilności długoczasowej stałotlenkowych ogni paliwowych

Krótki opis. Praca przedstawia nowoczesne metody badawcze takie jak elektroprzędzenie, wydzielanie nanocząstek *in situ*, zastosowanie materiałów z ujemnym współczynnikiem rozszerzalności termicznej oraz materiałów trójprzewodzących, do zwiększenia efektywności stałotlenkowych ogni paliwowych. Te elektrochemiczne urządzenia generują prąd z reakcji chemicznych zachodzących na ich elektrodach. Zaprezentowane wyniki jednoznacznie wskazują na poprawę wydajności ogni poprzez zmniejszenie rezystancji polaryzacyjnej, zwiększenie gęstości mocy i stabilności długoczasowej.

Brief description. The work presents modern research methods such as electrospinning, *in situ* exsolution of nanoparticles, application of materials with negative thermal expansion coefficient, and triple-conducting materials to increase the efficiency of solid oxide fuel cells. These electrochemical devices generate current from chemical reactions occurring on their electrodes. The presented results clearly indicate the improvement of efficiency by lowering the polarization resistance, increasing power density, and long-term stability.

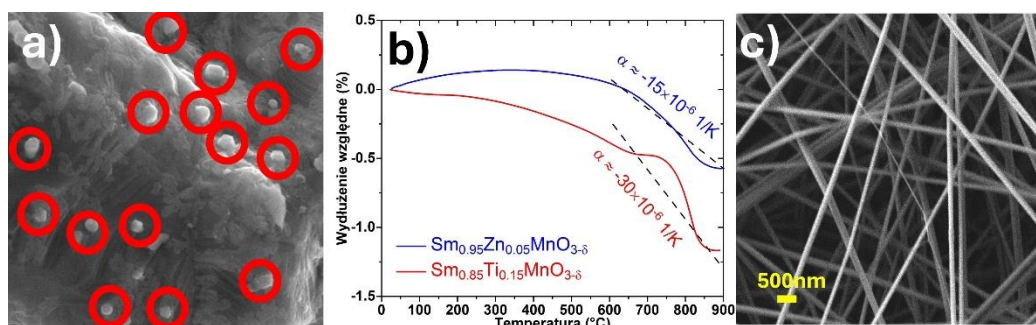
Słowa kluczowe: stałotlenkowe ogniwa paliwowe, elektroprzędzenie, wydzielanie nanocząstek *in situ*, materiały trójprzewodzące

Keywords: solid oxide fuel cells, electrospinning, *in situ* exsolution of nanoparticles, triple-conducting oxides

Wstęp

Współczesny rozwój energetyki, wzrastająca emisja CO₂ i stale rosnące światowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, wymuszają poszukiwanie nowych, wydajnych, niskoemisyjnych, czystych i przyjaznych dla środowiska źródeł energii. Najbardziej obiecującym rozwiązaniem w tej dziedzinie są stałotlenkowe ogniwa paliwowe (z ang. SOFC: solid oxide fuel cell), które na drodze prostych reakcji chemicznych zachodzących na katodzie i anodzie, przy zasilaniu wodorem wytwarzają prąd bez jakiegokolwiek zanieczyszczenia. Naukowcy poprzez odpowiednie badania oraz współpracę z przemysłem, starają się odpowiednio zaprojektować wykorzystywane materiały, tak aby zmniejszać zawartość szkodliwych i rakotwórczych pierwiastków (takich jak kobalt i bar) wchodzących w skład zastosowanych komponentów takiego urządzenia elektrochemicznego. Dzięki temu, w efekcie, otrzymane ogniwa umożliwiają efektywne zwiększenie gęstości otrzymywanych mocy oraz polepszenie ich stabilności długoczasowej. Do tego celu niezbędne są odpowiednie techniki, modyfikacje i ulepszenia, tak aby technologia ogni paliwowych stała się bardziej dostępna i ekonomicznie opłacalna.

Ogniwo typu SOFC składa się z trzech elementów: anody, do której dostarczane jest paliwo bogate w wodór, katody, do której dostarczany jest tlen (np. z powietrza) oraz warstwy elektrolitu pomiędzy tymi elektrodami. Obecny postęp w technologii ogni paliwowych skupia się głównie na opracowywaniu i badaniu materiałów katodowych. Najczęściej rozważanymi grupami materiałów elektrodowych są perowskity pojedyncze i podwójne typu ABO₃ i AA'BB'O₆, które można łatwo modyfikować zmieniając i dostosowując pożądane parametry i właściwości strukturalne, termomechaniczne, elektryczne oraz elektrochemiczne. Zaprojektowanie materiału, który poprzez odpowiednie modyfikacje chemiczne wykorzystuje materiały z ujemnym współczynnikiem rozszerzalności termicznej oraz materiały trójprzewodzące, efektywnie wpłynie na poprawę parametrów ogni. W tym celu zastosowane mogą być metody takie jak: elektroprzędzenie oraz wydzielanie nanocząstek *in situ*. Metoda elektroprzędzenia umożliwia otrzymanie materiału w formie nanowłókien, które charakteryzują się wysoką powierzchnią właściwą, co wpływa na zmniejszenie rezystancji polaryzacyjnej [1]. Wydzielanie *in-situ* pozwala na kontrolowany proces redukcji, dzięki któremu nanocząstki zostają wydzielone na powierzchni materiału, zwiększając efektywność elektrokatalityczną [2,3]. Nowatorskim podejściem jest wykorzystanie materiałów z ujemnym współczynnikiem rozszerzalności termicznej, które umożliwiają dopasowanie rozszerzalności z zastosowanym materiałem elektrolitowym [4]. Dzięki temu, możliwe jest wyeliminowanie potencjalnych naprężeń i pęknięć, które uniemożliwiają pracę ogni. Prowadzone są także badania, które skupiają się na użyciu tzw. materiałów trójprzewodzących, które są w stanie jednocześnie przewodzić elektrony/dziury, jony tlenu oraz protony. Takie tlenki zwiększają powierzchnię styku trzech faz, co przekłada się na wyższe otrzymywane gęstości mocy. Dodatkowa przeprowadzona analiza dystrybucji czasów relaksacji umożliwia identyfikację charakterystycznych procesów zachodzących podczas pracy ogniwa, np. adsorpcja i dysocjacja tlenu, przeniesienie jonu tlenu do granicy trzech faz. Zrozumienie i wyjaśnienie tych procesów pozwala wskazać te główne, które odpowiadają za pogorszenie efektywności. Dzięki temu możliwe jest odpowiednie zaprojektowanie materiałów katodowych o podwyższonych parametrach elektrochemicznych. Zestawione wyniki badań przedstawiono na rysunku 1.



Rysunek 1 Przedstawienie różnych technik i metod badawczych umożliwiających zwiększenie parametrów elektrochemicznych stałotlenkowych ogni paliwowych: a) wydzielanie nanocząstek *in-situ*, b) zastosowanie materiałów z ujemnym współczynnikiem rozszerzalności termicznej, c) elektroprzędzone nanowłókna o zwiększonej powierzchni właściwej. Rysunki na podstawie: [1,2,4]

Wnioski

Opisane w pracy modyfikacje materiałów elektrodowych wykorzystują odpowiednie metody badawcze, które umożliwiają znaczącą poprawę parametrów elektrochemicznych otrzymanych ogniw. Wydzielanie elektrokatalitycznie aktywnie nanocząstek oraz elektroprzędzenie nanowłókien o zwiększonej powierzchni właściwej, pozwala na otrzymanych pożądanymi właściwościami fizykochemicznymi. Modyfikacje chemiczne wykorzystujące materiały z ujemnością rozszerzalnością termiczną służą do dopasowania rozszerzalności termicznych materiałów elektrodowych, minimalizując potencjalne mechanizmy degradacji, a materiały trójprzewodzące zwiększają powierzchnię styku trzech faz, efektywnie poprawiając aktywność katalityczną. Wszystkie zebrane i opisane wyniki badań jednoznacznie wskazują, że techniki te wpływają na poprawę pożądanymi parametrów fizykochemicznych, co przekłada się w efekcie na zwiększenie efektywności pracy stałotlenkowych ogniw paliwowych.

Autorzy

dr inż. Piotr Winiarz, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pwiniarz@agh.edu.pl
mgr inż. Jakub Lach, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jakublach@agh.edu.pl
mgr inż. Michał Gogacz, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: migogacz@agh.edu.pl
mgr inż. Jacek Winiarski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jwiniarski@agh.edu.pl
prof. dr hab. inż. Konrad Świerczek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: xi@agh.edu.pl
dr hab. inż. Kun Zheng, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: zheng@agh.edu.pl

Literatura

- [1] P. Winiarz, E.A. Sroczyk, A. Brzoza-Kos, P. Czaja, K. Kapusta, K. Świerczek, $\text{SmBa}_{0.5}\text{Sr}_{0.5}\text{CoCuO}_{5+\delta}$ and $\text{Sm}_{0.5}\text{Ba}_{0.25}\text{Sr}_{0.25}\text{Co}_{0.5}\text{Cu}_{0.5}\text{O}_{3-\delta}$ oxygen electrode materials for Solid Oxide Fuel Cells: Crystal structure and morphology influence on the electrocatalytic activity, *Acta Mater* 277 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2024.120186>.
- [2] J. Lach, M. Gogacz, P. Winiarz, Y. Ling, M. Zhou, K. Zheng, A Review of Nanofiber Electrodes and the In Situ Exsolution of Nanoparticles for Solid Oxide Cells, *Materials* 18 (2025). <https://doi.org/10.3390/ma18061272>.
- [3] K. Zheng, J. Lach, P. Czaja, M. Gogacz, P. Czach, A. Brzoza-Kos, P. Winiarz, J. Luo, Designing high-performance quasi-symmetrical solid oxide cells with a facile chemical modification strategy for $\text{Sr}_2\text{Fe}_{2-x}\text{W}_x\text{O}_{6-\delta}$ ferrites electrodes with in situ exsolution of nanoparticles, *J Power Sources* 587 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233707>.
- [4] P. Winiarz, A. Sultan, Y. Ling, K. Zheng, Negative thermal expansion coefficient materials: From basics to applications, recent advances in solid oxide cells and future perspectives, *Sustainable Materials and Technologies* 45 (2025) e01442. <https://doi.org/10.1016/j.susmat.2025.e01442>.

Podziękowania: Praca została zrealizowana w ramach subwencji badawczej na podstawie umowy nr 16.16.210.476, wspieranej przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Projekt badawczy był dodatkowo wspierany przez program „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Ponadto, badania były częściowo finansowane przez Narodowe Centrum Nauki (NCN), nr grantu UMO-2021/43/D/ST5/00824.

Produkty odpadowe jako alternatywne źródła uranu na potrzeby jądrowego cyklu paliwowego

Krótki opis. Komunikat dotyczy technologii odzysku uranu z wtórnych źródeł, takich jak popioły lotne. Omawia możliwości zastosowania metod membranowych jako elementu przyszłego zrównoważonego cyklu paliwowego.

Brief description. The work concerns uranium recovery technologies from secondary sources such as fly ash. It discusses the potential of membrane-based methods as part of a future sustainable nuclear fuel cycle.

Słowa kluczowe: Ługowanie uranu, Produkty uboczne spalania węgla, Jądrowy cykl paliwowy, Zrównoważona energia jądrowa

Keywords: Uranium extraction, Coal combustion by-products, Nuclear fuel cycle, Sustainable nuclear energy

Wstęp

W dobie rosnących napięć geopolitycznych i zmiennych warunków rynkowych, bezpieczeństwo energetyczne, zróżnicowanie źródeł i dostęp do strategicznych surowców stają się równie istotne, jak cele klimatyczne. W tym kontekście rośnie znaczenie energetyki jądrowej jako stabilnego i niskoemisyjnego elementu systemu energetycznego. W 2023 roku aż 31 państw – w tym Polska – podpisało deklarację o potrojeniu globalnej mocy jądrowej do 2050 roku (tzw. Triple Nuclear Energy Declaration) [1]. Oznacza to wzrost mocy z ok. 377,8 GW obecnie do ponad 1 100 GW w połowie wieku. Tylko w 2023 roku globalna produkcja energii elektrycznej z reaktorów jądrowych wyniosła 2 552 TWh, co oznacza wzrost o 66 TWh względem roku poprzedniego i najwyższy poziom generacji od ponad dekady [2].

Obok dużych bloków jądrowych, które pozostają podstawą konwencjonalnej energetyki jądrowej, rozwija się dynamicznie segment reaktorów modułowych (SMR), oferujących większą elastyczność i potencjalnie niższe koszty inwestycyjne. Obecnie ponad 80 projektów SMR rozwijanych jest w 19 krajach, a Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) szacuje, że w scenariuszu wysokiego wzrostu mogą one dostarczyć do 24% światowej mocy zainstalowanej w energetyce jądrowej w 2050 r [3]. Choć istnieją koncepcje z alternatywnymi paliwami (np. torowymi), większość projektów reaktorów będzie wykorzystywać konwencjonalne paliwo uranowe [3]. Tym samym SMR nie spowodują rewolucji w zakresie cyklu paliwowego, którego podstawą pozostanie uran.

Szacuje się, że obecne zapotrzebowanie na naturalny uran to ok. 60 000–66 000 ton rocznie [4]. Jednak w scenariuszu potrojenia mocy jądrowej, globalne zużycie uranu może wzrosnąć na poziomie 90 000–140 000 ton rocznie do 2050 roku [4]. Choć technologie ponownego przetwarzania i wzbogacania uranu z wypalonego paliwa są rozwijane, to nie pokryją one w pełni zapotrzebowania. W efekcie może wzrosnąć znaczenie alternatywnych źródeł, które mogą pełnić funkcję uzupełniającą wobec klasycznego górnictwa. W tym kontekście, ponowne wykorzystanie uranu obecnego w materiałach odpadowych – może stanowić ważny element budowy niezależności surowcowej. Rozwój technologii umożliwiających efektywny odzysk uranu z tych materiałów staje się zatem nie tylko interesującym obszarem badań, ale także realną odpowiedzią na rosnące potrzeby sektora jądrowego. W szczególności może dotyczyć to takich materiałów jak popioły z energetyki konwencjonalnej, zużle i szlamy z przemysłu metalurgicznego, fosfogipsy - materiały, które w wyniku procesów technologicznych mogą koncentrować zwiększone ilości uranu [5].

W tej pracy skupiono się na optymalizacji metody ekstrakcji uranu z popiołów powstałych po spalaniu węgla energetycznego. Spalanie węgla w kotle energetycznym powoduje ulatnianie się lekkich pierwiastków, natomiast pierwiastki o wyższej masie atomowej, w tym uran, pozostają w fazie stałej i koncentrują się w popiołach [6]. Przykłady stężeń uranu w surowcach i produktach spalania węgla przedstawiono w tabeli 1. Zmienność koncentracji uranu zarówno w surowym węglu, jak i w produktach jego spalania, jest znaczna i zależy od wielu czynników geochemicznych oraz geologicznych. Węgiel brunatny, z racji młodszej wieku i niższego stopnia uwęglania, często zawiera więcej uranu niż węgiel kamienny [7]. Przykładowo, zawartość uranu w węglu brunatnym wynosi od 1,6 mg·kg⁻¹ (Włochy) do 31,3 mg·kg⁻¹ (Grecja), natomiast w węglu kamiennym rozrzut jest jeszcze większy – od 0,1 mg·kg⁻¹ (Polska, Ameryka Południowa) aż do 450,1 mg·kg⁻¹ (Chiny) [8]. W Europie zakres ten jest szczególnie szeroki, co może wynikać z różnorodnej historii geologicznej [9].

Tabela 1. Stężenie uranu w węglu kamiennym, brunatnym i popiołach lotnych

Rodzaj	Depozyt	Koncentracja U [mg·kg ⁻¹]
Węgiel brunatny	Europa	1,6 – 31,3 [8, 10]
	Azja	1,7 [11]
Węgiel kamienny	Europa	0,1 – 450,1 [8, 10-13]
	Ameryka Półn.	5,8 [8]
	Australia	4,7 [8]
	Ameryka połud.	0,1 – 3,4 [8]
	Afryka	0,6 – 1,5 [8]
Popioły lotne	Ameryka Półn.	7,7 – 30,0 [7, 8]
	Europa	3,5 – 699,2 [8, 11, 12, 15, 18]
	Ameryka połud.	11,6 [8]
	Azja	3,1 -10,3 [15, 16]

Natomiast w popiołach lotnych stężenie uranu może być o rząd wielkości wyższe niż w węglu macierzystym – a w niektórych przypadkach osiągnąć wartości porównywalne z eksploatowanymi rudami. Zawartość uranu w popiołach lotnych może sięgać nawet 699,2 mg·kg⁻¹ (Chorwacja), co stawia je w przedziale odpowiadającym rudom o średniej zawartości (poniżej 1000 mg·kg⁻¹) [17, 18].

Optimalizacja procesu odzysku uranu

Wykorzystanie popiołów jako wtórnych zasobów uranu wymaga jednak opracowania efektywnych, ekonomicznie uzasadnionych i środowiskowo bezpiecznych technologii odzysku. W wyniku prowadzonych prac badawczych, przedstawiono optymalizację procesów ekstrakcji uranu z popiołów lotnych powstałych ze spalania węgla w elektrowniach węglowych. Konwencjonalne metody ługowania kwasowego pozwalają na skuteczne utlenienie uranu związanego z fazą mineralną popiołu, jednak ich bezpośrednie zastosowanie napotyka istotne ograniczenia technologiczne. Popiół lotny, poddany ługowaniu, tworzy trwałe koloidalne zawiesiny, w których drobiny nie ulegają łatwej sedymentacji ani filtracji [19, 20].

W odpowiedzi na te ograniczenia zaproponowano zastosowanie półprzepuszczalnych membran jako elementu wspomagającego ługowanie. Membrany te pełnią jednocześnie funkcję bariery fizycznej zatrzymującej drobinę zawiesiny oraz medium przepuszczalnego dla rozpuszczonego uranu. Eksperymenty wykazały, że wybrane materiały membranowe są odporne na działanie środowisk kwaśnych i utleniających, charakterystycznych dla procesów ekstrakcji uranu. Potwierdziły wysoką skuteczność opracowanej metody odzysku uranu z popiołów, osiągając średnią efektywność ekstrakcji na poziomie 96,7%. W toku badań wyznaczono również kluczowe parametry kinetyczne, takie jak współczynnik przepuszczalności oraz stała szybkości reakcji, które mogą posłużyć do projektowania operacji w skali półtechnicznej.

Wnioski

Przedstawione badania wpisują się w działania na rzecz zrównoważonego rozwoju energetyki jądrowej, oferując realne rozwiązanie problemu pozyskiwania uranu z alternatywnych źródeł. Rezultaty przyczyniają się do redukcji negatywnego wpływu przemysłu na środowisko, zmniejszenia ilości odpadów i zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów.

Autorzy

dr inż. Filip Jędrzejek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Jądrowej i Radiochemii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jedrzejek@agh.edu.pl;

dr hab. Katarzyna Szarłowicz, prof. AGH., Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Jądrowej i Radiochemii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szarlowi@agh.edu.pl;

mgr inż. Weronika Mendera, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Energetyki Jądrowej i Radiochemii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: mendera@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Six More Countries Endorse the Declaration to Triple Nuclear Energy by 2050 at COP29 [press release]. online2024.
- [2] IAEA. Nuclear Power Reactors in the World. Vienna: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY; 2024.
- [3] IAEA. Small Modular Reactors: Advances in SMR Developments 2024. Vienna: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY; 2024.
- [4] Nuclear Energy A, International Atomic Energy A. Uranium 2024: Resources, Production and Demand. Red Book: Uranium Resources, Production and Demand. 2025.
- [5] Gupta C, Singh H. Uranium Resource Processing: Secondary Resources. Berlin; Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; 2003 2003/01/08.
- [6] Nian V. Analysis of interconnecting energy systems over a synchronized life cycle. Applied Energy. 2016;165:1024-36.
- [7] Zielinski RA, Finkelman RB. Radioactive Elements in Coal and Fly Ash: Abundance, Forms, and Environmental Significance. Report. Reston, VA; 1997. Report No.: 163-97.
- [8] IAEA. Extent of Environmental Contamination by Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) and Technological Options for Mitigation. Vienna: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY; 2003.
- [9] Bruneton P, Cuney M. 2 - Geology of uranium deposits. In: Hore-Lacy I, editor. Uranium for Nuclear Power: Woodhead Publishing; 2016. p. 11-52.
- [10] Ahmed UAQ, Wagner NJ, Joubert JA. Quantification of U, Th and specific radionuclides in coal from selected coal fired power plants in South Africa. PLOS ONE. 2020;15(5):e0229452.
- [11] Smolka-Danielowska D. Rare earth elements in fly ashes created during the coal burning process in certain coal-fired power plants operating in Poland – Upper Silesian Industrial Region. Journal of Environmental Radioactivity. 2010;101(11):965-8.
- [12] Walencik-Lata A, Smolka-Danielowska D. ²³⁴U, ²³⁸U, ²²⁶Ra, ²²⁸Ra and ⁴⁰K concentrations in feed coal and its combustion products during technological processes in the Upper Silesian Industrial Region, Poland. Environmental Pollution. 2020;267:115462.
- [13] Olkusi T, editor Zawartość uranu i toru w węglach polskich i amerykańskich 2008.
- [14] Životić D, Gržetić I, Lorenz H, Simić V. U and Th in some brown coals of Serbia and Montenegro and their environmental impact. Environmental Science and Pollution Research. 2008;15(2):155-61.
- [15] IAEA. Naturally Occurring Radioactive Material (NORM VII). Vienna: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY; 2015.
- [16] Mahur AK, Kumar R, Sengupta D, Prasad R. Estimation of radon exhalation rate, natural radioactivity and radiation doses in fly ash samples from Durgapur thermal power plant, West Bengal, India. Journal of Environmental Radioactivity. 2008;99(8):1289-93.
- [17] Hower JC, Ruppert LF, Eble CF. Lanthanide, yttrium, and zirconium anomalies in the Fire Clay coal bed, Eastern Kentucky. International Journal of Coal Geology. 1999;39(1):141-53.
- [18] Kidd S. 5 - The uranium market, supply adjustments from secondary sources, and enrichment underfeeding. In: Hore-Lacy I, editor. Uranium for Nuclear Power: Woodhead Publishing; 2016. p. 99-121.
- [19] Delegard CH, Schmidt AJ. Uranium Metal Reaction Behavior in Water, Sludge, and Grout Matrices. United States; 2009 27.
- [20] Karamanis D, Vardoulakis E. Application of zeolitic materials prepared from fly ash to water vapor adsorption for solar cooling. Applied Energy. 2012;97:334-9.

Modelowanie transformacji energetycznej ciepłownictwa systemowego w Polsce z uwzględnieniem integracji międzysektorowej

Krótki opis.

W pracy przedstawiono model TIMES-HEAT-PL, który łączy sektory elektroenergetyki i ciepłownictwa systemowego, umożliwiając analizę ich współpracy w ramach transformacji energetycznej. Model pozwala badać, w jaki sposób ciepłownictwo może wspierać system elektroenergetyczny, na przykład poprzez wykorzystanie nadwyżek energii z OZE do zasilania elektrycznych źródeł ciepła, a także jak elektrociepłownie mogą stabilizować system w okresach niskiej produkcji z OZE. TIMES-HEAT-PL uwzględnia zróżnicowanie lokalnych systemów ciepłowniczych i osadza je w szerszym kontekście krajowego planowania energetycznego. Dzięki temu umożliwia ocenę kosztów, inwestycji i efektów dekarbonizacji w ujęciu międzysektorowym.

Brief description. The paper presents the TIMES-HEAT-PL model, which integrates the electricity and district heating sectors, enabling analysis of their cooperation in the context of the energy transition. The model allows to examine how district heating can support the electricity system, for example by using surplus energy from RES to power electric heat sources, and how CHP plants can stabilise the system during periods of low RES production. TIMES-HEAT-PL considers the diverse nature of local heating systems and puts them in the broader context of national energy planning. This enables the evaluation of costs, investments and decarbonisation effects on a cross-sectoral perspective.

Słowa kluczowe: integracja międzysektorowa, elektroenergetyka, ciepło systemowe, transformacja energetyczna

Keywords: cross-sectoral integration, power sector, district heating, energy transition

Wstęp

Ponad połowa gospodarstw domowych w Polsce korzysta z ciepła systemowego [1]. Ciepło to dostarczane jest przez sieci ciepłownicze ponad 400 systemów ciepłowniczych, zasilanych przez około 2000 koncesjonowanych źródeł ciepła [2,3].

Obecnie sektor ciepłowniczy w Polsce opiera się głównie na paliwach kopalnych. Zgodnie z definicją efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w dyrektywie EED, do 2050 roku każdy z tych systemów musi stać się zeroemisyjny [4]. Stawia to ogromne wyzwanie przed sektorem, który w ciągu 25 lat będzie musiał w praktyce wymienić prawie wszystkie spośród zainstalowanych 52,7 GW mocy ciepłych [5].

Ze względu na swój lokalny charakter i brak integracji w skali ogólnokrajowej, systemy ciepłownicze funkcjonujące w miastach mogą być zaliczane do elementów energetyki rozproszonej. Charakteryzują się one dużą różnorodnością w zakresie mocy zainstalowanej i rodzaju jednostek wytwórczych, zapotrzebowania na ciepło, a także warunków lokalnych, takich jak dostępność paliw. Powszechnie stosowane w badaniu rozwoju systemów paliwowo-energetycznych modele najczęściej traktują ciepłownictwo jako jeden krajowy system co nie pozwala na uwzględnienie tych indywidualnych uwarunkowań. Z drugiej strony, szczegółowe modele pojedynczych systemów opierają się na wielu założeniach egzogenicznych. W szczególności dotyczy to poziomu i dynamiki zmian cen energii elektrycznej, która jest zarówno głównym czynnikiem napędzającym technologie Power2Heat, jak i działanie elektrociepłowni. Właściwe jest więc stworzenie modelu, który odzwierciedli różnice pomiędzy systemami ciepłowniczymi, traktując je jednocześnie jako część krajowego systemu energetycznego. Pozwoli to na lepsze odwzorowanie zależności między ciepłownictwem a elektroenergetyką, a także na lepsze zrozumienie roli systemów ciepłowniczych w transformacji energetycznej kraju.

Prezentowana praca przedstawia model TIMES-HEAT-PL, integrujący sektory wytwarzania energii elektrycznej i ciepła systemowego. Model odwzorowuje ciepłownictwo systemowe poprzez reprezentatywne systemy ciepłownicze. Każdy reprezentatywny system ciepłowniczy posiada dedykowany zestaw przyszłych technologii wytwórczych, potencjał paliw oraz krzywą popytu na ciepło systemowe. Elektrociepłownie zamodelowane są indywidualnie. Modelowanie pracy jednostek wytwórczych odbywa się z uwzględnieniem ograniczeń technicznych pracy jednostek wytwórczych. Model optymalizuje rozbudowę oraz działanie systemu do roku 2050 z krokiem co 5 lat. Każdy rok modelowy podzielony jest na 672 podokresy.

Model TIMES-HEAT-PL pozwala badać interakcje między sektorami wytwarzania energii elektrycznej i ciepła systemowego, z naciskiem na rolę elektrociepłowni i wpływ elektryfikacji ciepłownictwa na system elektroenergetyczny. Przy pomocy modelu można prowadzić analizy scenariuszowe rozwoju KSE oraz reprezentatywnych systemów ciepłowniczych. Dzięki uwzględnieniu technologii magazynowania energii, możliwa jest analiza potencjalnego wkładu ciepłownictwa w stabilizację krajowego systemu elektroenergetycznego przy dużym udziale pogodozależnych OZE.

Wynikiem modelu TIMES-HEAT-PL jest optymalny kosztowo miks technologiczny oraz profile wytwarzania energii elektrycznej i ciepła systemowego w każdej z technologii. Obejmuje to również instalacje magazynowania energii i technologie Power2Heat. Model dostarcza informacji o kosztach wytwarzania energii oraz poziomie nakładów inwestycyjnych w procesie transformacji energetycznej.

Wnioski

Z przeprowadzonych analiz wynika, że elektryfikacja ciepłownictwa oraz magazyny ciepła mają pozytywny wpływ na kompensowanie nadwyżek energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł OZE. Magazynowanie ciepła jest jednak wyceniane przez model niżej niż magazynowanie energii elektrycznej, ze względu na niższą sprawność cyklu konwersji i magazynowania energii w postaci ciepła. Dekarbonizacja systemów ciepłowniczych postępuje najszybciej w małych systemach, mających dostęp do odnawialnej energii słońca i biopaliw. Dekarbonizacja systemów dużych osiągnięta jest poprzez wielkoskalowe pompy ciepła oraz elektrociepłownie zasilane biopaliwami. Wyniki pokazują, że elektryfikacja ciepłownictwa wymagać będzie ponad 10 GW dodatkowych mocy elektrycznych w perspektywie roku 2050 w porównaniu do scenariusza bez elektryfikacji. Zwraca to uwagę na konieczność wzmocnienia sieci przesyłowych energii elektrycznej w celu dostarczania tej dodatkowej mocy.

Literatura, autorzy i podziękowania

Autorzy

mgr inż. Maciej Raczynski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw. Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: makracz@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw. Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: awyrwa@agh.edu.pl;

dr inż. Janusz Zyśk, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw. Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jazysk@agh.edu.pl;

dr inż. Marcin Pluta, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw. Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: mpluta@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Główny Urząd Statystyczny, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 r., Warszawa, Rzeszów 2023, https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/2/5/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2021_roku_publicacja_w_formacie_pdf.pdf (dostęp: 13.12.2024).
- [2] Urząd Regulacji Energetyki, Koncesje na wytwarzanie ciepła, <https://rejestr.ure.gov.pl/c/1> (dostęp: 01.07.2023).
- [3] Urząd Regulacji Energetyki, Koncesje na przesył i dystrybucję ciepła, <https://rejestr.ure.gov.pl/c/1> (dostęp: 01.07.2023).
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej, *Dz.U. L 231 z 20.9.2023, p. I–III*.
- [5] Urząd Regulacji Energetyki, 2023 Energetyka ciepła w liczbach, Warszawa 2023 <https://www.ure.gov.pl/download/9/15176/Raportcieplowniczy2023.pdf> (dostęp: 04.05.2025).

Badania sfinansowano z Subwencji Badawczej Akademii Górniczo-Hutniczej nr 16.16.210.476

Rola hybrydowych węzłów ciepła w energetyce rozproszonej

Krótki opis. Prezentacja przedstawia technologię hybrydowych węzłów ciepła w rozproszonym systemie ciepłowniczym oraz ich rolę w dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. Przedstawiono opisane w literaturze układy hybrydowych węzłów ciepła oraz ich lokalne uwarunkowania. Omówiono wskaźniki techniczne, ekonomiczne oraz ekologiczne przedstawionych rozwiązań. Wskazano kierunki rozwoju technologii oraz nowych modeli biznesowych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Brief description. The presentation outlines the technology of hybrid heating substations in a decentralized district heating system and their role in the decarbonization of the heating sector. It presents hybrid heating substation configurations described in the literature, along with their local conditions. Technical, economic, and environmental indicators of the presented solutions are discussed. The presentation also identifies directions for technological development and new business models for district heating companies.

Słowa kluczowe: hybrydowe węzły ciepła, węzły chłodu, ciepłownictwo rozproszone, sieci ciepłownicze

Keywords: hybrid district heating substations, cooling substations, distributed heating, district heating networks

Streszczenie

Zrównoważony rozwój, ochrona środowiska i transformacja energetyczna to zagadnienia, które zostały zdefiniowane przez Unię Europejską (UE) jako jeden z głównych filarów polityki prowadzonej przez kraje wspólnoty europejskiej. Głównymi dokumentami kształtującymi kierunki polityki europejskiej w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej są dyrektywy EED, RED, EPBD oraz EU ETS [1]. Jednym z głównych założeń mających na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej jest promowanie odnawialnych źródeł energii (OZE). Rosnący udział OZE jest istotny dla wielu gałęzi przemysłu poprzez zapewnienie niezależności energetycznej, tańszej energii i wsparcie rozwoju technologicznego. Ponad 50% zapotrzebowania na energię pierwotną wynika z potrzeb na ciepło oraz chłód, a tylko 26% całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną pochodzi ze źródeł odnawialnych [2]. Niska efektywność energetyczna budynków w Polsce [3,4] oraz powolna dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła [5] oznacza, że sektor ciepłownictwa w Polsce posiada znaczący potencjał wdrażania nowych technologii służących obniżeniu emisyjności oraz poprawie efektywności wykorzystania energii [6]. Jednym z głównych kierunków transformacji sektora ciepłowniczego opisanych w literaturze jest jego modernizacja w kierunku niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych czwartej, a następnie piątej generacji [7]. Idea nowoczesnych systemów ciepłowniczych oparta jest na decentralizacji źródeł wytwórczych, co jest związane ze zmianą modelu biznesowego przedsiębiorstw ciepłowniczych z obecnie opartych na ilości sprzedanego ciepła na model biznesowy oparty o zapewnieniu komfortu cieplnego klientom [8]. Istotnymi elementami systemu ciepłowniczego nowej generacji będą hybrydowe węzły ciepła.

Obecnie węzły ciepłownicze pełnią rolę łącznika pomiędzy siecią ciepłowniczą a instalacjami ciepłej wody użytkowej (CWU), centralnego ogrzewania (CO), systemów wentylacji w budynkach lub ciepła technologicznego dla przemysłu. Funkcje hybrydowych węzłów ciepła w nowoczesnych systemach ciepłowniczych zostaną poszerzone do roli dodatkowych rozproszonych źródeł ciepła i chłodu oraz rozproszonych magazynów energii. Rozproszenie źródeł wytwórczych stworzy warunki do łatwiejszego integrowania odnawialnych źródeł energii z systemem ciepłowniczym. Nowoczesne węzły ciepłownicze mogą zapewnić wymianę dwukierunkową i nadmiar ciepła oddawać do sieci zwiększając efektywność wykorzystania energii. Zastosowanie rozwiązań hybrydowych umożliwi wdrożenie nowoczesnych systemów sterowania źródłami wytwórczymi oraz zarządzania operacyjnego siecią ciepłowniczą. Wdrożenie technologii hybrydowych węzłów ciepła pozwoli przedsiębiorstwom ciepłowniczym na rozwój w obszarze rynku chłodu i stworzenie nowych strategii biznesowych.

W ramach publikacji omówiono konfiguracje hybrydowych węzłów ciepła i chłodu opisane w literaturze. Porównano wskaźniki efektywnościowe dodatkowych źródeł w węzłach. Przedstawiono strategię sterowania poszczególnych układów hybrydowych oraz różnice wynikające z lokalnych uwarunkowań. Wskazano możliwości zastosowania układów hybrydowych w warunkach krajowego systemu ciepłowniczego i przedstawiono ich rolę w ciepłownictwie rozproszonym. Omówiono aspekty ekonomiczne użytkowania dodatkowego źródła ciepła w węźle uwzględniając perspektywę przedsiębiorstwa ciepłowniczego oraz odbiorcy końcowego. Wskazano bariery techniczne oraz legislacyjne związane z rozwojem hybrydowych węzłów ciepła w krajowym systemie ciepłowniczym.

Autorzy

dr hab. inż. Łukasz Mika, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Maszyn Ciepłych i Przepływowych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail:lmika@agh.edu.pl

mgr inż. Michał Żurawski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Szkoła Doktorska AGH, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: mzurawski@agh.edu.pl

Literatura

1. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej *Wpływ Regulacji UE Na Transformację Sektora Ciepłownictwa Systemowego w Polsce*; 2024;
2. Eurostat EU Renewable Energy for Heating and Cooling Available online: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250305-1> (accessed on 28 March 2025).
3. Lis, P.; Pieszyk, J. Zużycie energii i efektywność energetyczna budynków- charakterystyka i prognozy. *Fiz. Budowli W Teor. Prakt.* **2016**.
4. Gilewski, P.; Węglarz, A.; Janik, K.; Śniegocki, A.; Kwiatkowski, J.; Rajkiewicz, A.; Pilzak, H.; Junak, K.; Zdanowski, P. Krajowy Plan Renowacji Budynków w Polsce. **2025**.
5. Urząd Regulacji Energetyki Ciepłownictwo w liczbach: raport URE Available online: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10761,Ciepłownictwo-w-liczbach-najnowszy-raport-URE.html> (accessed on 1 July 2025).
6. Sayegh, M.A.; Danielewicz, J.; Nannou, T.; Miniewicz, M.; Jadwiszczak, P.; Piekarska, K.; Jouhara, H. Trends of European Research and Development in District Heating Technologies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *68*, 1183–1192, doi:10.1016/j.rser.2016.02.023.
7. Lund, H.; Østergaard, P.A.; Nielsen, T.B.; Werner, S.; Thorsen, J.E.; Gudmundsson, O.; Arabkoohsar, A.; Mathiesen, B.V. Perspectives on Fourth and Fifth Generation District Heating. *Energy* **2021**, *227*, 120520, doi:10.1016/j.energy.2021.120520.
8. Pakere, I.; Kacare, M.; Murauskaite, L.; Huang, P.; Volkova, A. Comparison of Suitable Business Models for the 5th Generation District Heating System Implementation through Game Theory Approach. *Environ. Clim. Technol.* **2023**, *27*, 1–15, doi:10.2478/rtuect-2023-0001.

Weryfikacja modeli sieci ciepłowniczych dla ciepłownictwa rozproszonego

Krótki opis. Wystąpienie konferencyjne dotyczy praktyk związanych z weryfikacją modeli sieci ciepłowniczych w kontekście ciepłownictwa rozproszonego. Wskazano, które uwarunkowania ciepłownictwa rozproszonego są brane pod uwagę w ocenie zdolności modeli do trafnego odwzorowywania zjawisk zachodzących w sieciach ciepłowniczych 4. i 5. generacji oraz luki wymagające uzupełnienia.

Brief description. The conference presentation is focused on practices related to the verification of the district heating networks models in the context of distributed district heating. Conditions of the distributed district heating considered when assessing capability of the models for accurate depiction of the phenomena occurring in the 4th and 5th generation district heating networks were discussed as well as some gaps requiring further considerations.

Słowa kluczowe: ciepłownictwo rozproszone, ciepłownictwo 4. i 5. generacji, modelowanie sieci ciepłowniczych, walidacja modeli

Keywords: distributed district heating, 4th and 5th generation district heating, district heating networks modelling, models validation

Transformacja energetyczna w sektorze ciepłowniczym będzie prowadzić do coraz szerszego rozpowszechnienia rozwiązań technicznych charakterystycznych dla systemów ciepłowniczych określanych jako systemy czwartej i piątej generacji. W tego typu systemach spodziewane jest występowanie prosumentów ciepła [1] i bardziej skomplikowanych konfiguracji sieci ciepłowniczych [2] w szerszym zakresie niż w systemach aktualnie użytkowanych. Ciepłownictwo 4. i 5. generacji, rozproszone w większym stopniu niż obecnie, będzie odznaczać się bardziej zawiłymi interakcjami pomiędzy dostawcami i odbiorcami ciepła. Bardziej złożone zależności zachodzące między popytem i podażą w takich systemach będą skutkowały ich bardziej skomplikowaną charakterystyką eksploatacyjną. Modelowanie aspektów hydraulicznych i termicznych takich sieci będzie wymagało adekwatnych metod i narzędzi obliczeniowych, pozwalających wiarygodnie odwzorowywać zjawiska zachodzące w sieci ciepłowniczej.

Przeglądy podejść i narzędzi stosowanych w modelowaniu sieci ciepłowniczych wskazują na częsty brak weryfikacji tych modeli w odniesieniu do rzeczywistych warunków eksploatacyjnych [3]. Stosowanie wspólnych benchmarków umożliwiających bezpośrednie porównywanie poszczególnych modeli nie jest powszechne [4] i wydaje się, że nie wyłoniła się metodologia walidacji takich modeli ogólnie przyjęta co do zakresu i stosowanych wskaźników oceny jakości modeli. Weryfikacja modeli najczęściej wykonywana jest w odniesieniu do jednostkowych *case studies*.

Kwestią wartą rozważenia jest weryfikacja modeli uwzględniająca aspekty związane z rozwiązaniami technicznymi wyróżniającymi ciepłownictwo 4. i 5. generacji. W ramach wystąpienia konferencyjnego przedstawiono strategię weryfikacji modeli sieci ciepłowniczych, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów odnoszących się do ciepłownictwa rozproszonego. Sprawdzono, jakie elementy składowe typowe dla ciepłownictwa rozproszonego są uwzględniane w *case studies* służących do walidacji modeli oraz na ile strategię walidacji obrane przez autorów prezentujących nowe podejścia do modelowania sieci ciepłowniczych uwzględniają uwarunkowania ciepłownictwa rozproszonego. Podano przykładowe wskaźniki i kryteria służące ocenie modeli sieci ciepłowniczych, szczególnie podkreślając te powiązane z energetyką rozproszoną i wskazując ewentualne luki, których wypełnienie jest konieczne w celu implementacji modeli dla warunków ciepłownictwa uwzględniającego generację rozproszoną.

Powyżej opisany przegląd służy nakreśleniu ogólnego obrazu gotowości obecnie wykorzystywanych modeli sieci ciepłowniczych do zastosowania dla symulacji systemów ciepłowniczych 4. i 5. generacji, uwzględniających prosumentów ciepła i inne komponenty składające się na ciepłownictwo przyszłości o większym stopniu rozproszenia niż obecnie.

Autorzy

mgr inż. Jakub Kuś, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Szkoła Doktorska AGH, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jkus@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Łukasz Mika, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Maszyn Ciepłych i Przepływowych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: lmika@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] H. Lund, P.A. Østergaard, T.B. Nielsen, S. Werner, J.E. Thorsen, O. Gudmundsson, A. Arabkoohsar, B.V. Mathiesen, Perspectives on fourth and fifth generation district heating, *Energy*, Volume 227, 2021, 120520, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>.
- [2] S. Werner, Network configurations for implemented low-temperature district heating, *Energy*, Volume 254, Part B, 2022, 124091, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124091>.
- [3] S. Kuntuarova, T. Lickleder, T. Huynh, D. Zinsmeister, T. Hamacher, V. Perić, Design and simulation of district heating networks: A review of modeling approaches and tools, *Energy*, Volume 305, 2024, 132189, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132189>.
- [4] R. Boggetti, J. Kämpf, A benchmark for the simulation of meshed district heating networks based on anonymised monitoring data, 2023, *Journal of Physics: Conference Series*, 2600, 022008, <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2600/2/022008>.

Analiza komplementarności przestrzennej produkcji energii z systemów fotowoltaicznych w Polsce

Krótki opis. Celem niniejszej pracy jest analiza komplementarności przestrzennej systemów fotowoltaicznych w wybranych lokalizacjach na terenie Polski. Analizy zostały przeprowadzone z wykorzystaniem danych meteorologicznych oraz modelowania komputerowego systemów fotowoltaicznych, wspomaganych autorskim skryptem w języku Python. Uzyskane wyniki pozwoliły na wyznaczenie współczynników korelacji, umożliwiając ocenę potencjału wzajemnego uzupełniania się produkcji energii z systemów PV. Wyniki analiz mogą znaleźć praktyczne zastosowanie m.in. w planowaniu lokalizacji instalacji PV oraz tworzeniu klastrów energetycznych.

Brief description. The aim of this study was to analyze the spatial complementarity of photovoltaic systems in selected locations across Poland. The analyses were conducted using meteorological data and computer simulations of PV system performance, supported by a custom Python script. The obtained results allowed for the calculation of correlation coefficients, enabling the assessment of the potential for mutual complementarity in energy production between PV system. The outcomes of the analysis may have practical applications, particularly in planning PV system location and developing energy clusters.

Słowa kluczowe: Systemy fotowoltaiczne, Komplementarność przestrzenna, Współczynnik korelacji, Systemy informacji geograficznej

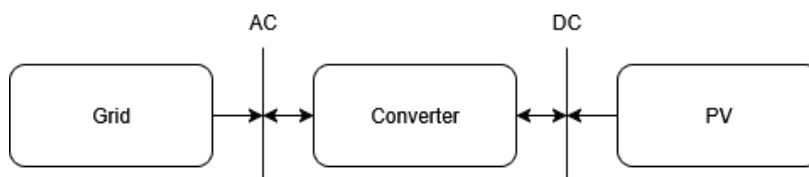
Keywords: Photovoltaic systems, Spatial complementarity, Correlation coefficient, Geographic Information Systems

Wstęp

W dobie rosnącej mocy zainstalowanej dla systemów fotowoltaicznych ich komplementarność przestrzenna odnosząca się do obszaru naszego kraju odgrywa istotne znaczenie dla funkcjonowania i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Zjawisko komplementarności przestrzennej występuje, między jednym lub wieloma rodzajami źródeł energii. Jest to sytuacja, w której zasoby energii uzupełniają się wzajemnie w danym regionie. Niedobór mocy jednego źródła energii odnawialnej w regionie jest jednocześnie uzupełniany przez jego dostępność w innym regionie [1]. W ten sposób dokonuje się stabilizacja całkowitej produkcji energii, czego skutkiem jest zmniejszenie zapotrzebowania na magazynowanie energii zarówno przez pojedynczych prosumentów jak i dużych producentów energii elektrycznej. Łączenie produkcji z różnych lokalizacji umożliwia dzienne i sezonowe bilansowanie energii, przyczyniając się do stabilizacji całkowitej produkcji. Komplementarność została w niniejszej pracy szczegółowo zdefiniowana jako wzajemne uzupełnianie się systemów PV zlokalizowanych w różnych miejscach. W sytuacji spadku produkcji energii w jednej lokalizacji, inna może odnotowywać wzrost, co pozwoliłoby na stabilizację łącznej produkcji i zmniejszenie zapotrzebowania na magazynowanie energii. Przeprowadzone badania pozwoliły na identyfikację miejsc o największym potencjale do wzajemnego uzupełniania się w produkcji energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych, jak również na analizę zmienności produkcji w różnych porach dnia i roku.

Model obliczeniowy i wyniki

W przeprowadzonych analizach wykorzystano dane meteorologiczne z 2024 roku pobrane z dwu źródeł: (a) portalu wunderground.com, który gromadzi dane pogodowe z indywidualnych stacji meteorologicznych oraz (b) Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) odpowiedzialnego za gromadzenie podstawowych danych meteorologicznych na terenie naszego kraju. Dane z portalu wunderground.com pozyskano z wykorzystaniem autorskiego skryptu w języku Python, który pozwolił zarówno na automatyzację procesu pobierania danych dla wybranej lokalizacji oraz dokonywał wstępnej weryfikacji poprawności danych - co w przypadku dużej ilości danych meteorologicznych jest zadaniem koniecznym i niezwykle wymagającym. Zgromadzone dane przed wykonaniem jakichkolwiek dalszych analiz w szczególności symulacji komputerowych bazujących na danych meteorologicznych wymagały sprawdzenia pod kątem istnienia chwilowego braku informacji lub występowania czasowych anomalii wynikających z błędnego odczytania nasłonecznienia lub temperatury oraz z problemów technicznych sprzętu pomiarowego narażonego na czynniki atmosferyczne. Do modelowania produkcji energii z systemów fotowoltaicznych w poszczególnych lokalizacjach użyto specjalistycznego oprogramowania HOMER, które umożliwiło symulację pracy systemów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistych uwzględniając wszystkie kluczowe zjawiska fizyczne pracy takiego systemu. Opracowany model komputerowy umożliwił analizę systemów PV w różnych warunkach meteorologicznych, pozwalał również na elastyczność w analizie różnych scenariuszy energetycznych. Analizowany system PV został schematycznie przedstawiony na Rysunku 1. System PV składał się z inwertera, modułów fotowoltaicznych, okablowania oraz podłączenia do sieci elektroenergetycznej.



Rys. 1. Schemat analizowanego systemu fotowoltaicznego w badaniach komplementarności

W przeprowadzonych analizach komputerowych założono, że modelowana instalacja fotowoltaiczna o mocy 1kWp jest skierowana bezpośrednio na południe i pochylona pod kątem $\beta = 35$ stopni. W oparciu o dane literaturowe przyjęto współczynnik obniżenia wartości znamionowej instalacji tzw. (derating factor) równy 95%. Obniżenie parametrów znamionowych jest kluczowym czynnikiem dla systemu

fotowoltaicznego, żadna instalacja w realnych warunkach nie jest w stanie pracować z 100% wydajnością. Moc wyjściowa z systemu PV może zostać zmniejszona z powodu takich czynników jak spadki napięcia w okablowaniu, niedopasowanie poszczególnych elementów jak również z trwałego lub czasowego zabrudzenia modułów oraz zacielenia [2]. Współczynnik obniżenia wartości znamionowej pełni ważną rolę podczas obliczania produkcji energii z systemów PV. Dodatkowo, w analizie uwzględniono sprawność inwertera wynoszący 98%, co odpowiada wartości typowej dla nowoczesnych urządzeń wysokiej klasy dostępnych na rynku.

W oparciu o model obliczeniowy składający się z równania (1) oraz dane zawierające, lokalizację instalacji, czas rzeczywisty, nasłonecznienie i temperaturę powietrza dla każdego z wytypowanych miast (Łódź, Kraków, Przemyśl, Zielona Góra, Warszawa, Suwałki, Bielsko-Biała, Jelenia Góra) obliczona została chwilowa moc oraz całkowita produkcja energii elektrycznej z systemu PV.

$$P_{PV} = D_{PV} \cdot C_{pPV} \left(\frac{I_r}{I_{r,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (1)$$

gdzie: P_{PV} – chwilowa moc wyjściowa, D_{PV} – współczynnik redukcji sprawności, C_{pPV} – moc znamionowa panelu, I_r – rzeczywiste natężenie promieniowania, $I_{r,STC}$ – natężenie w warunkach STC, α_p – temperaturowy współczynnik mocy, T_c – rzeczywista temperatura ogniwa PV, $T_{c,STC}$ – standardowa temperatura modułu PV

W pracy został przeanalizowany zarówno rozkład produkcji energii elektrycznej w ciągu doby, miesiąca, pory roku, jak i długoterminowe zmienności produkcji w czasie. Kluczową częścią było wyznaczenie - w oparciu o dane wartości mocy elektrycznej - współczynników korelacji określonych dla różnych par lokalizacji, co pozwoliło ocenić stopień ich wzajemnej komplementarności oraz potencjał do wzajemnego uzupełniania się w kontekście stabilizacji energetycznej. W niniejszych badaniach dla oceny komplementarności skorzystano z korelacji Pearsona (2), który jest miarą ilościową określającą siłę związku między dwiema zmiennymi. Współczynnik korelacji Pearsona r przyjmuje wartości od -1 do +1, gdzie wartości skrajne oznaczają idealnie liniową zależność między dwiema zmiennymi, natomiast wartość 0 oznacza brak takiej zależności [3].

$$r_{xy} = \frac{\sum_i (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_i (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

gdzie: r_{xy} – współczynnik korelacji r -Pearsona pomiędzy zmiennymi x i y , x_i – wartość z populacji X , $\bar{x}$ – średnia wartość z populacji X , y_i – wartość z populacji Y , $\bar{y}$ – średnia wartość z populacji Y

Przeprowadzona analiza wykazała, że pod względem komplementarności produkcja energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych, w wytypowanych miastach (Łódź, Kraków, Przemyśl, Zielona Góra, Warszawa, Suwałki, Bielsko-Biała, Jelenia Góra) nie różni się istotnie w ujęciu całorocznym. Wybrane lokalizacje reprezentują zróżnicowane warunki klimatyczne - obejmujące różne strefy klimatyczne, poziomy rocznego promieniowania słonecznego oraz średnie temperatury - co pozwala na kompleksową ocenę przestrzennych różnic w produkcji energii. Jednak szczegółowe dane przedstawiające współczynniki korelacji dla poszczególnych dni, miesięcy i pór roku wykazały znaczne różnice generacji mocy z systemów fotowoltaicznych zlokalizowanych w różnych obszarach Polski – od bardzo niskich wartości współczynnika korelacji Pearsona wynoszącego 0,143 aż po niemal idealne dopasowanie wynoszące 0,998. Analiza wyników obliczeń pozwoliła zaobserwować zjawiska pogodowe, takie jak przemieszczające się układy chmur, wpływające na chwilowe spadki produkcji energii w całym kraju, jak również przypadki lokalnych zakłóceń, np. wystąpienia opadów tylko w jednej lokalizacji.

Wnioski

Łączenie produkcji z systemów fotowoltaicznych zainstalowanych w różnych lokalizacjach może umożliwić dzienne i sezonowe bilansowanie energii, przyczyniając się do stabilizacji całkowitej produkcji. W sytuacji spadku produkcji energii w jednej lokalizacji, inna może odnotowywać wzrost, co pozwala na stabilizację łącznej produkcji i zmniejszenie potrzeby magazynowania energii. W niniejszej pracy do oceny komplementarności produkcji został wykorzystany współczynnik korelacji Pearsona. Przeprowadzone badania pozwoliły na analizę zmienności produkcji w różnych porach dnia i roku co pozwala na identyfikację miejsc o największym potencjale do wzajemnego uzupełniania się w produkcji energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych.

Autorzy

Inż. Maja Wielanek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: wielanekmaja@student.agh.edu.pl;

Mgr inż. Szymon Wieteska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: wieteska@agh.edu.pl;

Prof. dr hab. inż. Marek Jaszczur, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jaszczur@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Jurasz J., Canales F.A., Kies A., Guezgouz M., Beluco A., „A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions”, „Solar Energy”, 2020, t. 195, s. 703-724
- [2] Masrur H., Konneh K.V., Ahmadi M., Khan R.K., Othman M.L., Senji T., „Assessing the Techno-Economic Impact of Derating Factors on Optimally Tilted Grid-Tied Photovoltaic Systems”, „Energies”, 2021
- [3] Stewart K., „Pearson's correlation coefficient”, „Britannica”.

Systemy Power-to-Heat zasilane energią odnawialną i współpracujące z sezonowymi magazynami ciepła jako element transformacji energetycznej sektora budownictwa

Krótki opis. W ramach niniejszej pracy zaprezentowana została idea oraz początkowe wyniki badań prototypu wysokotemperaturowego magazynu ciepła ze złożem stałym, który docelowo ma zapewnić możliwość sezonowego magazynowania ciepła oraz integrację odnawialnych źródeł energii z technologiami Power-to-Heat. Zrealizowane do tej pory badania obejmowały część eksperymentalną oraz numeryczną, w obrębie których przeprowadzono szereg analiz obejmujących między innymi różne konfiguracje magazynu oraz wybrane scenariusze ładowania i rozładowania złoża piaskowego.

Brief description. This paper presents the idea and initial results of research on a prototype high-temperature heat storage system with a solid bed, which is ultimately intended to enable seasonal heat storage and the integration of renewable energy sources with Power-to-Heat technologies. The research carried out so far has included an experimental and numerical part, in which a series of analyses were performed, including various storage configurations and selected sand bed charging and discharging scenarios.

Słowa kluczowe: sezonowe magazynowanie ciepła, wysokotemperaturowe magazyny ciepła, Power-to-Heat, odnawialne źródła energii

Keywords: seasonal thermal energy storage, high-temperature heat storage, Power-to-Heat, renewable energy sources.

Wstęp

W obliczu rosnących wymagań związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatu, rosnącego globalnego zapotrzebowania na energię oraz postępującego wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych, kluczowe znaczenie zyskuje rozwój i wdrażanie zrównoważonych rozwiązań energetycznych. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnym ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych wymaga przeprowadzenia transformacji energetycznej. Pomimo znaczących postępów w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej i ciepła, warunkiem koniecznym dla skutecznej integracji tego typu źródeł energii pozostaje dalszy rozwój technologii magazynów ciepła i energii elektrycznej. W tym kontekście jednym z obiecujących rozwiązań są technologie Power-to-Heat (P2H) oraz sezonowe magazyny ciepła (z ang. Seasonal Thermal Energy Storage, STES), które umożliwiają integrację odnawialnych źródeł energii z systemami grzewczymi – zarówno indywidualnymi, jak i sieciowymi. Zintegrowane zastosowanie w/w technologii może odgrywać istotną rolę w sektorze gospodarstw domowych, który odpowiada za znaczną część końcowego zużycia energii oraz emisji gazów cieplarnianych.

Biorąc pod uwagę potencjalne możliwości sezonowego magazynowania ciepła, jednym z najbardziej obiecujących rozwiązań w tym aspekcie są wysokotemperaturowe magazyny ciepła oparte na złożach stałych, takich jak piasek, kamień czy materiały ceramiczne. Piasek, jako materiał powszechnie dostępny, tani, nietoksyczny i odporny na degradację termiczną, cechuje się dużym potencjałem aplikacyjnym. Dzięki zdolności do osiągnięcia temperatury 800-1000°C, złoża piaskowe charakteryzują się wysoką gęstością magazynowania energii. Dodatkową zaletą jest możliwość ładowania i rozładowania m.in. poprzez zastosowanie przepływu powietrza lub innego czynnika roboczego przez złożo piaskowe. Ponadto, w odróżnieniu od akumulatorów elektrochemicznych przeznaczonych do magazynowania energii elektrycznej, złoża piaskowe charakteryzują się bardzo małymi stratami energii w czasie – szczególnie przy dobrej izolacji termicznej. W efekcie, wysokotemperaturowe magazyny ciepła mogą być wykorzystywane zarówno w systemach grzewczych, jak i w rozwiązaniach przemysłowych.

Zasada działania magazynów ciepła ze złożem stałym opiera się na akumulowaniu ciepła poprzez podgrzewanie złoża do wysokiej temperatury, a następnie wykorzystywaniu zgromadzonego ciepła w okresach zwiększonego zapotrzebowania – zarówno w ujęciu krótkoterminowym (godziny, dni), jak i sezonowym (tygodnie, miesiące). Jedną z pożądanych cech wysokotemperaturowych magazynów ciepła opartych na złożach stałych jest możliwość zasilania ich energią ze źródeł odnawialnych, w tym instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych w ramach zwiększenia funkcjonalności systemów P2H. Dzięki temu można efektywnie zagospodarować nadwyżki energii elektrycznej produkowane w okresach niskiego zapotrzebowania – energia zgromadzona latem, kiedy produkcja z OZE jest wysoka, może zostać wykorzystana zimą – wtedy, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest największe.

W niniejszej pracy przedstawiono pokrótce wyniki początkowych badań zmierzających do opracowania wysokotemperaturowego magazynu ciepła współpracującego z instalacjami OZE oraz umożliwiającego sezonowe magazynowanie ciepła.

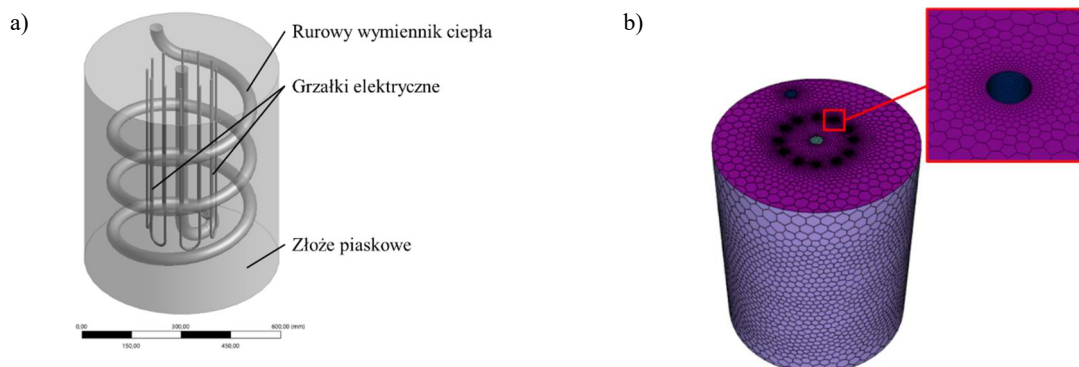
Materiały i metody

Przeprowadzone dotychczas badania eksperymentalne i prace numeryczne miały na celu wykazanie potencjału długoterminowego magazynowania ciepła w piasku kwarcowym. Na potrzeby realizacji badań opracowano prototyp wysokotemperaturowego magazynu ciepła w skali laboratoryjnej. Prototyp został wykonany w postaci stalowego zbiornika o pojemności 205 dm³. Ścianki zbiornika zostały zaizolowane wełną mineralną, a jego wnętrze wypełnione złożem piaskowym (zastosowano 300 kg piasku kwarcowego). W zbiorniku umieszczono pięć grzałek elektrycznych o łącznej mocy 7 000 W (służących do ładowania złoża) oraz spiralny kanał powietrzny przeznaczony do rozładowywania złoża. W trakcie badań mierzono chwilową moc elektryczną pobieraną przez grzałki, temperaturę złoża w wybranych punktach pomiarowych, a także temperaturę i przepływ powietrza chłodzącego złożo. Praca prototypu magazynu ciepła była monitorowana za pomocą dedykowanego systemu kontrolno-pomiarowego, obejmującego m.in. modułowy programowalny sterownik logiczny (PLC) oraz dedykowane elementy pomiarowe i wykonawcze.

Prototyp wysokotemperaturowego magazynu ciepła został wykorzystany do przeprowadzenia badań eksperymentalnych, których wyniki wykorzystano do walidacji opracowanych modeli numerycznych. Z wykorzystaniem zweryfikowanych modeli numerycznych przeprowadzono następnie szereg analiz obejmujących różne konfiguracje magazynu oraz wybrane scenariusze ładowania i rozładowania złoża piaskowego (w tym scenariusze oparte na wykorzystaniu energii słonecznej oraz energii pobieranej z sieci elektroenergetycznej). Prace numeryczne zostały przeprowadzone przy użyciu modeli stworzonych w środowisku ANSYS Workbench 2024 R2.

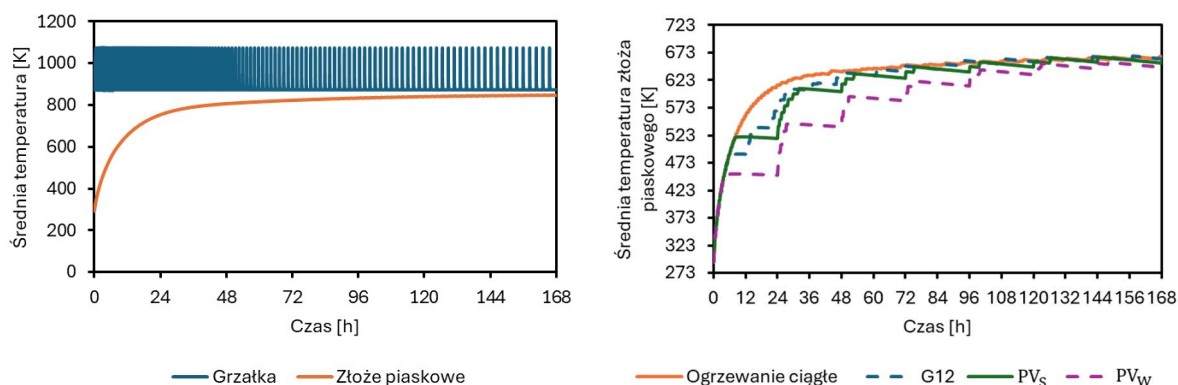
Wyniki i dyskusja

Na podstawie przeprowadzonej walidacji przygotowane zostały zmodyfikowane modele numeryczne, które wykorzystano w procesie poszukiwania optymalnego rozmieszczenia grzałek elektrycznych wewnątrz złoża piaskowego. Przetestowano sześć wariantów różniących się liczbą i sposobem ułożenia grzałek w obrębie złoża piaskowego. Na rysunku 1a przedstawiono geometrię uwzględniającą sześć grzałek elektrycznych oraz spiralny kanał powietrzny, a na rysunku 1b siatkę obliczeniową stworzoną w programie ANSYS Workbench. Zaprezentowany układ charakteryzował się stabilnym rozkładem temperatury oraz wysokim stosunkiem ilości ciepła zakumulowanego w odniesieniu do ilości energii elektrycznej dostarczonej na potrzeby zasilania grzałek elektrycznych.



Rys. 1. Przykładowa geometria analizowanego magazynu ciepła (a) oraz siatka obliczeniowa stworzona w programie ANSYS Workbench (b)

Następnie, w ramach przeprowadzonych analiz numerycznych porównane zostały różne harmonogramy ładowania i rozładowania testowanego prototypu wysokotemperaturowego magazynu ciepła. Na wstępie założono, że maksymalna temperatura pracy grzałek elektrycznych nie powinna przekraczać 1 073 K. W efekcie osiągnięcie pożądanej wartości temperatury złoża wymagało zastosowania cyklicznego włączania i wyłączania grzałek, co zostało pokazane na rysunku 2a. Częstotliwość tego procesu była zmienna w zależności od fazy procesu nagrzewania. Pożądana wartość (w tym przypadku 800 K) została osiągnięta po ok. 150 minutach. Z kolei na rysunku 2b przedstawiono porównanie procesu nagrzewania złoża piaskowego w przypadku harmonogramu obejmującego ogrzewanie cykliczne, ogrzewanie oparte na zastosowaniu taryfy G12 oraz ogrzewanie oparte na wykorzystaniu energii generowanej w instalacji fotowoltaicznej (przeanalizowano przykładowy dzień w okresie letnim i zimowym). Widoczne jest, że w zależności od sposobu ładowania złoża, różni się czas, po którym osiągnięta jest docelowa wartość temperatury. Z drugiej strony, w przerwach pomiędzy kolejnymi fazami ładowania następuje stabilizacja temperatury złoża (temperatura piasku ulega stabilizacji w objętości magazynu). Ilość ciepła zakumulowanego w każdym z analizowanych przypadków jest zbliżona do siebie, a największa obserwowana różnica nie przekracza 10% (jest to różnica pomiędzy wariantem obejmującym ogrzewanie połączone z instalacją PV w dniu zimowym a wariantem z ładowaniem ciągłym).



Rys. 2. Przykładowe analizy obejmujące ogrzewanie złoża piaskowego w sposób ciągły (a) oraz z wykorzystaniem różnych harmonogramów (b)

Wnioski

Opisane w tej części analizy stanowią wycinek zrealizowanych do tej pory prac badawczych. W ich trakcie wykazano, że opracowane modele numeryczne umożliwiają obliczenie rozkładu temperatury w złożu piasku z dokładnością wystarczającą do prowadzenia analiz wariantowych. Stwierdzono, że odpowiednie rozmieszczenie grzałek wpływa na pracę zasobnika. Mniejsze straty ciepła zaobserwowano w przypadku usytuowania grzałek w położeniu bliższym osi magazynu, aniżeli jego ścian zewnętrznych. Zastosowanie harmonogramów ogrzewania magazynu ze złożem piaskowym dobrze sprawdziło się w przypadku analizowania niestabilnych czasowo źródeł OZE oraz w przypadku zmiennej taryfy G12. Jednocześnie, analizy wykazały dużą wszechstronność w stosowaniu proponowanego rozwiązania w przypadku innych możliwych harmonogramów. Bazując na wynikach dotychczasowych prac wyodrębniono kluczowe parametry wpływające na podstawowe aspekty funkcjonowania magazynu, które zostaną poddane dalszym szczegółowym analizom. Z drugiej strony, już na podstawie rezultatów dotychczasowych prac potwierdzono wysoki potencjał wysokotemperaturowych magazynów ciepła pod kątem możliwości sezonowego magazynowania ciepła, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych oraz bilansowania systemu elektroenergetycznego w układach energetyki rozproszonej

Niniejsza praca została zrealizowana w ramach projektu badawczego finansowanego ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH, a także w ramach subwencji badawczej Wydziału Energetyki i Paliw, AGH w Krakowie, nr 16.16.210.476.

X.8. Analiza środowiskowa technologii paliwowych

Słowa kluczowe: ślad węglowy, analiza cyklu życia, sorbenty węglowe, zgazowanie węgla, wodór; carbon footprint, life-cycle assessment (LCA), carbon-based sorbents, coal gasification, hydrogen;

1. Wstęp

Analizy środowiskowe w sektorze paliwowo-energetycznym obejmują szeroki zestaw narzędzi – od klasycznych ocen w raportach oddziaływania na środowisko (z ang. *Environmental Impact Assessment*, EIA) [1], przez kompleksowe studia BAT [2] wymagane dyrektywą IED [3], aż po wielokryterialne analizy cyklu życia (LCA) [4]. Ich wspólnym celem jest identyfikacja i kwantyfikacja punktów krytycznych (tzw. hot-spotów) w całym łańcuchu wartości paliwa, aby zminimalizować nie tylko emisje gazów cieplarnianych, lecz także zużycie wody, energii i surowców. W realizowanej dekarbonizacji takie analizy stanowią podstawę zarówno decyzji inwestycyjnych, jak i procesów regulacyjnych (EU ETS, taksonomia zrównoważonych finansów, mechanizm CBAM) [5].

Na tle tych metod ślad węglowy (ang. *Carbon Footprint*, CF) [6] wyróżnia się precyzyjnym skupieniem na jednej, aktualnie bardzo istotnej, kategorii, tj. oddziaływaniu na zmiany klimatu stanowiąc uniwersalny wskaźnik w komunikacji między przemysłem, administracją i instytucjami finansowymi. Włączenie CF do analizy technologii paliwowych pozwala ocenić, które rozwiązania faktycznie przybliżają sektor do neutralności klimatycznej, a które jedynie przesuwają emisje w inne ogniwa łańcucha. CF stał się w ostatniej dekadzie kluczowym wskaźnikiem środowiskowym dla branży paliwowej. Umożliwia on ilościowe porównanie całkowitych emisji gazów cieplarnianych (GHG) – bezpośrednich i pośrednich – we wszystkich ogniwach łańcucha wartości paliwa, od pozyskania surowca, jego przetwarzanie po użytkowanie końcowe i utylizację - wyrażonych jako ekwiwalent CO₂. Metodologicznie CF jest elementem klasycznej oceny LCA, skupiającym się wyłącznie na kategorii „*global warming potential*”, przy zachowaniu wymagań ISO 14040/44 oraz 14067 [7,8]. CF stał się kluczowym elementem polityki klimatycznej UE poprzez:

- Realizację strategii klimatycznej i taksonomii UE – redukcja emisji w energetyce i transporcie to główne filary pakietu „Fit for 55”. CF stanowi wspólny język raportowania dla przedsiębiorstw ubiegających się o finansowanie zrównoważonych inwestycji.
- Porównywalność technologii – na jednolitej jednostce funkcjonalnej (np. 1 GJ paliwa) można obiektywnie zestawiać wodór „szary”, „niebieski” czy „zielony”, a także biopaliwa, paliwa syntetyczne i paliwa kopalne wspomagane technologiami CCS, CCU.
- Wskaźnik decyzyjny dla polityk publicznych – wyniki CF są wykorzystywane przy ustalaniu poziomów akcyzy klimatycznej, mechanizmów podatków węglowych i w systemach etykiet środowiskowych.

W publikacji przedstawiono w sposób syntetyczny porównanie trzech technologii paliwowych w aspekcie analizy śladu węglowego.

2. Charakterystyka przypadków badawczych

Problem badawczy, który łączy prezentowane technologie, wynika z braku spójnej, ilościowej wiedzy o tym, jaka jest wielkość emisji gazów cieplarnianych je łańcuch „węgiel → wodór → transport”. W ramach niniejszego opracowania zdecydowano o analizie porównawczej, gdzie rozpatrzono trzy komplementarne technologie paliwowe:

- Zgazowanie węgla do wodoru (z i bez wychwytu oraz sekwestracji CO₂) - zgazowano węgiel energetyczny (SBC) i brunatny (L) w reaktorach (Shell, GE/Texaco) - rozważano dwa scenariusze: (i) odzysk CO₂ bez sekwestracji, (ii) odzysk + sprężanie oraz zatłaczanie do struktur geologicznych [9];
- Sorpcyjne usuwanie rtęci ze spalin przy użyciu pylistego węgla aktywnego (PAC) oraz pyłu koksowego (CD) - porównano oba sorbenty w cyklu „kopalnia-produkcja sorbentu-transport-aplikacja sorbentu do spalin-separacja” [10];
- Wykorzystanie wodoru odzyskanego z gazu koksowniczego (COG) w autobusach z ogniwami paliwowymi - ocena WTW uwzględniała odzysk i oczyszczenie H₂ z gazu koksowniczego, kompresję, dystrybucję oraz etapy produkcji i eksploatacji autobusów [11].

Każde z tych rozwiązań dotyczy innego etapu korzystania z paliw kopalnych, a razem tworzą spójny plan przejścia od gospodarki opartej na węglu do gospodarki niskoemisyjnej.

3. Wyniki

Analizy cyklu życia (LCA) trzech technologii – sorpcyjnego usuwania rtęci, zgazowania węgla do wodoru oraz zastosowania wodoru z gazu koksowniczego w transporcie – opisują, jak poszczególne etapy łańcucha paliwowego wpływają na całkowity ślad węglowy i które elementy procesu mają decydujące znaczenie dla jego ograniczenia. Eliminacja 1 kg Hg za pomocą pylistego węgla aktywnego (PAC) wiąże się z emisją 89,5 Mg CO₂-eq, natomiast wykorzystanie pyłu koksowego (CD) obniża ten wskaźnik do 24,5 Mg CO₂-eq. Głównym źródłem emisji w wariantcie PAC pozostaje

energochłonna produkcja sorbentu; w przypadku CD największy udział mają działania górnicze. Modele wskazują, że odzysk metanu z szybów wentylacyjnych lub efektywniejsze spalanie gazu pirolitycznego powstałego przy produkcji PAC może zmniejszyć całkowity ślad procesu o około 44 %.

Wytworzenie 1 GJ wodoru w technologii Shell przy włączeniu CCS generuje 34,5 kg CO₂-eq (43,4 kg w wariancie GE/Texaco); rezygnacja z sekwestracji podnosi emisje odpowiednio do 161,9 kg i 181,0 kg CO₂-eq. Dla lignitu wartości te wynoszą 59,5 kg CO₂-eq z CCS oraz ponad 210 kg CO₂-eq bez CCS. Integracja CCS ogranicza emisje o 69–78 %, lecz przesuwa ich ciężar z bezpośredniej emisji z reaktora na emisję pośrednią związaną a energią zużywaną na sprężanie i zatłaczanie CO₂, która odpowiada już za 60–74% całkowitego śladu węglowego.

W pełnym cyklu życia pojazd wodorowy (FCEVB) odpowiada jedynie za 29,9 % globalnego ocieplenia wywoływanego przez autobus dieslowski i za 8,6% jego wpływu w kategorii niszczenia ozonu. Jednocześnie przewyższa autobus elektryczny (EVB) w większości kategorii LCA, choć wiąże się z większym zużyciem surowców nieodnawialnych z powodu materiałochłonnej produkcji ogniwo paliwowych. W fazie wytworzenia paliwa (*well-to-tank*) udział wodoru z gazu koksowniczego w żadnej kategorii nie przekracza 20 % poziomu odniesienia, co czyni go najkorzystniejszym paliwem w zestawieniu.

4. Wnioski

- Najistotniejsze czynniki decydujące o wielkości śladu węglowego to: energochłonna produkcja PAC, zużycie energii elektrycznej do sprężania CO₂ w łańcuchu CCS oraz materiałochłonna budowa autobusów FCEV.
- Zastąpienie PAC odpadowym pyłem kokсовым, dekarbonizacja energii pomocniczej w instalacjach CCS oraz projektowanie lżejszych konstrukcji pojazdów pozwalają na znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.
- Skuteczność środowiskowa analizowanych technologii zależy w dużym stopniu od warunków systemowych, przede wszystkim od emisyjności krajowego miksu elektroenergetycznego i dostępności strumieni odpadowych. Tylko równoczesna optymalizacja surowców, zużycia energii i wychwytu CO₂ pozwala uzyskać trwałą redukcję śladu węglowego w całym łańcuchu paliwowym.

Zespół realizujący:

Dr hab. inż. Piotr Burmistrz, prof. AGH - kierownik zespołu badawczego; Dr inż. Przemysław Grzywacz – analizy LCA i modelowanie SimaPro; Dr inż. Magdalena Gazda-Grzywacz – dyplomowany menedżer ESG.

Literatura

- [1] Environmental Impact Assessment - European Commission, (n.d.). https://environment.ec.europa.eu/law-and-governance/environmental-assessments/environmental-impact-assessment_en (accessed May 27, 2025).
- [2] Best available techniques: environmental permits - GOV.UK, (n.d.). <https://www.gov.uk/guidance/best-available-techniques-environmental-permits> (accessed May 27, 2025).
- [3] Industrial and Livestock Rearing Emissions Directive (IED 2.0) - European Commission, (n.d.). https://environment.ec.europa.eu/topics/industrial-emissions-and-safety/industrial-and-livestock-rearing-emissions-directive-ied-20_en (accessed May 27, 2025).
- [4] Life Cycle Assessment (LCA) – Everything you need to know | Ecochain, (n.d.). <https://ecochain.com/blog/life-cycle-assessment-lca-guide/> (accessed May 27, 2025).
- [5] Carbon Border Adjustment Mechanism - European Commission, (n.d.). https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en (accessed May 27, 2025).
- [6] P. Burmistrz, L. Czepirski, M. Gazda-Grzywacz, Carbon Dioxide Emission in Hydrogen Production Technology from Coke Oven Gas with Life Cycle Approach, (2016). <https://www.h2knowledgecentre.com/content/journal6377> (accessed May 27, 2025).
- [7] ISO/TR 14047:2012 - Environmental management — Life cycle assessment — Illustrative examples on how to apply ISO 14044 to impact assessment situations, (n.d.). <https://www.iso.org/standard/57109.html> (accessed May 27, 2025).
- [8] ISO 14040:2006 - Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework, (n.d.). <https://www.iso.org/standard/37456.html> (accessed May 27, 2025).
- [9] P. Burmistrz, T. Chmielniak, L. Czepirski, M. Gazda-Grzywacz, Carbon footprint of the hydrogen production process utilizing subbituminous coal and lignite gasification, J Clean Prod 139 (2016). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.112>.
- [10] M. Gazda-Grzywacz, Ł. Wincone, P. Burmistrz, Carbon footprint for mercury capture from coal-fired boiler flue gas, Energies (Basel) 14 (2021). <https://doi.org/10.3390/en14133844>.
- [11] M. Gazda-Grzywacz, P. Grzywacz, P. Burmistrz, Environmental Benefits of Hydrogen-Powered Buses: A Case Study of Coke Oven Gas, Energies 2024, Vol. 17, Page 5155 17 (2024) 5155. <https://doi.org/10.3390/EN17205155>.
- [12] M. Gazda-Grzywacz, P. Grzywacz, P. Burmistrz, Environmental Benefits of Hydrogen-Powered Buses: A Case Study of Coke Oven Gas, Energies (Basel) 17 (2024) 5155. <https://doi.org/10.3390/en17205155>.

6. Geotermia płytka i głęboka



Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska

Dziekan: Prof. dr hab. **Ewa Kmiecik**

Komitety Sterujący:
Komitety Organizacyjne:
Chairman:

dr hab. inż. **Ewa Adamiec**, prof. AGH

dr hab. inż. **Michał Kaczmarczyk**, prof. AGH

dr hab. inż. **Anna Sowizdzał**, prof. AGH

Energia geotermalna to ekologiczne i odnawialne źródło energii, dostępne zarówno do wykorzystania w geotermalnych systemach ciepłowniczych (geotermia głęboka), jak również w lokalnych, rozproszonych systemach grzewczych przy wykorzystaniu pomp ciepła (geotermia płytka). Wykorzystanie tego lokalnego źródła energii przynosi liczne korzyści środowiskowe i ekonomiczne oraz stanowi istotny element transformacji energetycznej zmierzającej do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Sesja poświęcona jest wieloaspektowym badaniom oraz najnowszym osiągnięciom naukowym i technologicznym, mającym na celu zwiększenie efektywności wykorzystania zasobów geotermalnych. W ramach sesji zostaną przedstawione również wyniki badań nad racjonalnym zarządzaniem zasobami wodnymi i energetycznymi, integracją geotermii z innymi odnawialnymi źródłami energii oraz wykorzystaniem nowoczesnych metod analitycznych, takich jak ocena cyklu życia (LCA). Sesja umożliwi wymianę wiedzy i doświadczeń pomiędzy naukowcami, praktykami oraz przedstawicielami sektora energetycznego, przyczyniając się do dalszego rozwoju sektora geotermalnego w Polsce i na świecie.

Za koordynację sesji odpowiada Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w Krakowie, który posiada wieloletnie doświadczenie w prowadzeniu badań z zakresu energii geotermalnej. WGGiOŚ prowadzi interdyscyplinarne badania obejmujące m.in. modelowanie numeryczne, analizy hydrodynamiczne i geochemiczne, a także wielokryterialne oceny efektywności energetycznej, ekonomicznej, ekologicznej i społecznej projektów geotermalnych.

dr hab. inż. Michał Kaczmarczyk, prof. AGH
dr hab. inż. Anna Sowizdzał, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Energetyczno-środowiskowe aspekty systemów retencjonowania wody i pomp ciepła, w budownictwie wielkopowierzchniowym

Krótki opis. W niniejszym artykule zaprezentowano koncepcję zintegrowanego systemu wykorzystania retencji wody deszczowej w budynkach wielkopowierzchniowych, w szczególności obiektach logistycznych, do celów technicznych i energetycznych. Zastosowanie podziemnych zbiorników retencyjnych jako dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła oraz jako magazynu sezonowego stanowi rozwiązanie przyczyniające się do redukcji śladu węglowego i wodnego budynków. Omówiono potencjał technologiczny oraz możliwości zastosowania systemu w kontekście realizacji celów zrównoważonego rozwoju.

Brief description. This paper presents the concept of an integrated system for utilising rainwater retention in large-scale buildings, particularly logistics facilities, for both technical and energy purposes. The use of underground retention tanks as a bottom source of heat for heat pumps and as seasonal storage is a solution that contributes to reducing the carbon and water footprint of buildings. The technological potential and applicability of the system in the context of achieving sustainability goals are discussed.

Słowa kluczowe: pompy ciepła, retencjonowanie wody, środowisko naturalne

Keywords: heat pumps, water retention, natural environment

Wstęp

Postępująca urbanizacja, wzrost zużycia energii w sektorze budowlanym oraz zmiany klimatyczne wymuszają nowe podejścia do projektowania budynków, a także zarządzania wodą i energią. Wynika to z faktu, że sektor budownictwa odpowiada za ponad 40% globalnego zużycia energii oraz znaczną część emisji gazów cieplarnianych (Szafranko, 2022), co jasno wskazuje na potrzebę jego transformacji w celu spełnienia celów zrównoważonego rozwoju (Kaczmarczyk, 2024).

Nowoczesne strategie efektywności energetycznej coraz częściej integrują systemy retencji wody, odnawialne źródła energii oraz metody magazynowania ciepła. Rozwiązanie polegające na magazynowaniu energii w podziemnych zbiornikach retencyjnych z wykorzystaniem pomp ciepła wpisuje się więc w szerszy nurt zrównoważonego rozwoju, obejmując aspekty środowiskowe i ekonomiczne. Zintegrowane gospodarowanie wodą opadową i energią pozwala zredukować ten wpływ: zatrzymana woda deszczowa może służyć jako źródło ciepła lub chłodu dla pomp ciepła, co zmniejsza zapotrzebowanie budynku na energię z zewnętrznych, emisyjnych źródeł. Jednocześnie wykorzystanie wody opadowej odciąża sieci kanalizacyjne i zmniejsza zapotrzebowanie na wodę do celów technicznych, przyczyniając się do ochrony zasobów wodnych. W efekcie rozwiązanie to prowadzi do jednoczesnego obniżenia śladu węglowego (mniejsze emisje CO₂ dzięki redukcji zużycia energii pierwotnej) oraz śladu wodnego obiektu (efektywne wykorzystanie wody opadowej zamiast wody z sieci).

W artykule omówiono aspekty energetyczne i środowiskowe wykorzystania podziemnych zbiorników retencyjnych jako wielofunkcyjnych komponentów technicznych w budynkach wielkopowierzchniowych. Zbiorniki te mają służyć do magazynowania wody na cele techniczne oraz jako dolne źródło ciepła dla pomp ciepła, co w efekcie ma prowadzić do optymalizacji zużycia energii pierwotnej i redukcji emisji substancji zanieczyszczających do środowiska naturalnego.

Przesłanki teoretyczne i przegląd doświadczeń

Punktem wyjścia do proponowanej koncepcji jest uwzględnienie takich kwestii jak 1) zapotrzebowanie na energię i wynikający z tego ślad węglowy i wodny w cyklu życia budynków, 2) wykorzystanie modeli predykcyjnych i optymalizacja zarządzania energią w budynkach, 3) wykorzystanie wody deszczowej jako medium magazynującego energię cieplną.

Współczesne badania podkreślają konieczność uwzględniania całego cyklu życia budynków (LCA) w analizach energetycznych i środowiskowych. Zastosowanie pomp ciepła, zwłaszcza z dolnym źródłem opartym na retencji wody, może istotnie obniżyć operacyjne zużycie energii pierwotnej (Kaczmarczyk, 2024), a dynamiczne symulacje energetyczne umożliwiają coraz precyzyjniejszą analizę działania budynków w zmiennych warunkach klimatycznych, w tym z wykorzystaniem narzędzi AI (Kapp i in., 2023).

Istotnym jest zrozumienie, że woda deszczowa powinna być traktowana jako zasób techniczno-energetyczny. Przy takim podejściu konieczne jest jednak zwrócenie uwagi na jakość wody (w tym wykorzystanie procesów uzdatniania wody, w celu uzyskania jej pożądaney jakości), czy kwestie modelowania procesów retencji. Woda deszczowa wymaga bowiem oczyszczania przed zastosowaniem w instalacjach technicznych, a jej jakość po długoterminowym magazynowaniu może się pogarszać (de Melo Neto i in., 2024; Gao i in., 2024). Między innymi dlatego, system musi uwzględniać okresy bezopadowe i procesy samooczyszczania. Co ważne, modele empiryczne pozwalają określić wymaganą objętość zbiornika oraz jego efektywność (Silva i Maia, 2021). Wielokryterialne podejście probabilistyczne umożliwia natomiast optymalizację systemu w warunkach niepewności klimatycznych i zapotrzebowania na energię i wodę. Przy spełnieniu tych warunków woda deszczowa zebrana w podziemnych zbiornikach może pełnić funkcję dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła dając możliwość sezonowego magazynowania energii w okresach letnich i jej odzysku zimą (Eu i in., 2024; Saleem i in., 2024), a dodatkową funkcją takiego rozwiązania może być wykorzystanie zmagazynowanych nadwyżek wody do celów sanitarno-technicznych.

Podsumowując, proponowany model techniczno-energetyczny powinien składać się ze zbiornika podziemnego o podwójnej funkcji: retencyjnej i energetycznej, instalacji pompy ciepła solanka/woda z wymiennikiem ciepła, układu oczyszczania wody, układu monitoringu warunków zewnętrznych (IoT). Co ważne, takie podejście pozwala na skalowalność systemu dla różnych typów budynków i dostosowania do lokalnych warunków klimatycznych oraz użytkowych. Rozwiązanie to dobrze wpisuje się w trend efektywnego energetycznie i uwzględniającego kwestie środowiskowe budownictwa wielkopowierzchniowego. Przykładem tej tendencji są inwestycje realizowane

przez LemonTree S.A., polskiego dewelopera, którego celem jest dostarczanie najwyższej jakości obiektów logistyczno-usługowych, które są energooszczędne, niskoemisyjne, z poszanowaniem bioróżnorodności i wody, takie jak WESTSIDE SZCZECIN by LemonTree oraz WESTSIDE SZCZECIN NEO by LemonTree. W tych obiektach jako źródło ogrzewania zastosowano system pomp ciepła powietrze-powietrze. Konsekwentnie deweloper, w ramach swojej strategii zrównoważonego rozwoju, zdecydował się odejść od ogrzewania gazowego na rzecz wyłącznego stosowania pomp ciepła w nowych inwestycjach. Jednocześnie dla każdej zrealizowanej inwestycji uzyskuje certyfikat BREEAM. Są to m. in. budynki w ramach FRESH WARSAW by LemonTree, CATALYST WROCŁAW by LemonTree, czy LOOP MYSŁOWICE by LemonTree.

Znaczenie energetyczne i środowiskowe

W kontekście energetycznym i środowiskowym omawiane rozwiązanie ma istotne znaczenie strategiczne. Przyczynia się ono do realizacji globalnych celów klimatycznych i środowiskowych, wpisując się m.in. w Cele Zrównoważonego Rozwoju ONZ dotyczące zasobów wodnych, zrównoważonych miast i przeciwdziałania zmianie klimatu (SDG 6, 11 i 13) (Bilardo i in., 2022). Poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz ograniczenie zużycia wody, system retencji energii wody opadowej wspiera polityki klimatyczne i zobowiązania dotyczące neutralności klimatycznej. Co istotne, wykorzystanie lokalnych, odnawialnych źródeł energii ogranicza zależność od paliw kopalnych i przyspiesza dekarbonizację sektora budowlanego. Dodatkowym atutem środowiskowym może być łagodzenie efektu miejskiej wyspy ciepła – obniżenie temperatury otoczenia poprzez akumulację nadwyżek ciepła w wodzie zamiast emisji do powietrza może pozytywnie wpłynąć na mikroklimat w otoczeniu dużych obiektów.

W szerszym ujęciu społecznym, rozwiązania tego typu zyskują na znaczeniu w ramach systemów raportowania ESG (Environmental, Social, Governance). Przedsiębiorstwa oraz instytucje zarządzające rozległymi obiektami (np. centra logistyczne, galerie handlowe) coraz częściej mierzą i ujawniają swoje oddziaływanie środowiskowe w raportach niefinansowych. Inwestycja w magazynowanie energii przy pomocy wody opadowej może stać się wyróżnikiem takiego raportu – będąc przykładem innowacji ekologicznej, która łączy korzyści klimatyczne z odpowiedzialnym zarządzaniem wodą. Tym samym rozwiązanie tego typu może być nie tylko techniczną innowacją, ale i elementem budującym wartość dodaną w obszarze społecznej odpowiedzialności biznesu.

Wreszcie, należy rozważyć perspektywę cyklu życia (LCA) dla proponowanego systemu. Taka kompleksowa ocena jest istotna w świetle trendów w zrównoważonym budownictwie – coraz częściej wymagane jest wykazanie, że nowatorskie rozwiązania rzeczywiście przynoszą netto korzyści środowiskowe w całym cyklu życia obiektu, a nie tylko w jednej fazie.

Wnioski

Koncepcja magazynowania energii w podziemnych zbiornikach retencyjnych z wykorzystaniem pomp ciepła wpisuje się w globalny trend poszukiwania synergii między adaptacją do zmian klimatu a łagodzeniem ich skutków. Rozwiązanie to nie tylko spełnia funkcje techniczne (zapewniając stabilne dostawy ciepła i chłodu), ale także przynosi istotne korzyści środowiskowe i ekonomiczne. Może ono stać się ważnym elementem strategii zrównoważonego rozwoju dla budynków wielkopowierzchniowych, znajdując odzwierciedlenie zarówno w raportach ESG przedsiębiorstw, jak i w analizach LCA oceniających pełen cykl życia inwestycji. Dzięki holistycznemu podejściu łączącemu wodę, energię i klimat, proponowane rozwiązanie stanowi obiecujący kierunek dla przyszłych inicjatyw z zakresu zielonej infrastruktury i zintegrowanego planowania urbanistycznego. Wszystko to sprawia, że opisywana koncepcja ma duży potencjał aplikacyjny i naukowy, oferując praktyczną ścieżkę do redukcji negatywnego wpływu budynków na środowisko naturalne oraz poprawy ich efektywności energetycznej.

Projekt badawczy finansowany ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH.

Autorzy

dr. hab. inż. Michał Kaczmarczyk, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: mkz@agh.edu.pl;

Marcin Świdorski, LemonTree S.A., Plac Małachowskiego 2, 00-066 Warszawa, e-mail: m.swiderski@lemontree.realestate.

Literatura

- [1] Bilardo M., Galata S., Fabrizio E., The role of Primary Energy Factors (PEF) for electricity in the evaluation and comparison of building energy performance: An investigation on European nZEBs according to EN 17423:2020, Sustainable Cities and Society 87 (2022) 104189
- [2] de Melo Neto M.G., Freitas B.L.S., Fava N.N.M., Sabogal-Paz L.P., Rainwater treatment system efficiency: Household slow sand filter combined with UVC lamp disinfection, Journal of Water Process Engineering 58 (2024) 104785
- [3] Eu H., Kim G., Yoon G., Lee Y., Sasui S., Son M., Choi H., Nam J., Field experiment on performance of water source heat pump using underground rainwater tank as heat source, Journal of Building Engineering 84 (2024) 108551
- [4] Gao Z., Zhang Q., Wang Y., Jv X., Dzakpasu M., Wang X.C., Evolution of water quality in rainwater harvesting systems during long-term storage in non-rainy seasons, Science of the Total Environment 912 (2024) 168784
- [5] Kaczmarczyk M., Building energy characteristic evaluation in terms of energy efficiency and ecology, Energy Conversion and Management 306 (2024) 118284
- [6] Kapp S., Choi J-K., Hong T., Predicting industrial building energy consumption with statistical and machine-learning models informed by physical system parameters, Renewable and Sustainable Energy Reviews 172 (2023) 113045
- [7] Saleem A., Ambreen T., Ugalde-Loo C.E., Energy storage-integrated ground-source heat pumps for heating and cooling applications: A systematic review, Journal of Energy Storage 102 (2024) 114097
- [8] Silva M.M.M.A., Maia A.G. Equation for rainwater tank efficiency: Considering demand, roof area, tank size and pluvial regime, Environmental Challenges 3 (2021) 100044
- [9] Szafranko E., Primary energy in ecological analysis of building materials, Materials Today: Proceedings 57 (2022) 670–673

Prace badawczo-rozwojowe w zakresie energetyki geotermalnej i zrównoważonego rozwoju

Krótki opis: Artykuł przedstawia potencjał badawczy w zakresie głębokiej geotermii w Polsce, szczególnie w kontekście rozwoju technologii geotermalnych i ich zastosowania w produkcji energii odnawialnej.

Brief description. The article presents the research potential in the field of deep geothermal energy in Poland, particularly in the context of the development of geothermal technologies and their application in renewable energy production.

Słowa kluczowe: geotermia, energia geotermalna, odnawialne źródła energii, atlasy geotermalne

Keywords: geothermics, geothermal energy, renewable energy sources, geothermal atlases

Wstęp

Energia geotermalna to czyste i ekologiczne źródło energii odnawialnej, którego wykorzystanie niesie ze sobą wiele korzyści. Efektywne zagospodarowanie zasobów geotermalnych wymaga przede wszystkim ich odpowiedniego rozpoznania oraz zastosowania technologii umożliwiających ekonomiczną produkcję energii użytkowej.

Historia rozwoju geotermii w Polsce sięga ponad 30 lat – właśnie tyle doświadczeń zgromadził zespół pracowników Katedry Surowców Energetycznych Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej (KSE WGGiOŚ AGH), który od samego początku aktywnie uczestniczy w rozwoju tego sektora.

Tematyka geotermalna rozwijana jest na AGH od 1987 roku, kiedy to na WGGiOŚ powołano Zakład Geotermii, skupiający interdyscyplinarny zespół specjalistów. Prowadzone wówczas badania podstawowe łączyły się z pracami nad praktycznym wykorzystaniem gorących wód podziemnych do celów użytkowych.

Obecnie pracownicy Katedry kontynuują rozwój geotermii głębokiej w Polsce, realizując projekty badawczo-rozwojowe oraz wdrożeniowe, przede wszystkim w ramach dwóch grup badawczych: Odnawialne Źródła Energii oraz Zrównoważone Zarządzanie Wodą i Energią, będących częścią większego zespołu naukowego GEOENERGIA.

Działalność naukowo-badawcza zespołu w zakresie geotermii głębokiej przyczyniła się do udostępnienia zasobów geotermalnych w wielu regionach Polski.

Oprócz działalności badawczej na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska prowadzi także działalność dydaktyczną mającą na celu kształcenie kadr dla sektora geotermalnego w Polsce i za granicą (kierunek Ekologiczne Źródła Energii na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska). Prace badawcze i dydaktyczne prowadzone są m.in. w nowoczesnym, specjalistycznym Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii AGH WGGiOŚ w Miękinii wyposażonym w instalacje naukowo-dydaktyczne z zakresu odnawialnych i ekologicznych źródeł.

Projekty badawczo-rozwojowe w zakresie głębokiej geotermii

Od samego początku rozwoju sektora geotermii w Polsce w KSE realizowane są projekty badawczo-rozwojowe oraz wdrożeniowe dotyczące tematyki geotermalnej. Szczególne odzwierciedlenie w realizacji prac wdrożeniowych znalazła znana w całej Polsce i szeroko wykorzystywana seria atlasów geotermalnych (Górecki, Hajto, Sowiżdżał, 2006a, 2006b, 2011, 2012, 2013). Atlasy geotermalne stanowią podstawowe źródło informacji o występowaniu oraz możliwościach eksploatacji wód termalnych na obszarze Niżu Polskiego, Karpat oraz zapadliska przedkarpackiego, a poprzez wskazanie obszarów perspektywicznych w zakresie lokalizacji nowych instalacji geotermalnych, także bodziec do podejmowania lokalnych działań inwestycyjnych, pozwalających na udostępnienie energii geotermalnej (Górecki i in., 2015).

Atlasy wydane przez Katedrę Surowców Energetycznych stanowią posumowanie prac badawczych prowadzonych przez interdyscyplinarny zespół badawczy w Akademii Górniczo-Hutniczej przy współpracy z wieloma instytucjami naukowymi w Polsce i na świecie. Zostały one docenione przez projektujących instalacje badawcze w Polsce poprzez wdrażanie rezultatów znajdujących się w Atlasach do licznych prac realizowanych na obszarze Polski. Znajdują także potwierdzenie w efektach prac nad nowymi otworami geotermalnymi wierconymi obecnie w Polsce (Sowiżdżał i in., 2021).

W kolejnych latach były podejmowane prace badawcze zmierzające do rozpoznania możliwości zagospodarowania polskich zasobów geotermalnych do produkcji energii elektrycznej zarówno przy wykorzystaniu zasobów hydrogeotermalnych (Bujakowski, Tomaszewska, 2014; Miecznik i in., 2015), jak i petrogeotermalnych (Sowiżdżał i in., 2013; Wójcicki i in., 2013; Bujakowski i in., 2015; Sowiżdżał, 2016; Sowiżdżał i Kaczmarczyk, 2016). Były to pierwsze w Polsce badania w tym zakresie realizowane przez konsorcja badawcze, w skład których wchodziły wiodące jednostki badawcze. Prace te są kontynuowane obecnie, a ich wyniki znajdują odzwierciedlenie w realizowanych działaniach (Gładysz i in., 2020, Sowiżdżał i in., 2021) i projektach badawczych.

W ostatnich latach pracownicy Katedry Surowców Energetycznych byli lub nadal są zaangażowani w realizację krajowych oraz międzynarodowych projektów geotermalnych z udziałem partnerów krajowych i zagranicznych dotyczących zagadnień geotermalnych.

Wnioski

Historia badań geotermalnych w Polsce sięga lat 80. XX wieku, kiedy to rozpoczęły się pierwsze prace badawcze nad wykorzystaniem gorących wód podziemnych. Zespół Katedry Surowców Energetycznych AGH odegrał kluczową rolę w tworzeniu atlasów geotermalnych, które stanowią fundament dla dalszego rozwoju geotermii w Polsce. Obecnie prace badawcze w tym zakresie są kontynuowane rozwijając sektor geotermii w Polsce, angażując międzynarodowe zespoły naukowe w celu opracowania innowacyjnych rozwiązań w zakresie

geotermii i jej integracji z innymi odnawialnymi źródłami energii. Działalność dydaktyczną zespołu ma na celu kształcenie specjalistów w dziedzinie geotermii, a także oceny efektywności ekonomicznej i ekologicznej inwestycji geotermalnych. Prace te mają na celu wspieranie rozwoju sektora geotermalnego oraz zrównoważonego zarządzania zasobami wodnymi i energetycznymi w Polsce.

Autorzy

dr hab. inż. Anna Sowiżdżał, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail:ansow@agh.edu.pl;

prof. dr hab. inż. Barbara Tomaszewska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail:bts@agh.edu.pl

dr hab. inż. Michał Kaczmarczyk Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail:mkz@agh.edu.pl;

Literatura

1. Bujakowski W., Tomaszewska B., (red.) (2014), Atlas of the possible use of geothermal waters for combined production of electricity and heat using binary system in Poland, MEERI PAS, Kraków.
2. Gładysz P., Sowiżdżał A., Miecznik M., Pająk L. (2020), Carbon dioxide-enhanced geothermal systems for heat and electricity production: energy and economic analyses for central Poland, *Energy Conversion and Management* 220, 113142: 1–17.
3. Górecki W. (red.), Hajto M. (koordynator) (2006a), Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim – formacje mezozoiczne. ZSE AGH Kraków
4. Górecki W. (red.), Hajto M. (koordynator) (2006b), Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim – formacje paleozoiczne. ZSE AGH Kraków
5. Górecki W. (red.), Hajto M. (koordynator) (2013), Atlas geotermalny Karpat wschodnich. KSE AGH Kraków.
6. Górecki W. (red.), Hajto M. (koordynator) (2011), Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich. KSE AGH Kraków.
7. Górecki W. (red.), Sowiżdżał A. (koordynator) (2012). Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. KSE AGH Kraków.
8. Górecki W., Sowiżdżał A., Hajto M., Wachowicz-Pyzik A. (2015), Atlases of geothermal waters and energy resources in Poland. *Environmental Earth Sciences* 74(12): 7487–7495.
9. Sowiżdżał A., Górecki W., Hajto M. (2020), Geological conditions of geothermal resource occurrences in Poland. *Geological Quarterly* 64(1): 185–196.
10. Sowiżdżał A., Hajto M., Hałaj E. (2020), Thermal waters of central Poland: a case study from Mogilno-Łódź Trough, Poland. *Environmental Earth Sciences* 79(5) 112: 1–11.
11. Sowiżdżał A., Hajto M., Tomaszewska B., Kotyza J., Górecki W. (2021), Tematyka geotermalna w działalności naukowo-badawczej i dydaktycznej Katedry Surowców Energetycznych Wydziału Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w latach 2019–2021 i plany na przyszłość, *Przegląd Geologiczny* 69(9).
12. Sowiżdżał A., Maćkowski T., Wachowicz-Pyzik A. (2020), Variability of lithofacial parameters of Lower Jurassic geothermal aquifer in the Malanów region revealed by interpretation of geophysical well logs and seismic data. *Environmental Earth Sciences* 79(1) 33: 1–11.
13. Sowiżdżał A., Gładysz P., Pająk L. (2021), Sustainable Use of Petrothermal Resources. A Review of the Geological Conditions in Poland. *Resources* 10(1), 8.
14. Wójcicki A., Sowiżdżał A., Bujakowski W. (red.) (2013), Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (HDR) w Polsce, Warszawa/Kraków..

Projekt badawczy finansowany ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH oraz pracy statutowej AGH nr 16.16.140.315.

Trendy i wyzwania wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce na tle rozwoju sektora w ostatnich latach

Krótki opis. Artykuł przedstawia aktualny stan sektora geotermalnego w Polsce oraz wskazuje możliwości jego dalszego rozwoju w kontekście kluczowych czynników: zasobowych, technologicznych, rynkowych i środowiskowych. Zwraca szczególną uwagę na potencjał innowacyjnych rozwiązań, takich jak systemy CO₂-EGS, które wykorzystują dwutlenek węgla jako medium robocze. Technologie te łączą produkcję czystej energii geotermalnej z możliwością sekwestracji antropogenicznego CO₂, stanowiąc istotny kierunek dla rozwoju sektora geotermalnego w Polsce.

Brief description. The article presents the current state of the geothermal sector in Poland and outlines the potential for its further development in the context of key factors: resource-related, technological, market-based, and environmental. It places particular emphasis on the potential of innovative solutions, such as CO₂ - EGS systems, which use carbon dioxide as the working fluid. These technologies combine the production of clean geothermal energy with the possibility of anthropogenic CO₂ sequestration, representing an important direction for the development of the geothermal sector in Poland.

Słowa kluczowe: energia geotermalna, sektor geotermalny, aspekty środowiskowe, sekwestracja CO₂, Polska
Keywords: Geothermal energy, geothermal sector, environmental aspects, CO₂ sequestration, Poland

Wstęp

Polski sektor geotermalny w ostatnich latach rozwija się dynamicznie, czego przejawem jest m.in. rosnąca liczba nowych otworów geotermalnych. Obecnie w Polsce funkcjonuje 10 ciepłowni geotermalnych o łącznej zainstalowanej mocy około 220 MW, a istnieją realne szanse na powstanie kolejnych. Dzięki programom priorytetowym możliwe jest wykonanie nawet kilkudziesięciu nowych odwiertów oraz udokumentowanie nowych złóż wód termalnych. Wraz z rosnącym zainteresowaniem branżą pojawiają się również nowe wyzwania związane z efektywnym zagospodarowaniem zasobów geotermalnych. Szczególną uwagę zwraca się na problem chłonności złóż, który w dużej mierze decyduje o energetycznej, ekologicznej i ekonomicznej efektywności całej instalacji. Do głównych czynników wpływających na opłacalność inwestycji geotermalnych należy zaliczyć aspekty zasobowe, technologiczne i rynkowe. Wyniki realizowanych odwiertów nie tylko poszerzają wiedzę na temat istniejących zasobów, ale również wskazują na konieczność dalszego rozwoju technologicznego. Potwierdza się, że główne zbiorniki geotermalne na Niżu Polskim związane są przede wszystkim z poziomami dolnojurajskim i dolnokredowym, które charakteryzują się korzystnymi parametrami zbiornikowymi — takimi jak głębokość zalegania, temperatura, wydajność, chłonność otworów oraz mineralizacja wód geotermalnych. Jak wspomniano, jednym z kluczowych problemów pozostaje niska chłonność otworów, często wynikająca z wysokiej mineralizacji wód, szczególnie w przypadku zbiornika dolnojurajskiego. Zwraca się także uwagę na potrzebę wdrażania innowacyjnych technologii, które pozwolą na bardziej efektywne wykorzystanie polskich zasobów geotermalnych, nie tylko hydrogeotermalnych, związanych z wodami naturalnie występującymi w zbiornikach geotermalnych, ale także petrogeotermalnych, związanych z energią zakumulowaną w skałach.

Jedną z takich nowoczesnych technologii jest wspomaganych systemów geotermalnych (ang. Enhanced Geothermal Systems, EGS — system umożliwiający wykorzystanie energii zgromadzonej w tzw. „gorących, suchych skałach”. Nośnikiem ciepła jest płyn, który wprowadza się do złoża poprzez otwór zatlaczający i odbiera z niego przez otwór wydobywczy. Płyn ten przenosi energię ciepłą na powierzchnię dzięki procesowi szczelinowania hydraulicznego, który tworzy przestrzeń dla przepływu medium roboczego. Standardowo w systemach EGS medium roboczym jest woda, jednak prowadzone są także badania nad wykorzystaniem dwutlenku węgla jako alternatywnego nośnika ciepła. Takie systemy, określane jako CO₂-EGS, stanowią innowacyjną technologię pozyskiwania energii geotermalnej. W odróżnieniu od metod tradycyjnych, zamiast wody wykorzystuje się w nich dwutlenek węgla, co pozwala osiągnąć dwa istotne cele: po pierwsze — energetyczny, a po drugie — środowiskowy, poprzez częściową sekwestrację CO₂ [1, 2].

Prace nad rozwojem tej technologii w Polsce są możliwe m.in. dzięki realizacji poniższych projektów badawczych dla wdrożenia tej technologii w warunkach polskich. Obecnie (2023-2025) realizowany jest projekt badawczy pt.: Wielokryterialna analiza cyklu życia instalacji geotermalnych finansowany ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH, którego celem jest określenie kluczowych aspektów wykorzystania zasobów geotermalnych poprzez wykonanie wielokryterialnej oceny cyklu życia wybranej instalacji geotermalnej. Szczególna uwaga jest skierowana właśnie na systemy EGS umożliwiające produkcję energii elektrycznej i ciepłej przy wykorzystaniu potencjału energetycznego gorących, suchych skał. Projekt ten jest kontynuacją badań realizowanych w ramach projektu EnerGizerS: CO₂-Enhanced Geothermal Systems for Climate Neutral Energy Supply, który otrzymał dofinansowanie w ramach polsko-norweskich projektów badawczych POLNOR 2019 finansowanych przez Fundusze Norweskie za pośrednictwem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju i zakończył się w 2024 roku.

Wnioski

Pomimo, że w Polsce obecnie wykorzystujemy wyłącznie zasoby hydrogeotermalne, coraz wyraźniej dostrzegana jest potrzeba dalszego rozwoju technologicznego, w tym poszukiwania innowacyjnych metod pozyskiwania energii geotermalnej — również tej zakumulowanej w gorących, suchych skałach. Prowadzone w ostatnich latach badania zbliżają nas do wdrożenia innowacyjnej technologii CO₂-EGS (ang. CO₂-Enhanced Geothermal Systems), m.in. poprzez kompleksową analizę funkcjonowania tego typu instalacji. Analizy te łączą aspekty produkcji czystej energii geotermalnej z procesem sekwestracji dwutlenku węgla, w odniesieniu do wytypowanych lokalizacji na terenie Polski. Najbardziej perspektywiczną lokalizację wskazano w rejonie Bloku Gorzowa, gdzie potencjalnym zbiornikiem są dolnopermskie wulkanity zalegające na głębokości ok. 4,3 km ppt. Wyniki analiz sugerują możliwość budowy systemów CO₂-EGS o mocach od 0,4 MW_{el} do 12 MW_{el} oraz 9 MW_{th}, co przekłada się na znaczące korzyści zarówno środowiskowe, jak i ekonomiczne. Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że etap budowy instalacji (wiercenie i przygotowanie terenu) cechuje się najwyższym potencjałem globalnego ocieplenia, osiągając wartości od 5,2 do 30,1 kgCO₂eq/MW_hel, co odpowiada odpowiednio około

65%, 86% i 94% całkowitego wpływu w kategoriach: ekosystemy, zdrowie ludzi oraz zasoby. Szczególną uwagę poświęcono nie tylko wpływowi takich instalacji na środowisko, ale również aspektom społecznym, w tym poziomowi akceptacji społecznej dla inwestycji geotermalnych. Zaproponowane i przeanalizowane przypadki systemów CO₂-EGS otwierają nowe perspektywy dla dalszego rozwoju oraz kompleksowej oceny tej nowatorskiej technologii. Wyniki badań zostały przedstawione w publikacjach naukowych [m.in. 3–11].

Projekt badawczy finansowany ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH oraz w ramach prac statutowych AGH nr 16.16.140.315.

Autorzy

dr hab. inż. Anna Sowiżdżał, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail:ansow@agh.edu.pl;

mgr inż. Anna Chmielowska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail:chmielowska@agh.edu.pl;

mgr inż. Maciej Szymanek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: maszzymanek@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Olasolo P., Juarez M.C., Morales M.P., D’Amico S., Liarte I.A., Enhanced Geothermal Systems (EGS): A review, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2016, nr 56, s. 133-144.
- [2] Moeck I.S., Catalog of geothermal play types based on geologic controls, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2014, nr 37, s. 867-882.
- [3] Starczewska M., Strojny M., Sowiżdżał A., Gładysz P., Pająk L., Life Cycle Assessment of Enhanced Geothermal Systems with CO₂ as a working fluid – polish case study, „Clean Technologies and Environmental Policy” 2025, nr 27, s.1863-1875.
- [4] Gładysz P., Pająk L., Andresen T., Strojny M., Sowiżdżał A., Process Modeling and Optimization of Supercritical Carbon Dioxide - Enhanced Geothermal Systems in Poland, „Energies” 2024, t. 17(15), nr 3769.
- [5] Stang J., Austegard A., Jooss Y., Szymanek M., Sowiżdżał A., New and accurate thermodynamic property data of CO₂-EGS relevant working fluids with data fitted to existing thermodynamic models, „International Journal of Greenhouse Gas Control” 2024, t. 136, nr 104192.
- [6] Miecznik M., Tyszer M., Sowiżdżał A., Andresen T., Frengstad B., Stenvik L., Pierzchała K., Gładysz P., Numerical modeling of a potential CO₂-supplied enhanced geothermal system (CO₂-EGS) in the Åsgard field, Norway, „Geology, Geophysics and Environment” 2024, t. 50(2), s. 175-190.
- [7] Strojny M., Gładysz P., Andresen T., Pająk L., Starczewska M., Sowiżdżał A., Environmental Impact of Enhanced Geothermal Systems with Supercritical Carbon Dioxide: A Comparative Life Cycle Analysis of Polish and Norwegian Cases, „Energies” 2024, t. 17(9), nr 2077.
- [8] Tagliaferri M., Gładysz P., Ungar P., Strojny M., Tallkuri L., Fiaschi D., Manfrida G., Andresen T., Sowiżdżał A., Techno-Economic Assessment of the Supercritical Carbon Dioxide Enhanced Geothermal Systems, „Sustainability” 2022, t. 14, nr 16580.
- [9] Sowiżdżał A., Machowski G., Krzyżak A., Puskarczyk E., Krakowska-Madejska P., Chmielowska A., Petrophysical evaluation of the Lower Permian formation as a potential reservoir for CO₂ - EGS – Case study from NW Poland, „Journal of Cleaner Production” 2022, t. 379(2), nr 134768.
- [10] Pająk L., Sowiżdżał A., Gładysz P., Tomaszewska B., Miecznik M., Andresen T., Frengstad B., Chmielowska A., Multi-Criteria Studies and Assessment Supporting the Selection of Locations and Technologies Used in CO₂-EGS Systems. „Energies” 2021, t. 14(22), nr 7683.
- [11] Kaczmarczyk M., Sowiżdżał A., Environmental and Social Dimensions of Energy Transformation Using Geothermal Energy. „Energies” 2025, t. 18(13), nr 3565, s. 1–23.

Charakterystyka geologiczno-geotermiczna bloku Gorzowa w kontekście możliwości wykorzystania systemu EGS (Enhanced Geothermal System)

Krótki opis. Artykuł przedstawia charakterystykę geologiczno-geotermiczną bloku Gorzowa. W pracy wykonano analizę geologiczną 13 odwiertów i dokonano selekcji odwiertu reperowego – Strzelce Krajeńskie IG-1. Występujące w nim skały wulkaniczne, ich miąższość, głębokość zalegania oraz temperatura sprawiają, że potencjalną instalację EGS można zlokalizować w tej części bloku Gorzowa.

Brief description. The article presents the geological and geothermal characteristics of the Gorzów Block. The study includes a geological analysis of 13 boreholes and the selection of a reference borehole – Strzelce Krajeńskie IG-1. The presence of volcanic rocks in this borehole, along with their thickness, depth, and temperature, indicates that a potential EGS installation could be located in this part of the Gorzów Block.

Słowa kluczowe: energia geotermalna, Enhanced Geothermal Systems, blok Gorzowa, Strzelce Krajeńskie IG-1

Keywords: geothermal energy, Enhanced Geothermal Systems, Gorzów Block, Strzelce Krajeńskie IG-1

Wstęp

Polska posiada potencjał zastosowania zbiorników typu EGS (z ang. Enhanced Geothermal Systems – wspomagane systemy geotermalne), czyli takich, które potrzebują wzbudzenia poprzez zatłoczenie płynu roboczego. Warunkiem decydującym o możliwości wykorzystania technologii HDR/EGS jest termika – strumień ciepły oraz temperatura zbiornika. Dotychczas jako potencjalne skały zbiornikowe wskazano: skały osadowe niecki szczecińskiej, niecki mogileńsko-lódzkiej oraz rejonu Górnego Śląska; skały krystaliczne granitowego plutonu Karkonoszy oraz skały wulkaniczne bloku Gorzowa [1]. Zachodnia część Polski charakteryzuje się wysokim strumieniem ciepła sięgającym wartości 90-100 mW/m² oraz wysokimi wartościami temperatury niezaburzonej na głębokości 2000 m p.p.t. ok 80-85°C [2, 3]. W tym opracowaniu poddano analizie blok Gorzowa, w którym zalegają wulkany dolnego permu. Liczne zjawiska wulkaniczne utworzyły w tamtym okresie pokrywy law bazaltowych, ryolitowych, dacytowych i andezytowych. Aktywności wulkanicznej towarzyszyły erupcje eksplozywne, w wyniku których powstały ignimbryty, tufy czy brekcje piroklastyczne [4]. Utwory te zalegają na głębokościach ok 3,5-6 km p.p.t., a ich miąższość miejscami przekracza 1000 m [1]. W kontekście lokalizacji EGS w bloku Gorzowa istotną analogią jest realizowany w północno-wschodnich Niemczech projekt Groß Schönebeck, którego wyniki mogą stanowić ważny odnośnik [5, 6]. Jednym z dobrze rozpoznanych odwiertów bloku jest Ośno IG-2, będący otworem reperowym pod kątem systemu CO₂-EGS w projekcie EnerGizerS [7]. Jako jedyny posiada także zeszyt Profili Głębokich Otworów Wiertniczych zawierający informacje geologiczne i wiertnicze [8]. Jednak jego położenie w skrajnej, zachodniej części bloku nie reprezentuje potencjału całości jednostki. Blok Gorzowa stanowi część synklinorium-szczecińsko-gorzowskiego, a jego granice dobrze opisał Karnkowski [9]. W jego obrębie, poza wspomnianym odwiertem Ośno IG-2, znajduje się jeszcze 16 głębokich (ponad 4000 m) otworów wiertniczych, spośród których 9 posiada ogólnie dostępną informację geologiczną [10]. W pobliższej odległości od granic bloku, znajdują się jeszcze 3 równie głębokie odwierty, które również zostały wzięte pod uwagę jako uzupełnienie informacji geologicznej i umożliwiły kompleksową analizę całej jednostki. Analizowane odwierty to: Banie 1, Chrzypsko 2, Gołęczewo 1*, Mężyk 1, Objezierze IG-1*, Obrzycko 1, Obrzycko 3, Ośno IG-2, Rokietnica-5H, Rokietnica-6KH, Sieraków-2H, Stargard 1* i Strzelce Krajeńskie IG-1. Gwiazdką oznaczono odwierty spoza obszaru, będące w jego bliskiej odległości.

Wnioski

We wszystkich odwiertach stwierdzono sporej miąższości kompleks soli i anhydrytu zalegający ponad wulkanitami. W odwiertach Rokietnica-5H, Rokietnica-6KH, Sieraków-2H oraz Stargard 1 nie stwierdzono występowania wulkanitów. W pozostałych odwiertach ich miąższość jest różna i waha się od 5 m w Obrzycko 3 do ponad 1600 m w Ośno IG-2. W niektórych odwiertach nie przewiercono się przez skały wulkaniczne. Biorąc pod uwagę głębokości otworów a także miąższość wulkanitów, interesujące są Strzelce Krajeńskie IG-1. Głębokość końcowa odwiertu równa 4700 m jest zbliżona do Ośna IG-2 - 4950 m, a na dnie spoczywa ok 100 metrowa warstwa skał wulkanicznych i tufolawów, ponad którymi zalega ok 120 m zlepieńca krajeńskiego, nad którym przez ok 440 m obecność zaznaczają ignimbryty oraz tufy. Temperatura zbiornika w bloku Gorzowa na głębokości 4 km może osiągnąć 135°C, a na 5km nawet 170°C [7], zatem na głębokości 4500-4700 m może ona sięgać wartości ok 150-160°C. Według kryteriów jakie powinien spełniać zbiornik EGS, określonych w [1, 11] tj. minimalna miąższość zbiornika 200-300 m, minimalna głębokość zbiornika 4km, oraz minimalna temperatura ok 150°C – skały wulkaniczne okolic odwiertu Strzelce Krajeńskie IG-1 mogą być wykorzystane jako potencjalna lokalizacja instalacji EGS.

Projekt badawczy finansowany ze środków programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” w AGH oraz w ramach prac statutowych AGH nr 16.16.140.315.

Autorzy

mgr inż. Maciej Szymanek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: maszymanek@agh.edu.pl

prof. dr hab. inż. Anna Sowiźdźał, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ansow@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce, red. A. Wójcicki, A. Sowizdzał, W. Bujakowski, Warszawa/Kraków 2013.
- [2] Szewczyk J., Gientka D. Terrestrial heat flow density in Poland - a new approach, „Przegląd Geologiczny” 2009, t. 53, nr 1, s. 125–140.
- [3] Szewczyk J., Geofizyczne oraz hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce. „Przegląd Geologiczny” 2010, t. 58 nr 7.
- [4] Atlas geologiczny Polski, red. J. Nawrocki, A. Becker, Warszawa 2017
- [5] Sowizdzał, A. Geothermal energy resources in Poland – Overview of the current state of knowledge, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2018 t. 82, s. 4020–4027
- [6] Sowizdzał, A., Gładysz, P., Pająk, L. Sustainable Use of Petrothermal Resources-A Review of the Geological Conditions in Poland, “Resources” 2021, t. 10, nr 8
- [7] Sowizdzał A., Machowski G., Krzyżak A., Puskarczyk E., Krakowska-Madejska P., Chmielowska A., Petrophysical evaluation of the Lower Permian formation as a potential reservoir for CO₂-EGS – Case study from NW Poland, “Journal of Cleaner Production” 2022, t. 379 nr 134786
- [8] Profile Głębokich Otworów Wiertniczych Państwowego Instytutu Geologicznego. Zeszyt 57 Ośno IG-2, red. I. Gajewska, 1983
- [9] Karnkowski H., Budowa geologiczna oraz geneza i ewolucja bloku Gorzowa, „Przegląd Geologiczny” 2010, t. 56, nr 10.
- [10] <https://www.otworywiertnicze.pgi.gov.pl> (dostęp: marzec 2025)
- [11] Sowizdzał A., Gładysz P., Pająk L., Sustainable use of petrothermal resources – a review of the geological conditions in Poland, “Resources” 2021, t. 10, nr 8.

Ocena potencjału zastosowania pomp ciepła w województwie małopolskim

Streszczenie. Ocena potencjału zastosowania pomp ciepła w województwie małopolskim, w kontekście transformacji energetycznej, poprawy jakości powietrza oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych, stanowi niezwykle istotny kierunek badań i analiz. Wynika to zarówno z pilnej potrzeby odejścia od paliw kopalnych, jak i z konieczności realizacji zobowiązań klimatycznych oraz poprawy warunków życia mieszkańców regionu. W Małopolsce, gdzie problem niskiej emisji i zanieczyszczenia powietrza ma szczególnie duże znaczenie, rozwój technologii opartych na odnawialnych źródłach energii, takich jak pompy ciepła, może odegrać kluczową rolę w budowaniu zrównoważonego systemu energetycznego.

Abstract. The assessment of the potential for heat pump applications in the Małopolska region, in the context of energy transition, air quality improvement, and greenhouse gas emission reduction, represents an extremely important direction of research and analysis. This results both from the urgent need to move away from fossil fuels and from the necessity to meet climate commitments as well as to improve the living conditions of the region's inhabitants. In Małopolska, region where the problem of low-stack emissions and air pollution is particularly severe, the development of technologies based on renewable energy sources, such as heat pumps, may play a key role in building a sustainable energy system..

Słowa kluczowe: geotermalne pompy ciepła, powietrzne pompy ciepła, efektywność energetyczna

Keywords: geothermal heat pumps, air-source heat pumps, energy efficiency

Wstęp

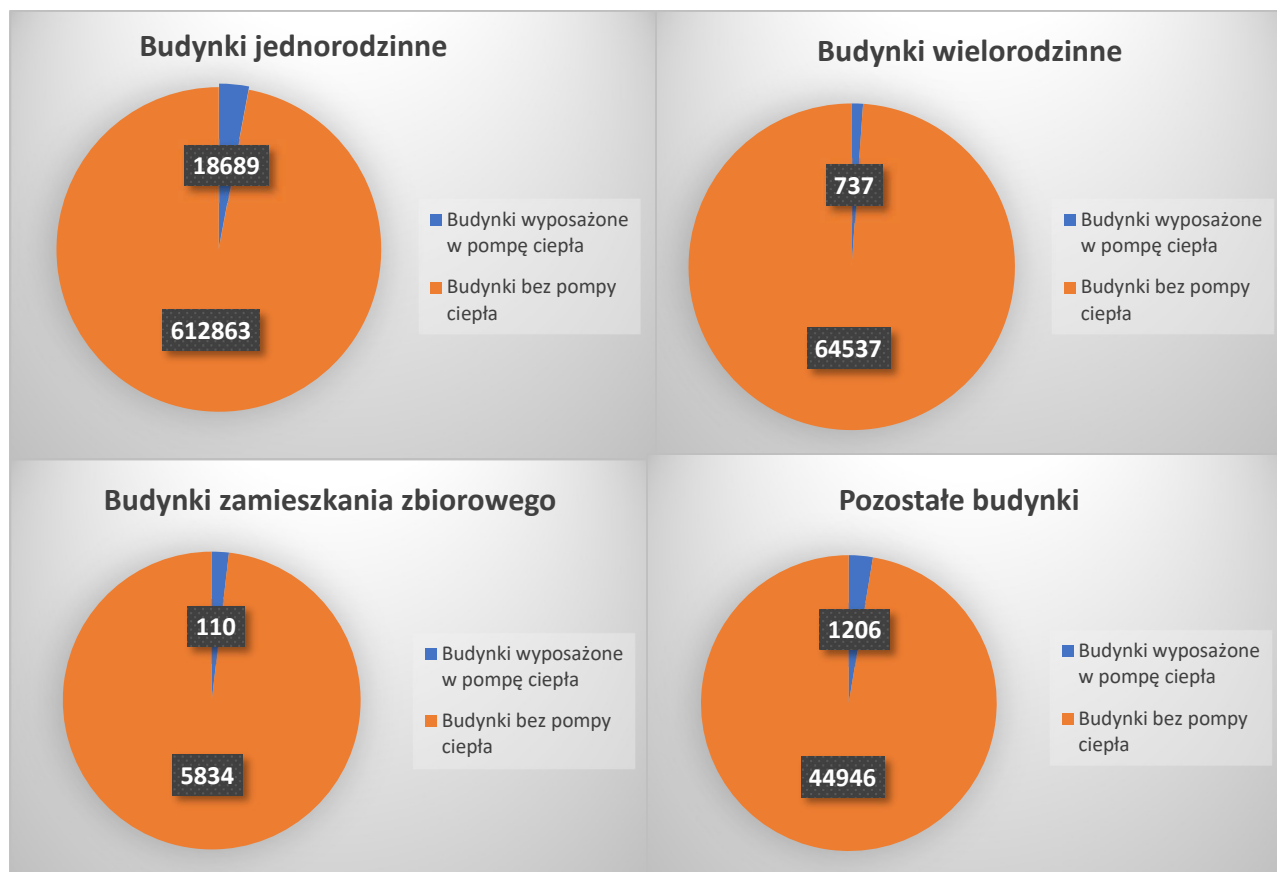
Pompy ciepła to urządzenia, które wykorzystują ciepło zakumulowane w odnawialnych źródłach energii do ogrzewania budynków oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ciepło niskotemperaturowe, wykorzystywane przez pompy ciepła, najczęściej jest zakumulowane w gruncie, wodzie, powietrzu i określane jest mianem dolnego źródła. Pompy ciepła mogą być stosowane do ogrzewania niewielkich budynków, np. domów jednorodzinnych lub do dużych budynków takich jak budynki wielorodzinne lub budynków zbiorowego zamieszkania. Stosując pompę ciepła ok. 75% energii otrzymujemy za darmo ze środowiska (np. ciepło zmagazynowane w Ziemi), płacimy jedynie za energię zużywaną do napędu sprężarki i pozostałych elementów pompy ciepła. Zatem z 1 kWh energii elektrycznej otrzymujemy 4 kWh ciepła. Oznacza to, że pompy ciepła są urządzeniami, które służą do pozyskiwania energii z Odnawialnych Źródeł Energii. Zakładając, że większość energii wykorzystywanej przez pompy ciepła pochodzi z dolnego źródła jakim jest grunt i powietrze to potencjał pomp ciepła należy uzależnić od dostępności energii zakumulowanej w tych źródłach ciepła. Należy mieć na uwadze, że w ostatnich latach sprzedaż gruntowych pomp ciepła jest stabilna podczas gdy sprzedaż powietrznych pomp ciepła rok do roku rośnie z wyjątkiem ostatnich lat, w których zawirowania z programami dotacyjnymi oraz nieuczciwe konkurencje na rynku firm oferujących azjatyckie urządzenia zmniejszyły zaufanie do pomp ciepła.

Potencjał pomp ciepła w Małopolsce

Pompy ciepła typu powietrze woda odbierając ciepło od powietrza obniżają jego temperaturę o kilka stopni Celsjusza. Jest to zatem potencjał niewyczerpywalny z punktu widzenia stosowania powietrznych pomp ciepła. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku gruntowych pomp ciepła, w których do odbioru ciepła z gruntu stosuje się pionowe lub poziome wymienniki ciepła. W zakresie projektowania i wykonania pionowych gruntowych wymienników ciepła dla pomp ciepła ramy prawne określa Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych. Zgodnie z Prawem geologicznym i górnictwem otwory do głębokości 30 m wykonane w celu wykorzystania ciepła ziemi na terenach nie górniczych nie wymagają projektu robót geologicznych. Dla otworów głębszych niż 30 m konieczne jest wykonanie projektu. W przypadku otworów głębszych niż 100 m obowiązują wymogi wykonania planu ruchu zakładu górnictwa. Poziome gruntowe wymienniki ciepła według prawa budowlanego nie wymagają pozwolenia na budowę. Nie są pojedynczą instalacją, lecz częścią systemu pompy ciepła. Wykonanie poziomego gruntowego wymiennika ciepła wymaga zgłoszenia do wójta, burmistrza lub prezydenta. Można zatem przyjąć, że potencjał stosowania gruntowych pomp ciepła również jest nieograniczony, a przeciwskazania związane ze stosowaniem gruntowych wymienników ciepła dotyczyć mogą aspektów technicznych takich jak minimalna powierzchnia działki jak również możliwość dojazdu wiertni/koparki. Starosta może również zgłosić sprzeciw na wykonanie otworowych wymienników ciepła jeżeli: (1) sposób wykonywanych robót geologicznych zagraża środowisku i/lub (2) projekt robót geologicznych nie odpowiada wymogom prawa.

Rozważając możliwość stosowania pomp ciepła do ogrzewania budynków należy brać pod uwagę zalety pomp ciepła i argumenty jakimi kierują się użytkownicy tych systemów grzewczych. Zaliczyć do nich można przede wszystkim możliwość pozyskiwania odnawialnych źródeł energii, bezobsługowość oraz systemy zachęt i wsparcia. Przepisy prawa międzynarodowego, państwowego oraz lokalnego kładą nacisk na konieczność transformacji energetycznej. Stawiane są wymagania dotyczące przechodzenia na niskoemisyjne oraz ekologiczne źródła energii i wyznaczane są cele w zakresie zrównoważonego rozwoju. Odpowiedzialne i nowoczesne podejście do pozyskiwania i oszczędzania energii ma pozwolić na spowolnienie zmian klimatu i uniknięcie ich ekstremalnych skutków, ale także na poprawę jakości powietrza do czego idealnie nadają się pompy ciepła. Z tego względu potencjał pomp ciepła uzależniony jest od ilości budynków, w których pompy ciepła mogą być zastosowane. Biorąc pod uwagę właściwości pomp ciepła do jakich należy zmiana wydajności grzewczej wraz z temperaturą dolnego źródła do większych budynków takich jak budynki wielorodzinne i budynki zamieszkania zbiorowego należy przewidzieć stosowanie gruntowych pomp ciepła, a do mniejszych budynków takich jak domy jednorodzinne należy przewidzieć stosowanie powietrznych pomp ciepła. Stosując kryterium ilości budynków do określenia potencjału pomp ciepła należy zaznaczyć, że budynki w których znajduje się już pompa ciepła nie powinny być brane pod uwagę. Z danych przedstawionych na rys.1 wynika, że w Małopolsce największy udział spośród wszystkich typów budynków stanowią budynki jednorodzinne. Obserwując obecny trend w instalowaniu pomp ciepła, największy potencjał mają powietrzne pompy ciepła. Ostateczne liczby należy pomniejszyć o ilość budynków,

w których już zainstalowane są pompy ciepła. Podział budynków dla całego Województwa Małopolskiego, w zależności od zastosowanego źródła ogrzewania przedstawiono na rysunku 1.



Rysunek 1 Podział budynków na obiekty wyposażone w pompy ciepła oraz na obiekty bez pompy ciepła

Z danych zaprezentowanych na rysunku 1 wynika, że potencjał na pompy ciepła w Małopolsce jest bardzo duży. Na podstawie danych zawartych w Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków obliczono, że pod koniec 2022 roku w Małopolsce zgłoszonych było łącznie 748 922 budynków, z czego 20 742 budynki są już wyposażone w pompę ciepła, co stanowi mniej niż 3% całości.

Podsumowanie i wnioski

Analiza wskazuje, że zarówno powietrzne, jak i gruntowe pompy ciepła mają bardzo duży, praktycznie nieograniczony potencjał zastosowania. W przypadku pomp powietrznych ograniczenia praktycznie nie występują, natomiast przy gruntowych konieczne jest uwzględnienie regulacji prawnych oraz warunków technicznych związanych z wykonaniem wymienników ciepła. Rozwój rynku pomp ciepła napotyka bariery w postaci kosztów inwestycyjnych, zmiennych programów dotacyjnych oraz działań nieuczciwej konkurencji, jednak zalety – takie jak bezobsługowość, możliwość pozyskiwania energii odnawialnej, a także wsparcie regulacyjne i finansowe – czynią je szczególnie atrakcyjnym rozwiązaniem dla mieszkańców regionu.

Autorzy

dr inż. Wojciech Luboń, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: lubon@agh.edu.pl;
 dr inż. Grzegorz Pelka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: pelka@agh.edu.pl;
 dr hab. inż. Anna Sowiżdżał, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: ansow@agh.edu.pl;

Literatura

- www.portpc.pl
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych
- Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków
- Główny Urząd Statystyczny, Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.

Finansowanie:

Badania zostały zrealizowane w ramach projektu LIFE-IP EKOMALOPOLSKA / LIFE19 IPC/PL/000005 realizowany jest przy dofinansowaniu z programu LIFE Unii Europejskiej oraz z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Hybrydowa geotermalno-słoneczna instalacja grzewczo-chłodząca z pompami ciepła

Streszczenie. Dążenie do neutralności klimatycznej wymaga wykorzystania wszystkich dostępnych odnawialnych źródeł energii. Ciepło i chłód można dostarczać do budynków za pomocą geotermalnych pomp ciepła. Ogrzewając obiekt ciepło jest pobierane z gruntowego dolnego źródła ciepła, a podczas chłodzenia, ciepło jest oddawane do gruntowego wymiennika ciepła. Grunt może być także dobrym sezonowym magazynem energii słonecznej dla energii pozyskiwanej za pomocą instalacji Power Road®.

Abstract. The pursuit of climate neutrality requires the use of all available renewable energy sources. Heat and cool can be supplied to the building by geothermal heat pumps. When heating the building, heat is taken from the ground heat source, and when cooling, heat is released to the ground. The ground can be also a good seasonal storage of solar energy for energy obtained from the Power Road® system.

Słowa kluczowe: geotermalne pompy ciepła, Power Road®, ogrzewanie i chłodzenie, efektywność energetyczna

Keywords: geothermal heat pumps, Power Road, heating and cooling, energy efficiency

Wstęp

Obecnie w większości państw europejskich trwają debaty na temat sposobów implementacji Europejskiego Zielonego Ładu oraz transformacji społeczno-gospodarczej, której celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej przez Unię Europejską do 2050 roku [1]. Również Polska mierzy się z wyzwaniem konieczności przeprowadzenia szeroko zakrojonych zmian w strukturze wytwarzania ciepła. Jednym z kluczowych wyzwań, które zostały postawione jest zwiększenie wykorzystania pomp ciepła w polskim ciepłownictwie systemowym, jak i indywidualnym. Proces ten jest szczególnie ważny ze względu na fakt, iż obecnie znaczna większość wytwarzanego ciepła pochodzi z wysokoemisyjnych paliw kopalnych – węgla kamiennego. W sektorze ciepłownictwa aż 66,2% ciepła było wytwarzane z węgla kamiennego – stan na 2022 rok [2]. Dlatego zasadne jest wykorzystanie całego dostępnego potencjału w zakresie pomp ciepła. Taką opcję daje wykorzystanie asfaltowych dróg i podjazdów jako kolektora słonecznego do pozyskiwania energii słonecznej oraz wykorzystanie systemu otworowych wymienników ciepła jako magazynu ciepła słonecznego. Firma Eurovia Polska S.A. jest na etapie budowy laboratorium, w którym będą prowadzone m.in. badania nad systemem Power Road® [3] w warunkach polskich.

Charakterystyka instalacji

Opracowany system dolnych źródeł ciepła ma za zadanie dostarczyć ciepło na potrzeby ogrzewania budynku, przyjąć ciepło z chłodzenia budynku, a także dostarczyć ciepło na potrzeby systemu Power Road® (odładzanie parkingu) oraz zmagazynować ciepło odbierane z systemu Power Road® w sezonie letnim.

Na potrzeby badawcze/testowe można wyodrębnić następujące tryby pracy instalacji dolnego źródła ciepła:

- Dla systemu grzewczo-chłodzącego:
 - Pobór ciepła z systemu dolnego źródła ciepła na potrzeby chłodzenia,
 - Oddawanie ciepła z chłodzenia budynku do gruntu
- Dla systemu Power Road®:
 - Pobór ciepła z systemu dolnego źródła ciepła na potrzeby odładzania parkingu,
 - Odbieranie ciepła z systemu Power Road® i magazynowanie go w gruncie,
 - Określenie możliwości wykorzystania systemu Power Rad® jako dolnego źródła ciepła (w okresach jesienno-wiosennych).

Biorąc pod uwagę obliczeniowe sezonowe zapotrzebowanie na ciepło (109 MWh) oraz chłód (84 MWh) na potrzeby utrzymania komfortu cieplnego w budynku [4], a także zakładając sezonowy współczynnik efektywności ogrzewania (SCOP) równy 3,6 oraz sezonowy współczynnik efektywności chłodzenia (SEER) równy 4,0, w ciągu jednego roku do gruntu zostanie dostarczone o 24 MWh ciepła więcej niż zostanie z niego pobrane (uwzględniając współczynniki SCOP i SEER). Świadczy to o dobrym zbilansowaniu energetycznym systemu dolnego źródła ciepła i jest to sytuacja korzystna, uwzględniając długoterminową pracę systemu dolnego źródła.

Projektowany system Power Road® posiada powierzchnię około 280m². Jest zlokalizowany od południowej, dobrze nasłonecznionej strony budynku laboratorium. Szacunkowe sezonowe zapotrzebowanie na ciepło na cele odładzania parkingu wyniosło 35,1 MWh. Z drugiej strony, w sezonie letnim, uwzględniając nasłonecznienie z rejonu lokalizacji inwestycji oraz 25% sprawność pozyskiwania energii słonecznej, system Power Road powinien średniorocznie dostarczyć około 47,4 MWh ciepła.

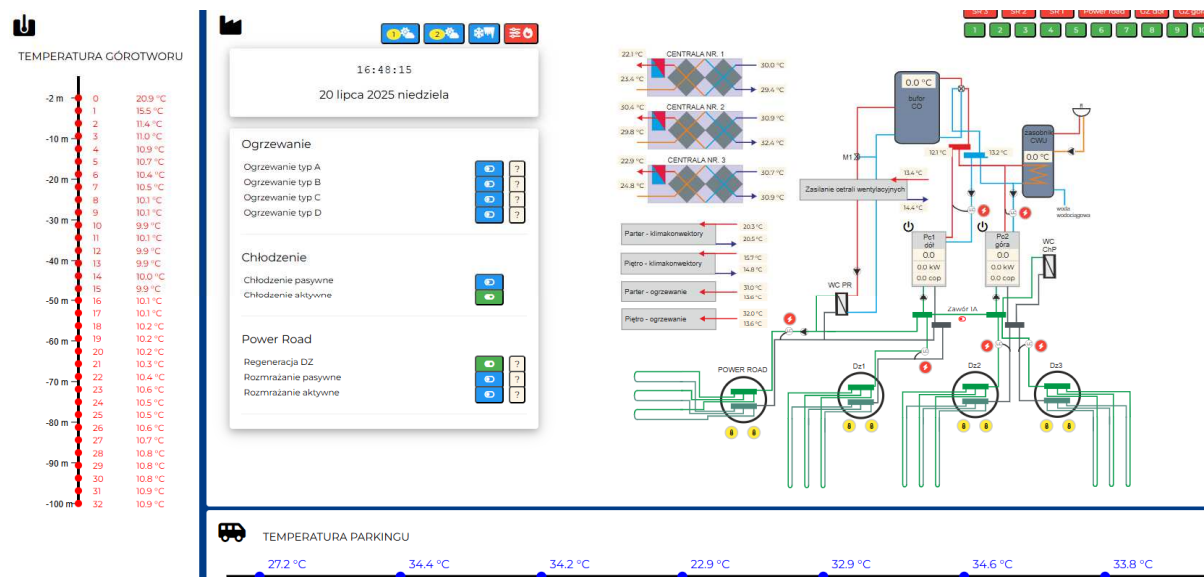
Na rysunku 1 przedstawiono pulpit sterowania dla instalacji grzewczo-chłodzącej z pompami ciepła oraz systemem Power Road®. Układ składa się z systemu Power Road® opracowanego przez firmę Eurovia wraz z rozdzielaczami sekcji instalacji Power Road®. System dolnych źródeł pomp ciepła składa się z trzech symetrycznych sekcji po 7 sztuk otworowych wymienników ciepła. Na pulpicie wyświetlony jest także przebieg temperatur w profilu otworowych wymienników ciepła do głębokości 100m pod powierzchnią terenu, a także przebieg temperatur w warstwie asfaltu systemu Power Road®.

Zastosowanie dwóch rewersyjnych pomp ciepła umożliwia szerokie spektrum wykorzystania instalacji. Regulacja wydajności pomp ciepła pozwala na efektywne zagospodarowanie energii z dolnego źródła ciepła. Dzięki możliwości dopasowania mocy grzewczej pomp

ciepła do wydajności energetycznej systemu Power Road® można testować ten system jako układ dolnego źródła ciepła (w okresach wiosenno-jesiennych).

Odladzanie/odsnieżanie drogi jest możliwe z wykorzystaniem wymiennika Power Road® na dwa sposoby:

- Z zastosowaniem systemu pasywnego. System Power Road® odsnieża warstwę asfaltową medium pobranym bezpośrednio z sekcji wymienników pionowych bez użycia ciepła zmagazynowanego w buforze centralnego ogrzewania.
- Z zastosowaniem systemu aktywnego. W tym przypadku ciepło dostarczane jest do systemu Power Road® z bufora centralnego ogrzewania. Woda w buforze jest ogrzewana pompami ciepła pobierającymi ciepło z systemu dolnego źródła ciepła.



Podsumowanie

Omówiony przykład hybrydowej instalacji grzewczo-chłodzącej z wykorzystaniem układu Power Road® został uruchomiony końcem 2024 roku i jest testowany w polskich warunkach klimatycznych.

Autorzy

¹ dr inż. Grzegorz Pelka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pelka@agh.edu.pl;

² dr inż. Oliwia Merska, VINCI Construction Usługi Wsparcia Sp. z o.o., ul. Tartaczna 9, 70-893 Szczecin, e-mail: oliwia.merska@vinci-construction.pl;

¹ dr inż. Wojciech Luboń, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Katedra Surowców Energetycznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: lubo@agh.edu.pl;

² mgr inż. Marek Kosmala, Eurovia Polska S.A., Oddział Rzeszów, ul. Przemysłowa 9, 39-100 Ropczyce, e-mail: marek.kosmala@eurovia.pl;

² mgr inż. Marcin Hulek, Eurovia Polska S.A., Oddział Rzeszów, ul. Przemysłowa 9, 39-100 Ropczyce, e-mail: marcin.hulek@eurovia.pl;

Literatura

- [1] Gładzik, B.; Nętki, R.; Wolicki, R.; Bętkowski, D.; Żuromski, B.; Grębski, W.W. Równowaga energetyczna w Europie i w Polsce: Analysis and Extrapolation of Trends in EU Countries. *Energies* 2024, 17, 2476. <https://doi.org/10.3390/en17112476>.
- [2] <https://www.ure.gov.pl/en/communication/news/364,Polish-heating-industry-in-times-of-energy-crisis-Latest-Heating-Industry-In-Num.html>. (dostęp: 12.07.2025).
- [3] <https://www.vinci-facilities.pl/power-road-czyli-droga-przyszlosci/> (dostęp: 13.02.2025).
- [4] Jagodzik P., Bula M., Projekt wykonawczy – Instalacje sanitarne. Budowa budynku biurowo – socjalnego wraz z częścią laboratorium, budynków portierni i obsługi wagi oraz zagospodarowania terenu, 2022.

7. Efektywność energetyczna - materiały i systemy



Wydział Informatyki Elektroniki i Telekomunikacji

Dziekan: Prof. dr hab. inż. **Sławomir Gruszczyński**

Komitet Sterujący: dr inż. **Jacek Kołodziej**

Komitet Organizacyjny: dr hab. inż. **Barbara Swatowska**, prof. AGH

dr inż. **Jacek Stępień**

Chairman: dr hab. inż. **Barbara Swatowska**, prof. AGH

Współczesna transformacja energetyczna, związana z rosnącym zapotrzebowaniem na energię, oraz ochroną środowiska naturalnego, stawia przed nauką i przemysłem nowe wyzwania w zakresie zwiększania efektywności energetycznej nie tylko źródeł, ale również systemów magazynowania i zarządzania energią. Kluczowe znaczenie w tym procesie mają nowoczesne materiały oraz zintegrowane systemy elektroniczne, umożliwiające bardziej wydajne pozyskiwanie, konwersję, przesył i zarządzanie energią. Instytut Elektroniki, prowadząc od lat zaawansowane badania naukowe i prace wdrożeniowe aktywnie wspiera rozwój technologii proenergetycznych i zrównoważonej gospodarki.

Jednym z wiodących obszarów działalności naukowo-badawczej Instytutu są cienkowarstwowe sensory półprzewodnikowe na bazie tlenków i azotków metali, optymalizowane pod kątem uzyskania wysokiej czułości i minimalizacji zużycia energii. Istotne znaczenie mają także prace nad zastosowaniem spintroniki do detekcji prądu na potrzeby nowoczesnych systemów przetwarzania energii.

W obszarze odnawialnych źródeł energii Instytut Elektroniki prowadzi badania nad konstrukcją ogniw fotowoltaicznych o zwiększonej sprawności konwersji, wykorzystujących m.in. materiały cienkowarstwowe oraz struktury hybrydowe. Równolegle rozwijane są technologie energy harvesting, czyli pozyskiwania energii z otoczenia (np. drgań, ciepła, promieniowania elektromagnetycznego), które znajdują zastosowanie w autonomicznych systemach czujnikowych oraz rozwiązaniach Internetu Rzeczy (IoT).

Równie istotnym kierunkiem są prace w dziedzinie energoelektroniki – w szczególności rozwój nowoczesnych przekształtników mocy, umożliwiających precyzyjne zarządzanie przepływem energii w systemach zasilania, magazynowania energii oraz elektromobilności. Technologie te znajdują bezpośrednie zastosowanie w nowoczesnych instalacjach fotowoltaicznych, magazynach energii oraz systemach zasilania awaryjnego.

Instytut odgrywa również ważną rolę w rozwoju inteligentnych systemów elektroenergetycznych. Prowadzone są badania nad zaawansowanymi metodami synchronizacji sieci przesyłowych oraz technologiami smart meteringu, umożliwiającymi precyzyjny pomiar i analizę zużycia energii w czasie rzeczywistym. Szczególnie perspektywiczne są tu prace nad wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych do bilansowania obciążenia sieci i prognozowania zapotrzebowania energetycznego, co pozwala na bardziej stabilne, elastyczne i zoptymalizowane zarządzanie infrastrukturą elektroenergetyczną.

dr inż. Jacek Kołodziej
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

System pomiaru energii elektrycznej z komunikacją LoRa

Krótki opis. W przedstawionym artykule opisano implementację systemu pomiaru energii elektrycznej, wykorzystującego liczniki z bezprzewodową komunikacją w standardzie LoRa. Transmisja danych pomiarowych koordynowana jest przez serwer sieciowy LoRaWAN, zainstalowany w sieci lokalnej. Interfejs użytkownika zaimplementowany na serwerze aplikacji umożliwia wizualizację odczytywanych pomiarów oraz przeglądanie w postaci wykresów czasowych historii pomiarów napięcia, natężenia prądu i mocy, zarchiwizowanych w lokalnej bazie danych.

Brief description. The presented text describes the implementation of an electricity measurement system with meters using the LoRa wireless communication. Measurement data transmission is coordinated by a LoRaWAN network server installed in the local network. The user interface implemented on the application server enables visualization of read measurements and viewing the history of voltage, current, and power measurements archived in a local database in the form of time graphs.

Słowa kluczowe: inteligentne opomiarowanie, liczniki energii elektrycznej, LoRa, LoRaWAN.

Keywords: Smart metering, electricity meters, LoRa, LoRaWAN.

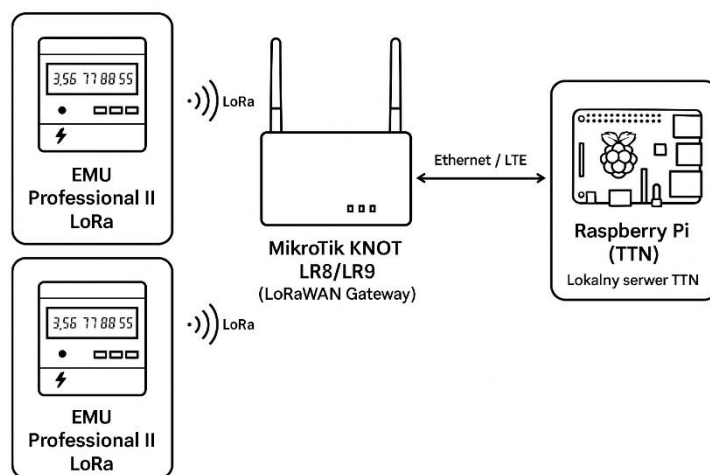
Wprowadzenie

Współczesne systemy elektroenergetyczne wymagają zdalnego monitorowania zużycia energii i stanu sieci praktycznie w czasie rzeczywistym. W przypadku sieci SmartGrid poważnym problemem jest zapewnienie integralności i bezpieczeństwa danych pomiarowych. Uzyskać to można m.in. poprzez implementację lokalnego, odseparowanego systemu pomiarowego, gromadzącego i przetwarzającego dane pomiarowe w strukturze sieci lokalnej. Zapotrzebowanie na takie systemy sygnalizowane jest przez operatorów sieci SmartGrid czy też spółdzielnie energetyczne [1]. Rozwiązanie problemu może stanowić przedstawiony w artykule kompletny system pomiarowy, wykorzystujący inteligentne liczniki EMU Professional z interfejsem komunikacyjnym LoRa, prywatną bramkę (Gateway) oraz lokalny serwer sieciowy LoRaWAN [2..4]. Wykorzystanie komunikacji w standardzie LoRa umożliwia bezpieczny i łatwy w implementacji odczyt wskazań nawet kilkuset liczników energii, przy niskich nakładach inwestycyjnych [5..6]. Ponadto wykorzystanie otwartego standardu LoRaWAN zapewnia niskie zużycie energii, możliwość transmisji na dużą odległość (do kilku kilometrów) i niezależnienie od sieci internetowej oraz sieci komórkowych, a lokalna instalacja serwera sieciowego eliminuje zależność od zewnętrznych usług chmurowych.

Implementacja systemu

Na część sprzętową systemu składa się kilka elementów (Rys. 1):

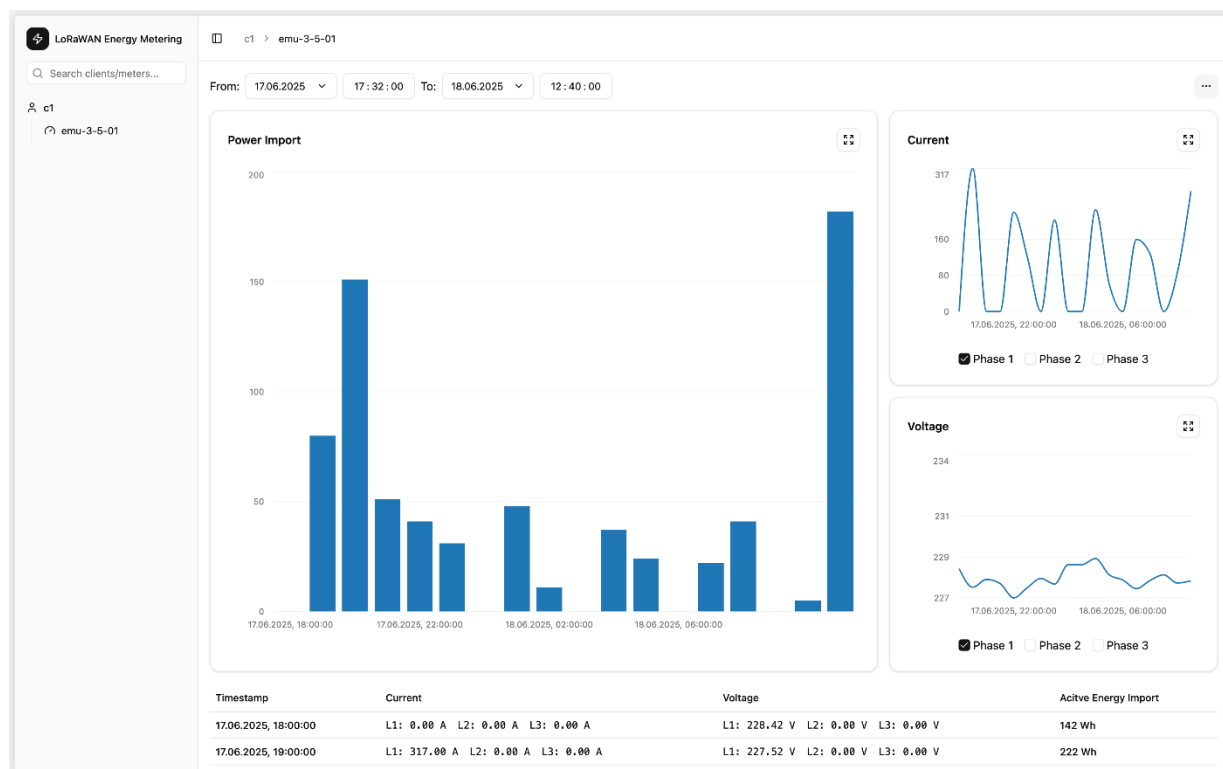
- liczniki energii elektrycznej EMU Professional II z interfejsem LoRaWAN,
- bramka LoRaWAN MikroTik KNOT LR8, która przekazuje dane do lokalnego serwera sieciowego,
- mikrokomputer Raspberry Pi 4, na którym zainstalowane są: serwer sieci i serwer aplikacji.



Rys. 1. Architektura systemu pomiarowego

W części aplikacyjnej wykorzystano otwartoźródłową implementację serwera LoRaWAN – The Things Stack (TTS), który uwierzytelnia i rejestruje urządzenia końcowe, zarządza sesjami komunikacyjnymi, zapewnia bezpieczeństwo transmisji zgodnie ze standardem oraz przekazuje dane pomiędzy urządzeniami a serwerem aplikacji. Istotne jest ponadto, że umożliwia lokalne działanie systemu oraz obsługę różnych typów bramek LoRaWAN [7]. Dane z liczników są odczytywane i archiwizowane przy wykorzystaniu autorskiego serwera aplikacji, napisanego w języku Go. Interfejs użytkownika został również opracowany na bazie tego serwera i wykorzystuje język TypeScript oraz bibliotekę React.

Liczniki EMU pracują autonomicznie jako końcowe urządzenia klasy C w sieci LoRaWAN i cyklicznie przysyłają dane pomiarowe przez bramkę do serwera sieciowego. Dane odczytywane są przez serwer aplikacyjny, który zapisuje je w lokalnej bazie danych SQLite. Wizualizacja pomiarów jest realizowana za pomocą aplikacji internetowej. Aplikacja umożliwia ponadto dodawanie i usuwanie liczników, przegląd historii odczytów, wizualizację przebiegów czasowych zmian napięcia, prądu i mocy oraz eksport danych. (Rys. 2)



Rys. 2. Przykładowy ekran aplikacji do wizualizacji odczytanych danych

Podsumowanie

Zaprezentowany system stanowi nowoczesne i skalowalne rozwiązanie klasy Smart Metering, wykorzystujące otwarte protokoły i ogólnie dostępne urządzenia. Dzięki instalacji lokalnego serwera sieciowego TTN i wykorzystaniu liczników z wbudowanym interfejsem LoRa, system nadaje się do zastosowań przemysłowych i komunalnych, z możliwością rozbudowy o analitykę, predykcję i integrację z systemami nadrzędnymi.

Autorzy

Paweł Pasternak, student kierunku Cyberbezpieczeństwo, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektroniki, Informatyki i Telekomunikacji, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ppasternak@student.agh.edu.pl;

dr inż. Jacek Stępień, Instytut Elektroniki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektroniki, Informatyki i Telekomunikacji, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: stepien@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Marcul, Ł., Brzozowski, M., & Janicki, A. (2024). System for measurement of electric energy using beacons with optical sensors and LoRaWAN transmission. arXiv preprint arXiv:2406.18455
- [2] Islam, M. S., Akhand, M. A. H., & Hossain, M. S. (2022). Smart energy meter based on a long-range wide-area network for a stand-alone photovoltaic system. *Expert Systems with Applications*, 201, 117074
- [3] Kanakaraja, P., Upadhyay, S., Kotamraju, S. K., Suneela, G. V. S., & Neelesh, R. (2021). Design and implementation of smart energy meter using LoRa-WAN and IoT applications. *International Journal of Engineering Research & Technology*, 10(2), 153–158.
- [4] Pajaron, M. R., Martinez, J. A., & Vázquez, J. M. L. (2021). Design and implementation of a smart energy meter using a LoRa network. *Electronics*, 10(24), 3152.
- [5] Van der Sande, M., Braem, B., & Blondia, C. (2017). Application of LoRaWAN for smart metering. In *Proceedings of the 2017 International Conference on Embedded Wireless Systems and Networks (EWSN)*.
- [6] LoRa Alliance. LoRaWAN® Specification v1.0.4. LoRa Alliance, October 2020. [Online]. Dostęp: <https://lora-alliance.org>
- [7] The Things Network. The Things Stack Documentation. [Online]. Dostęp: <https://www.thethingsstack.io/docs/>

Degradacja warstw organicznych w kontekście zastosowania w fotowoltaicznych ogniwach organicznych

Krótki opis. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na czystą energię, ogniwa organiczne obiecują niskokosztowe i elastyczne rozwiązania, jednak ich stabilność pozostaje wyzwaniem. Niniejsze badania analizują trójskładnikowe warstwy aktywne ogniw organicznych, oceniając ich morfologię i zmiany pod wpływem środowiska za pomocą spektroskopii elipsometrycznej. Uzyskane wyniki rzucają światło na modyfikacje strukturalne kluczowe dla trwałej i wydajnej energetyki rozproszonej.

Brief description In the context of growing demand for clean energy, organic cells promise low-cost and flexible solutions, but their stability remains a challenge. This study analyzes the three-component active layers of organic cells, assessing their morphology and changes under environmental influence using ellipsometric spectroscopy. The results shed light on structural modifications that are key to sustainable and efficient distributed energy.

Słowa kluczowe: ogniwa organiczne, degradacja, elipsometria spektroskopowa, cienkie warstwy

Keywords: organic cells, degradation, spectroscopic ellipsometry, thin films

Wstęp

W dobie rosnącego globalnego zapotrzebowania na ekologiczne i odnawialne źródła energii, organiczne ogniwa fotowoltaiczne (OPV) zyskują na znaczeniu, oferując alternatywę dla tradycyjnych technologii krzemowych. Ich popularność wynika z potencjalnie niskich kosztów produkcji, prostego procesu wytwarzania oraz możliwości depozycji na elastycznych podłożach, otwierających nowe perspektywy zastosowań w energetyce rozproszonej i elektronice noszonej. Co istotne, nieustannie wzrasta również ich wydajność[1].

Fotowoltaika organiczna, mimo dynamicznego rozwoju, wciąż boryka się z szeregiem wyzwań naukowych, które ograniczają jej pełen potencjał komercyjizacyjny. Jednym z najistotniejszych jest zagadnienie stabilności, w szczególności stabilności warstw aktywnych, kluczowych dla efektywnego działania ogniw [2,3]o właśnie w warstwach aktywnych zachodzą procesy absorpcji światła i generacji ładunków, a ich degradacja prowadzi do spadku wydajności i skrócenia żywotności ogniw.

Celem prezentowanych badań jest analiza morfologii warstw trójskładnikowych, potencjalnych kandydatów na warstwy aktywne w organicznych ogniwach słonecznych, oraz ocena wpływu czynników zewnętrznych, takich jak atmosfera i oświetlenie, na ich strukturę. Warstwa aktywna w fotowoltaicznych ogniwach organicznych to kluczowy składnik, w którym zachodzi konwersja energii słonecznej na energię elektryczną. Jest to cienka warstwa materiałów organicznych, zazwyczaj polimerów lub związków organicznych, które mają zdolność do absorpcji światła i generowania par ładunków, takich jak elektrony i dziury. Rola tej warstwy polega na pochłanianiu promieniowania słonecznego i tworzeniu par ładunków, które następnie są oddzielane i przemieszczane do elektrod. Wykorzystano zaawansowaną technikę spektroskopii elipsometrycznej, umożliwiającą precyzyjne monitorowanie parametrów optycznych (współczynnik załamania, współczynnik ekstynkcji) tych warstw w skali nanometrowej[4,5]. Uzyskane wyniki wskazują na istotne modyfikacje strukturalne warstw organicznych pod wpływem czynników zewnętrznych, co ma zasadnicze znaczenie dla poprawy trwałości i efektywności urządzeń energetycznych w przyszłości. Lepsze zrozumienie tego wpływu może pomóc w opracowaniu bardziej wydajnych i stabilnych ogniw OPV, które będą mogły szerzej konkurować z konwencjonalnymi technologiami fotowoltaicznymi.

Autorzy

dr inż. Gabriela Lewińska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: glewinska@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Konstanty W. Marszałek, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: marszalek@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Y. Cho, T. Kumari, S. Jeong, S.M. Lee, M. Jeong, B. Lee, J. Oh, Y. Zhang, B. Huang, L. Chen, C. Yang, Guest-oriented non-fullerene acceptors for ternary organic solar cells with over 16.0% and 22.7% efficiencies under one-sun and indoor light, *Nano Energy*. 75 (2020) 104896. <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2020.104896>.
- [2] T. Mounika, M. Singh, I. Singh, P. Arun, K. Kumar, Degradation mechanism of P3HT:PCBM-based bulk heterojunction solar cells, *Soft Matter*. 21 (2025) 5669–5674. <https://doi.org/10.1039/D5SM00024F>.
- [3] J. Song, P. Tyagi, K. An, M. Park, H. Jung, N. Ahn, M. Choi, D. Lee, C. Lee, Degradation of electrical characteristics in low-bandgap polymer solar cells associated with light-induced aging, *Org. Electron*. 81 (2020) 105686. <https://doi.org/10.1016/J.ORGEL.2020.105686>.
- [4] G. Lewińska, D. Sosna, J. Kanak, K.S. Danel, J. Sanetra, B. Sahraoui, K.W. Marszałek, The role of small molecules and quantum dots doping on the morphology of layers for potential applications in ternary solar cells, *Opt. Mater. (Amst)*. 134 (2022) 113056. <https://doi.org/10.1016/J.OPTMAT.2022.113056>.
- [5] G. Lewińska, J. Kanak, J. Sanetra, K.W. Marszałek, Optothermal Properties of Donor–Acceptor Layers, Including PTB7, PTB7th, Y5, and Y6, for Organic Photovoltaic Cell Applications, *Mater*. 2025, Vol. 18, Page 1841. 18 (2025) 1841. <https://doi.org/10.3390/MA18081841>.

Analiza parametrów pracy turbiny wiatrowej na podstawie modelu laboratoryjnego

Krótki opis: W pracy przedstawiono badania parametrów pracy mikro turbiny wiatrowej w kontrolowanych warunkach aerodynamicznych. Analizie poddano wpływ konfiguracji wirnika (turbiny z poziomą lub pionową osią obrotu, zmienna ilość łopatek), obciążenia oraz struktury tunelu na efektywność energetyczną turbiny. Otrzymane zależności wskazują na kluczowe czynniki wpływające na optymalizację działania instalacji wiatrowych.

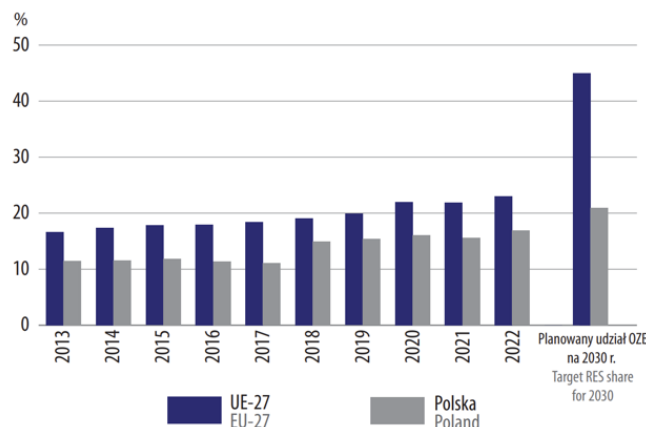
Brief description: This paper presents a study of the operating parameters of a micro wind turbine under controlled aerodynamic conditions. Analysed was the influence of rotor configuration (horizontal or vertical axis, varying number of blades), loading conditions, and wind tunnel structure on the turbine's energy efficiency. The resulting findings identify key factors that contribute to the optimisation of wind turbine performance.

Słowa kluczowe: energetyka wiatrowa, turbiny o różnej liczbie łopatek, tunel aerodynamiczny, anemometr,

Keywords: wind energy, multi-blade turbines, wind tunnel, anemometer,

Wstęp

W ostatnich latach obserwuje się intensywny rozwój technik i urządzeń, umożliwiających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, szczególnie w kontekście transformacji energetycznej w Polsce i Europie. Najpopularniejszymi ŌŹE są: energia słoneczna, energia wodna oraz energia wiatru. Na rysunku 1 przedstawiono wzrost udziału ŌŹE w zużyciu energii brutto w Polsce na przestrzeni ostatniej dekady, z wyraźną tendencją do przekroczenia progu 20% do roku 2030. Trend ten podkreśla potrzebę pogłębiania wiedzy o pracy turbin wiatrowych oraz rozwijania technologii, które umożliwiają ich efektywne wykorzystanie w różnych warunkach środowiskowych. Ich konstrukcja oraz sposób działania zależą od wielu czynników, w tym orientacji osi obrotu, mocy znamionowej oraz warunków pracy. Aby prawidłowo ocenić warunki pracy turbiny, konieczna jest analiza kilku kluczowych parametrów atmosferycznych: prędkości wiatru (mierzonej anemometrami), kierunku wiatru (mierzonego przy użyciu wiatrowskazu), temperatury i wilgotności oraz ciśnienia atmosferycznego [3]. Dzięki nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym możliwe jest projektowanie wysokoefektywnych turbin, które mogą być stosowane zarówno na lądzie, jak i na morzu [4-5]. Analizując pracę turbin wiatrowych bierze się pod uwagę: moc znamionową, średnicę wirnika, prędkość uruchomienia turbiny (cut-in speed), prędkość znamionową, prędkość graniczną (cut-out speed), współczynnik sprawności, ilość łopatek wirnika oraz krzywe mocy turbiny [6-7].



Rys. 1 Udział energii odnawialnej w zużyciu energii brutto w latach 2013–2022, wraz z planem na rok 2030, dla Polski oraz Unii Europejskiej [1-2].

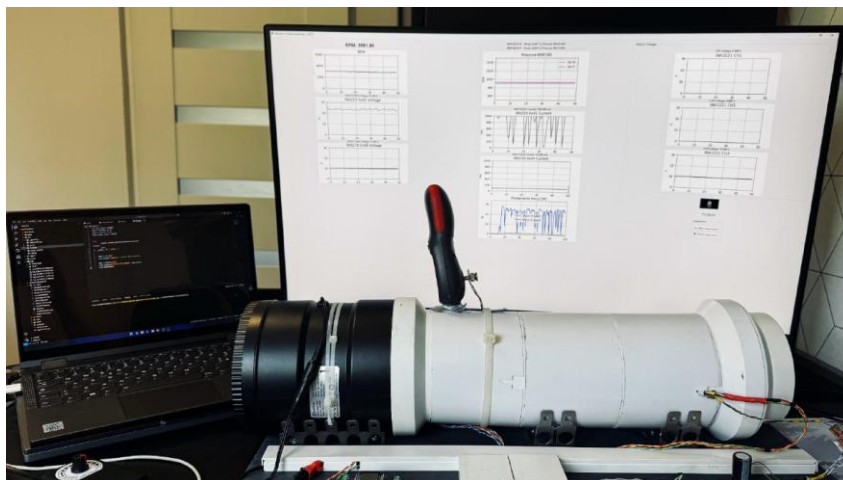
Charakterystyka stanowiska badawczego oraz zakresu pomiarów

Zaprojektowane stanowisko laboratoryjne umożliwia analizę parametrów pracy mikro turbiny wiatrowej w kontrolowanych warunkach aerodynamicznych. Układ składa się z rurowego wentylatora, tunelu aerodynamicznego oraz turbiny, której wirnik napędzany jest strumieniem powietrza, generowanym przez wentylator. Jako źródło wiatru zastosowano Wentylator Hon&Guan umieszczony w rurze o średnicy 150 mm. Wentylator ten zapewnia przepływ powietrza na poziomie 587 m³/h przy maksymalnej prędkości obrotowej 3300 obr/min. Przy nieobciążonym wylocie generuje on ciąg wiatru o prędkości około 9 m/s, co jest wystarczające do napędzenia testowej turbiny i symulowania rzeczywistych warunków wiatrowych. Silnik bezszczotkowy pełniący rolę prądnicy współpracuje z systemem pomiarowym, bazującym na mikrokontrolerze ESP32, a zestaw czujników środowiskowych i elektrycznych rejestruje parametry przepływu, prędkość obrotową, napięcie, prąd oraz warunki atmosferyczne w tunelu. Kompletnie stanowisko pomiarowe zaprezentowano na rysunku 2.

Turbina może być testowana z różnymi konfiguracjami wirnika, z kierunkiem obrotu lewoskrętnym lub prawoskrętnym oraz o zmiennym ustawieniu łopatek w stronę wiatru i do zewnątrz. Dodatkowo możliwa jest regulacja obciążenia elektrycznego, co umożliwia analizę charakterystyki pracy turbiny przy różnym obciążeniu.

Tunel aerodynamiczny posiada wymienne segmenty o różnych długościach (10 cm, 20 cm, 30 cm), które można łączyć przy użyciu różnych łączników rurowych, dzięki czemu jest możliwa ocena wpływu szorstkości wewnętrznej i geometrii tunelu na jakość przepływu powietrza. System umożliwia obserwację i pomiary: momentu startu turbiny, prędkości wiatru, generowanej mocy oraz określenie krzywej mocy dla każdej konfiguracji, które pozwalają na kompleksową ocenę jej efektywności.

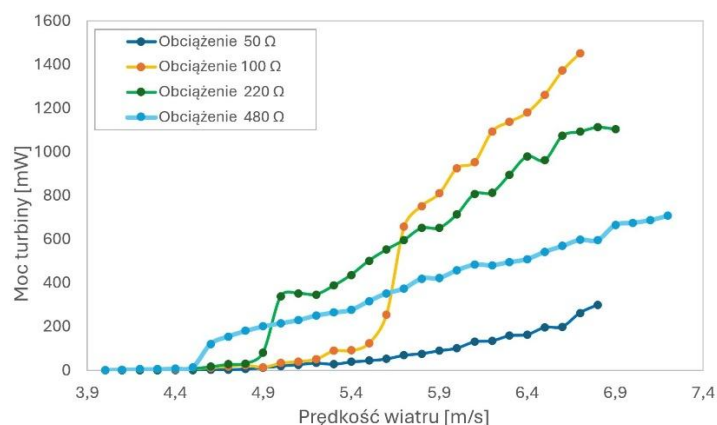
Zakres przeprowadzonych badań obejmuje ocenę parametrów pracy mikro turbiny wiatrowej w warunkach kontrolowanego przepływu powietrza. Badania koncentrowały się przede wszystkim na tym, jak konstrukcja wirnika, jego ustawienie względem strumienia wiatru, wartość obciążenia elektrycznego oraz konfiguracja tunelu aerodynamicznego wpływają na efektywność pracy turbiny wiatrowej. Testowane turbiny różniły się liczbą łopat, skrętnością oraz sposobem ich osadzenia względem kierunku przepływającego powietrza. Każda konfiguracja była sprawdzana zarówno pod kątem prędkości startowej, jak i wartości generowanego napięcia, prądu oraz osiąganej krzywej mocy. Dodatkowo uwzględniono wpływ długości tunelu aerodynamicznego oraz sposobu łączenia jego segmentów, co przekłada się na szorstkość tunelu.



Rys. 2. Laboracyjne stanowisko wraz z interfejsem użytkownika, do badania parametrów pracy turbiny wiatrowej.

Otrzymane rezultaty i wnioski

Z obserwacji wynika, że turbiny z większą liczbą łopat uruchamiają się przy niższej prędkości wiatru i osiągają zdecydowanie wyższą moc niż wirniki o mniej złożonej konstrukcji. Układy z mniejszą liczbą łopat nie tylko startują później, ale też generują wyraźnie niższe napięcia i prądy, co przekłada się na niższe uzyski energetyczne. Wartość obciążenia ma istotne znaczenie, ponieważ wpływa na zachowanie równowagi pomiędzy napięciem i natężeniem prądu, a to z kolei decyduje o końcowej mocy wyjściowej turbiny. Zaobserwowane zmiany mocy turbiny w zależności od poziomu obciążenia przedstawiono na rysunku 3. Zbyt duże obciążenie powoduje trudności w starcie, a zbyt niskie ogranicza przepływ prądu, przez co system nie pracuje efektywnie.



Rys. 3. Zestawienie krzywych mocy turbiny 6-łatowej dla różnych wartości obciążenia

Tunel wykonany z gładkich elementów zapewnia bardziej stabilny przepływ, a wydłużenie jego długości pozwoliło na uśrednienie profilu strumienia powietrza, co przełożyło się na lepsze osiągi turbiny. Wersje zawierające przewężenia lub nierówności powodują lokalne zaburzenia przepływu, co wpływa negatywnie na parametry pracy wirnika. Dodatkowym uzupełnieniem eksperymentów była symulacja pracy rzeczywistej turbiny wykonana w programie WAsP, która potwierdziła istotny wpływ szorstkości terenu oraz lokalizacji na potencjał energetyczny i opłacalność instalacji wiatrowej.

Odpowiednie dopasowanie turbiny do warunków środowiskowych pozwala uzyskać wyraźnie wyższe uzyski energetyczne. Badania pokazały, że przyszłość turbin wiatrowych powinna skupiać się na stosowaniu regulacji zarówno ustawienia położenia łopat, jak i dostosowywania obciążenia turbiny do potencjału wiatru w czasie rzeczywistym.

Autorzy

mgr. inż. Jan Rudecki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: janek@student.agh.edu.pl

dr hab. inż. Barbara Swatowska, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: swatow@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Główny Urząd Statystyczny (GUS): Energia ze źródeł odnawialnych w 2022 roku, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2022-roku%2C10%2C6.html> , dostęp: 18.07.2025
- [2] Główny Urząd Statystyczny (GUS): Energia 2024, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-2024,1,12.html> , dostęp: 18.07.2025
- [3] Żoładek M., Goryl W., Sornek K., Augustyn A., Pomiary warunków atmosferycznych w ocenie zasobów wiatrowych. Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, vol. 102 (2018) 101-110, <https://journals.pan.pl/Content/107938/PDF/08-zn-13-zoladek-i-inni.pdf>
- [4] Soliński I., Energetyczne i ekonomiczne aspekty wykorzystania energii wiatrowej, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków 1999
- [5] Soliński B., Matusik M., Ostrowski J., Soliński I., Turoń K., Modelowanie funkcjonowania hybrydowych wiatrowo-słonecznych systemów wytwarzania energii elektrycznej, Wydawnictwo AGH, Kraków 2015
- [6] Polak A., Barański M., Porównanie turbin wiatrowych, BOBRME Komel, Katowice, Zeszyty Problemowe Maszyny Elektryczne Nr 74/2006, https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-article-BPS2-0037-0050/c/ref_26.pdf
- [7] Garbala K., Tokajuk A.M., Kałaur K., Cybulko P., Klasyfikacja i charakterystyka turbin wiatrowych (silników wiatrowych), AC S.A. Białystok; Instytut Inżynierii Laserowej Bielsko-Biała; CYNKOMET Sp. z o.o., <https://bibliotekanauki.pl/articles/270992.pdf>, dostęp: 17.07.2025.

Podziękowania

Badania finansowane ze środków MEN w ramach subwencji dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, grant nr 16.16.230.434.

Inteligentne gniazdko wykorzystujące dynamiczne ceny energii elektrycznej

Krótki opis. Dynamiczne ceny energii elektrycznej powodują, że cena energii dla odbiorcy może różnić się drastycznie. Niniejszy artykuł opisuje inteligentne gniazdko, które potrafi dostosować pobór energii elektrycznej w zależności od godzinowej ceny energii, dzięki temu możliwe jest znaczące obniżenie rachunku za energię elektryczną oraz stabilizacja pracy sieci elektroenergetycznej.

Brief description. Dynamic electricity prices mean that the energy price for the consumer can vary dramatically. This article describes a smart socket that can adjust electricity consumption depending on the hourly energy price, allowing for significant reductions in electricity bills and stabilization of the power grid.

Słowa kluczowe: dynamiczne ceny energii elektrycznej, inteligentne gniazdko, Demand Side Response, ogrzewanie hybrydowe.

Keywords: dynamic electricity prices, smart socket, Demand Side Response, hybrid heating.

Wstęp

Dynamiczne ceny energii elektrycznej, coraz powszechniej wprowadzane w Polsce, sprawiają, że koszt jednostki energii dla odbiorcy końcowego może ulegać znaczącym wahaniom w ciągu doby. Godzinowe ceny energii są określane na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) z dziennym wyprzedzeniem, tzw. rynek dnia następnego [1] oraz publikowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) [2] jako rynkowa cena energii elektrycznej (RCE). Ceny te mogą być bardzo wysokie na poziomie nawet 2 zł/kWh ale również mogą być bliskie zera lub nawet ujemne. Wahania te są głównie spowodowane nadprodukcją lub brakiem produkcji energii przez odnawialne źródła energii (OZE), które odgrywają coraz to większą rolę w misie energetycznym. Dodatkowo dystrybutorzy energii elektrycznej, np. Tauron, wprowadzili dynamiczne opłaty za dystrybucję energii elektrycznej w zależności od strefy czasowej, cena za dystrybucję energii może wynosić około 0,01 zł/kWh dla strefy czasowej „zalecane użytkowanie”, 0,05 zł/kWh dla „normalne użytkowanie”, 0,35 zł/kWh dla „zalecane oszczędzanie” oraz aż 2,35 zł/kWh dla „wymagane ograniczenie” [3]. Cena ta jest określana na podstawie tzw. energetycznego kompasu i publikowana poprzez aplikacje o tej samej nazwie lub na stronie internetowej (pse.pl). Do powyższych cen za dystrybucję należy doliczyć dodatkowe opłaty: OZE 0,00431 zł/kWh, kogeneracyjna: 0,00369 zł/kWh. W konsekwencji odbiorca energii zamiast wybierać relatywnie drogą energię elektryczną o stałej cenie powyżej 1 zł/kWh (razem z dystrybucją) może wybrać dynamiczną taryfę, dla której cena energii może być dużo niższa (ale i dużo wyższa). Stanowi to przełom dla odbiorcy energii elektrycznej, dzięki któremu możliwe jest uzyskiwanie realnej korzyści finansowej dzięki OZE. Możliwe jest *ręczne* dostosowanie godzin włączenia ogrzewania podłogowego, ładowarek pojazdów elektrycznych, bojlerów, pralki, zmywarki czy też innych energochłonnych odbiorników energii. Należy w tym celu ręcznie śledzić chwilowe ceny energii oraz strefy czasowe w energetycznym kompasie. Niestety w naszym klimacie najbardziej energochłonne jest ogrzewanie domu oraz podgrzewanie ciepłej wody użytkowej (CWU). Możliwa jest instalacja drogiej pompy ciepła. Dużo tańszą w instalacji alternatywą może być użycie istniejącej instalacji ogrzewania gazowego oraz wykorzystywanie ogrzewania hybrydowego: gaz oraz ogrzewanie elektryczne kiedy dynamiczne ceny energii elektrycznej spadną poniżej ceny energii produkowanej z gazu.

W niniejszym artykule przedstawiono koncepcję inteligentnego gniazdka elektrycznego, które potrafi automatycznie dostosować pobór energii do aktualnej ceny jednostkowej. Urządzenie to, zintegrowane z systemem monitorowania rynku energii, analizuje taryfy dynamiczne i automatycznie decyduje o włączeniu zasilanych przez nie odbiorników w zależności od ustalonych parametrów użytkownika, takich jak maksymalna akceptowalna cena energii, optymalizacja ceny zużywanej energii elektrycznej, preferowane godziny pracy urządzeń lub kombinacje powyższych. Uwalnia to odbiorcę energii z czasochłonnego śledzenia ceny energii i kontrolowania poszczególnych urządzeń.

Opis urządzenia

Istnieje duża liczba inteligentnych gniazdek, które umożliwiają ręczne lub o określonych godzinach zdalne włączenie / wyłączenie, ale nie są one w żaden sposób połączone z dynamicznymi cenami energii elektrycznej. Niektóre gniazdko umożliwiają użycie zewnętrznego oprogramowania w celu automatyzacji włączenia i wyłączenia. Fakt ten został wykorzystany w omawianym urządzeniu, dla którego użyto gotowe inteligentne gniazdko, które łączy się z odpowiednio zaprogramowaną chmurą. Schemat działania całego systemu został przedstawiony na Rys. 1. Składa się on z:

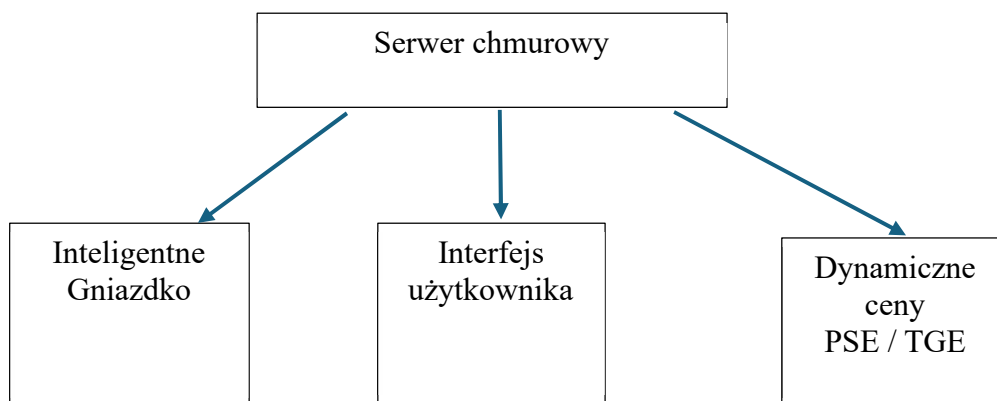
- 1) Inteligentnego gniazdka, które przez interfejs WiFi oraz standard MQTT łączy się z Chmurą od której otrzymuje tylko komendę włącz lub wyłącz.
- 2) Chmura to odpowiednio oprogramowany serwer www, który odpytuje stronę PSE o aktualną cenę energii elektrycznej oraz na podstawie zadeklarowanych przez użytkownika reguł podejmuje decyzje o włączeniu lub wyłączeniu gniazdka.
- 3) Interfejs użytkownika dostępny jest przez przeglądarkę internetową. Użytkownik określa reguły włączenia gniazdka. Podstawową zaimplementowaną aktualnie regułą jest maksymalna cena energii elektrycznej, przy której następuje włączenie gniazdka.

Trwają prace nad stworzeniem bardziej zaawansowanych podreguł takich jak:

- a) Cena: maksymalna cena energii.
- b) Czas: dzień tygodnia / godziny włączenia i wyłączenia.
- c) Długość: maksymalny czas trwania włączenia w celu wyboru czasu gdzie cena jest minimalna.

Reguły mogą być zaimplementowane z użyciem narzędzia [4] lub też z powodu ich prostoty bezpośrednio w języku programowania, np. Go, w którym napisane jest oprogramowanie części serwerowej (chmury).

Aby gniazdko było włączone muszą być spełnione wszystkie podreguły (logika AND). Istnieje możliwość deklaracji wielu równorzędnych reguł (logika OR). Stosowanie bardziej zaawansowanych podreguł, np. czasu umożliwia włączenie ogrzewania tylko podczas obecności w domu. Ograniczenie długości trwania włączenia umożliwia wybór nie tylko maksymalnej ceny energii ale również włączenie odbiornika w czasie kiedy ta cena jest minimalna. Na przykład, jeśli bojler wymaga czterech godzin grzania grzałki do pełnego nagrzania wody w zasobniku to ustawienie warunku długości (c) umożliwi wybór czterech godzin w ciągu doby, dla których cena energii elektrycznej jest minimalna.



Rys. 1. Schemat blokowy zaproponowanego systemu

Wnioski

Zastosowanie inteligentnego gniazdko połączonego z dynamicznymi cenami energii elektrycznej pozwala na: redukcję kosztów energii elektrycznej poprzez przesunięcie pracy urządzeń energochłonnych (np. grzejników, bojlerów,) na godziny z niższą ceną energii. Ponadto zaproponowane rozwiązanie wspiera stabilności sieci elektroenergetycznej dzięki ograniczeniu poboru w szczytach zapotrzebowania i zwiększeniu elastyczności odbiorców końcowych (tzw. Demand Side Response). Teoretycznie możliwe jest nawet zaimplementowanie wyłączenia wszystkich gniazdek w przypadku wystąpienia niespodziewanego zagrożenia blackoutu. Rozwiązanie może być również zintegrowane z produkcją OZE, gdzie nadmiarowa produkcja energii (np. z fotowoltaiki) może być lokalnie wykorzystywana przez automatyczne sterowanie gniazdkami w celu zwiększenia autokonsumpcji. Następnym etapem projektu może być integracja inteligentnego gniazdko z licznikiem energii oraz śledzenie produkcji energii z OZE, tak aby oddawać energię do sieci elektroenergetycznej w momencie kiedy cena energii jest maksymalna. Wymaga to jednak dużo bardziej skomplikowanego systemu, np. prognozy pogody oraz prognozowania przyszłego zużycia energii przez odbiorcę, tak aby nie musiał on odkupować energii z opłatą przesyłową. Warto podkreślić, że koszty dystrybucji w taryfach dynamicznych poza szczytem zapotrzebowania uległy znaczącemu obniżeniu i sensowne staje się oddawanie droższej energii przy nadprodukcji i odkupowanie tańszej – czyli odbiorca indywidualny może traktować sieć elektroenergetyczną jako magazyn energii o sprawności (bilansie cenowym) większej niż 100%.

Autorzy

dr hab. inż. Ernest Jamro, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji. Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jamro@agh.edu.pl;

mgr inż. Michał Markiewicz, absolwent Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków.

Literatura

- [1] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn> dostęp, 10-07-2025
- [2] <https://raporty.pse.pl/report/rce-pln>
- [3] Tauron, „Grupa taryfowa G14dynamic”, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/grupa-taryfowa-g14dynamic>, 10-07-2025
- [4] M. Markiewicz, "An event-based language for simplified definition of home automation control routines," 2015 International Conference on Event-based Control, Communication, and Signal Processing (EBCCSP), Krakow, Poland, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/EBCCSP.2015.7300705.

Cienkowarstwowe heterostrukтуры tlenków metali jako fotoanody ogniw fotoelektrochemicznych do wytwarzania wodoru

Krótki opis. W pracy przedstawiono badania cienkowarstwowych heterostruktur na bazie TiO_2 otrzymywanych metodą reaktywnego rozpylania magnetronowego do zastosowań w ogniwach fotoelektrochemicznych. Analizowano ich właściwości optyczne i skład chemiczny w kontekście przydatności fotoanod do wytwarzania zielonego wodoru.

Brief description. This work presents research on thin-film TiO_2 -based heterostructures deposited via reactive magnetron sputtering for applications in photoelectrochemical cells. Optical properties and chemical composition were analyzed in the context of photoanode performance in green hydrogen generation.

Słowa kluczowe: ogniwo fotoelektrochemiczne, zielony wodór, TiO_2 , cienkowarstwowe heterostrukтуры

Keywords: photoelectrochemical cell, green hydrogen, TiO_2 , thin-film heterostructures

Ogniwo fotoelektrochemiczne (PEC) jest urządzeniem, w którym, dzięki wykorzystaniu półprzewodnika absorbującego światło, może zachodzić rozszczepienie wody prowadzące do wytwarzania czystego wodoru, jako nośnika energii. Półprzewodnik ten w postaci cienkiej warstwy jest elementem kluczowym ogniwa a jego właściwości fizykochemiczne, takie jak skład chemiczny, mikrostruktura, struktura krystaliczna i elektronowa, powinny być odpowiednio dobrane tak, aby uzyskać dużą efektywność procesu przetwarzania energii promieniowania elektromagnetycznego w energię chemiczną.

Wodór wytwarzany w procesie rozszczepiania wody jest atrakcyjną alternatywą dla innych istniejących źródeł energii i jest uważany za "zielony". Jednak zgodnie z definicją wprowadzoną przez A. Kusoglu: wodór otrzymywany w drodze elektrolizy z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (energii elektrycznej) można określić jako "zielony", ale istnieją inne metody wytwarzania "zielonego" wodoru poza fotolizą wody. [1]

Badania z zakresu fotoelektrochemii i fotokatalizy koncentrują się poszukiwaniu odpowiednich materiałów dla fotoelektrod ogniw fotoelektrochemicznych. W szczególności, takim modelowym przykładem jest TiO_2 , który może pełnić rolę fotoanody w ogniwie fotoelektrochemicznym pod warunkiem rozwiązania dwóch problemów ograniczających jego wydajność w wytwarzaniu zielonego wodoru. Pierwszym z nich jest niedopasowanie przerwy energetycznej tego szerokopasmowego półprzewodnika ($E_g=3.0\text{--}3.2$ eV) do widma słonecznego, gdyż zasadnicza część tego promieniowania (zakres widzialny i podczerwień) jest tracona dla procesu konwersji. Drugim problemem jest niedopasowanie na poziomie dynamiki procesów życia fotogenerowanych nośników ładunku (dziur i elektronów) i czasu niezbędnego do skutecznego transportu jednego z nich (w przypadku fotoanody jest to dziura) od miejsca, w którym powstaje do granicy faz półprzewodnik-elektrolit, gdzie może uczestniczyć w odpowiedniej reakcji redox. W celu rozwiązania powyższych problemów stosuje się domieszkowanie, nanostrukturację oraz szereg innych metod opisanych w obszernej literaturze przedmiotu [2-6]. Jednym z bardziej obiecujących podejść jest wykorzystanie technologii cienkowarstwowej do nanoszenia heterostruktur [7-8].

Podwójne i potrójne układy cienkowarstwowe złożone z syntetyzowanych naprzemiennie TiO_2 i CuO oraz TiO_2 i Ti_2O_3 otrzymywane są w laboratorium ZLNS za pomocą reaktywnego rozpylania magnetronowego rf tarcz metalicznych Ti i Cu w aparaturze zapewniającej ultra-wysoką próżnię wstępną (UHV) o ciśnieniu $4 \cdot 10^{-9}$ mbar. Rozpylenie tarcz jest prowadzone w atmosferze $\text{Ar}+\text{O}_2$ o kontrolowanej zawartości tlenu przy ciśnieniu całkowitym $10^{-2}\text{--}10^{-3}$ mbar. Badania przeprowadzone dla tych cienkich warstw dotyczą rozkładu pierwiastków w funkcji grubości (pomiaru przy użyciu techniki RBS – Rutherford backscattering) oraz właściwości optycznych (spektroskopia współczynników absorpcji i załamania). Uzyskane wyniki eksperymentalne zostały porównane z rezultatami przeprowadzonych symulacji. Analiza podstawowych właściwości tych heterostruktur cienkowarstwowych jednoznacznie wskazuje na ich przydatność w fotoelektrochemicznych ogniwach do generacji zielonego wodoru.

Badania zostały zrealizowane w ramach projektu NCN 2023/51/B/ST8/02013

Literatura

- [1] Kusoglu A., (Re)Defining Clean Hydrogen: From Colors to Emissions, „The Electrochemical Society Interface” 2022, vol. 31, pp. 47-52.
- [2] Radecka M., Kusior A., Trenczek-Zajac A., Zakrzewska K., Oxide Nanomaterials for Photoelectrochemical Hydrogen Energy Sources, [in:] R. van Eldik, W. Macyk (Eds.), „Adv. Inorg. Chem.”, Academic Press 2018, pp. 145–183.
- [3] Li J., Wu N., Semiconductor-based photocatalysts and photoelectrochemical cells for solar fuel generation: a review, “Catalysis Science & Technology” 2015, vol. 5, pp. 1360–1384.
- [4] Radecka M., Rękas M., Zakrzewska K., Titanium dioxide in photoelectrolysis of water, „Trends Inorg. Chem” 2006, vol. 9, pp. 81–126.
- [5] Zakrzewska K., Kollbek K., Sikora M., Kapusta C., Szlachetko J., Sitarz M., Ziabka M., Radecka M., Importance of the electronic structure of modified TiO_2 in the photoelectrochemical processes of hydrogen generation, „International Journal of Hydrogen Energy” 2015, vol. 40, pp. 815–824.
- [6] Jafari T., Moharrer E., Amin A.S., Miao R., Song W., Suib S.L., Photocatalytic Water Splitting—the Untamed Dream: a Review of Recent Advances, „Molecules” 2016, vol. 21, p. 900.
- [7] Banaś-Gac, J., Radecka, M., Llobet, E., Partyka-Jankowska, E., Zakrzewska, K., Different architectures of thin film bilayers based on TiO_2 and CuO for green hydrogen generation, „International Journal of Hydrogen Energy” 2025, vol. 136, pp. 1073–1085.
- [8] Banaś-Gac, J., Radecka, M., Czapla, A., Kusior, E., Zakrzewska, K., Surface and interface properties of TiO_2/CuO thin film bilayers deposited by rf reactive magnetron sputtering, „Applied Surface Science” 2023, vol. 616, p. 156394

Pomiar częstotliwości i fazy w sieciach energetycznych z odniesieniem do wzorca czasu UTC

Streszczenie. Rozwój nowoczesnych systemów energetycznych wymaga precyzyjnego monitorowania parametrów sieci, takich jak częstotliwość oraz przesunięcie fazowe. Wzrost liczby rozproszonych źródeł energii — m.in. instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych — sprawia, że ich synchronizacja z siecią pod względem częstotliwości i fazy nabiera kluczowego znaczenia. W artykule przedstawiono metodę pomiaru tych wielkości, zweryfikowaną w praktyce przy użyciu systemu zsynchronizowanego z czasem UTC (Coordinated Universal Time) za pośrednictwem technologii GNSS (Global Navigation Satellite System).

Abstract. The development of modern energy systems requires precise monitoring of grid parameters such as frequency and phase shift. The growing number of distributed energy sources, including photovoltaic installations and wind farms, makes their synchronization with the grid in terms of frequency and phase essential. This article presents a method for measuring these quantities, practically verified using a system synchronized to UTC via GNSS.

Słowa kluczowe: smart metering, parametry sieci elektroenergetycznej, synchronizacja sieci elektroenergetycznej, systemy synchronizacji czasu.

Keywords: smart metering, power grid parameters, power grid synchronization, time synchronization systems.

Wstęp

Rozwój nowoczesnych systemów dystrybucji i zarządzania przepływem energii wymaga wdrożenia zaawansowanych technologii monitorowania, umożliwiających ciągły i precyzyjny pomiar kluczowych parametrów sieci elektroenergetycznej, takich jak częstotliwość oraz przesunięcie fazowe. Dynamiczny wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych, farm wiatrowych oraz innych rozproszonych źródeł wytwarzania i magazynowania energii, przyłączanych do sieci, doprowadził do zwiększenia liczby elementów, które muszą współpracować w ramach wspólnego systemu energetycznego. Prawidłowe funkcjonowanie tak złożonej i zróżnicowanej infrastruktury wymaga, aby każde źródło było zsynchronizowane z siecią zarówno pod względem częstotliwości, jak i fazy.

Częstotliwość w różnych punktach sieci może się lokalnie wahać w wyniku dynamicznych zmian obciążenia i generacji energii z wielu źródeł. W takich sytuacjach konieczne jest stosowanie globalnej sieci dystrybucji czasu, opartej na dokładnych źródłach czasu (np. GPS (ang. Global Positioning System) PRTC (ang. Precision Reference Time Clock)), pozwalającej na kontrolę pracy rozproszonych źródeł energii. Zespolony wektor opisujący napięcie lub prąd, którego pomiar jest zsynchronizowany czasowo do źródła czasu odniesienia określany jest jako synchroniczny fazor lub od ang. synchrofazor [1], a urządzenie pomiarowe do jego wyznaczania w różnych punktach systemu elektroenergetycznego określane jest jako PMU (Phasor Measurement Unit). W niniejszej pracy skoncentrowano się na przedstawieniu układu pomiarowego, który pozwala na wyznaczenie synchronicznego fazora, czyli częstotliwości oraz fazy napięcia sieciowego z odniesieniem do referencyjnego wzorca czasu UTC[2]. Należy zauważyć, że do wykonywania takich pomiarów konieczne jest źródło czasu w postaci impulsu sekundowego 1PPS (1 Pulse Per Second), pochodzącego z wiarygodnego źródła.

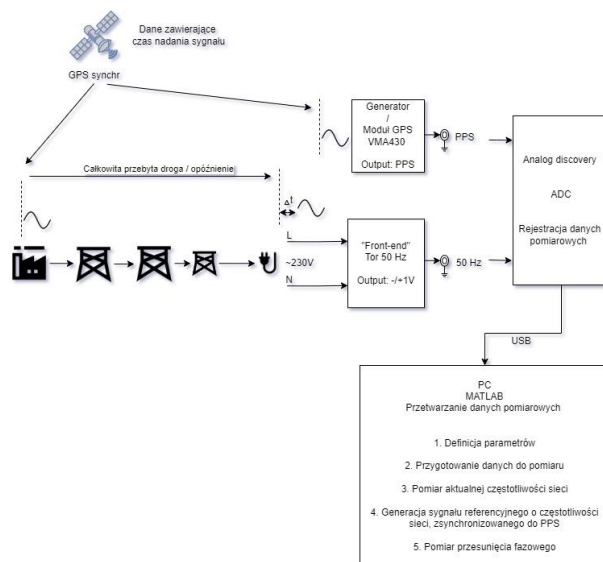
Model systemu do badania metod wyznaczania synchronicznego fazora

Przyjęto następujące wymagania, dla systemu do prowadzenia badań nad wyznaczaniem synchronicznego fazora:

- synchronizacja systemu pomiarowego do czasu UTC,
- pomiar częstotliwości z dokładnością przynajmniej 10mHz,
- pomiar fazy z dokładnością większą lub równą 5°,
- wejście pomiarowe o zakresie napięć sieci z izolacją galwaniczną,
- możliwość rejestracji mierzonych parametrów z określonym interwałem i w czasie rzeczywistym.

Na Rys.1 przedstawiono schemat blokowy opracowanego systemu pomiarowego, który składa się z trzech głównych modułów: odbiornika sygnału GNSS, modułu front-end oraz modułu rejestracji danych pomiarowych.

Odbiornik sygnału GNSS odpowiada za odbiór sygnału z systemu globalnej nawigacji satelitarnej i generuje impuls synchronizujący 1PPS, który służy do dokładnego wyznaczania znaczników czasowych w systemie. Impuls PPS wykorzystywany jest do synchronizacji akwizycji danych w kanale pomiaru napięcia sieci w celu wyznaczenia jego fazy oraz okresu. Moduł obróbki analogowej sygnału (moduł front-end) zapewnia połączenie pomiędzy siecią elektroenergetyczną a układem rejestrującym dane. Jego głównym zadaniem jest obniżenie napięcia do poziomu ± 1 V, odpowiedniego dla przetwornika a/c oraz separacja galwaniczna w celu ochrony użytkownika przed bezpośrednim kontaktem z napięciem sieciowym. Do rejestracji sygnałów z modułu front-end oraz impulsów PPS wykorzystywany jest dwukanałowy przetwornik analogowo-cyfrowy wbudowany w wielofunkcyjne urządzenie pomiarowe Analog



Rys.1. Schemat blokowy systemu pomiarowego [5]

Discovery 2. Zarejestrowane dane są następnie przesyłane do komputera PC, gdzie przetwarzane są zgodnie z opracowanym algorytmem pomiarowym.

Metoda pomiaru częstotliwości oparta na analizie korelacji sygnału pomiarowego do wzorcowego

W przypadku pomiarów takich wielkości jak częstotliwość czy okres lepszą precyzję pomiaru uzyskuje się dla przetwarzania sygnału w domenę cyfrową niż analogową. W systemach pomiarowych czasu, krytycznym jest zadbanie o dobrej jakości wzorce o dużej stałości częstotliwości. Pomiar niskich częstotliwości o wiele lepiej jest wykonać w oparciu o wyznaczenie okresu trwania sygnału o niskiej zmienności i przeliczenie go na częstotliwość, natomiast dla sygnałów o wysokiej częstotliwości lepszą dokładność uzyskuje się poprzez zliczanie liczby wystąpień sygnału w jednostce czasu [3].

Metoda pomiaru okresu polegająca na zliczaniu impulsów z użyciem dyskryminatora nie jest odporna na zniekształcenia sygnału pomiarowego, w przypadku zastosowania analizy widmowej pomiary w czasie rzeczywistym nie dają oczekiwaną dokładności, dlatego do budowy modelu PMU wybrano metodę dopasowania sygnału pomiarowego do referencyjnego. Sposób wyznaczenia częstotliwości polega na analizie korelacji sygnału wejściowego oraz wzorca poddawanego adaptacji amplitudy, częstotliwości oraz przesunięcia fazy. Dla najlepszego dopasowania występuje minimum błędu pomiędzy sygnałami, a aktualne parametry sygnału odniesienia są wyznaczonymi parametrami sygnału pomiarowego. Wadą tej metody jest konieczność znajomości kształtu i parametrów badanego sygnału. W przypadku pomiarów parametrów sieci elektroenergetycznej oczekiwanym sygnałem jest sygnał sinusoidalny, o odkształceniu THD $\leq 8\%$ i częstotliwości, której wartość mieści się w granicach $50 \text{ Hz} \pm 1\%$, liczonej jako średnia krocząca z 10s przez 99,5% czasu w ciągu roku (norma PN-EN 50160 [4]).

Sygnał odniesienia stanowi przebieg sinusoidalny zsynchronizowany do wzorca czasu pochodzącego z GPS. Proces adaptacji tego przebiegu do sygnału wejściowego polega na iteracyjnym poszukiwaniu minimum błędu między sygnałem referencyjnym, a pomiarowym. Algorytm dopasowuje sygnały do siebie szukając najmniejszego błędu dla różnych częstotliwości tak, aby obie sinusoidy rozpoczynały się w tej samej chwili przesuwając o kilka próbek zarejestrowany sygnał pomiarowy. Prawidłowe określenie miejsca przejścia przez zero sygnału pomiarowego, jest kluczowe z punktu widzenia wprowadzonego błędu, dlatego w celu jego zminimalizowania wprowadzono algorytm, który wykonuje obliczenia nie tylko dla chwili, w której występuje wykryte przejście przez zero, lecz również sprawdza wielkość ERR_{RMS} dla kolejnych próbek znajdujących się w okolicy przejścia przez zero. W ten sposób minimalizowany jest błąd komparacji, który występuje dla metody opartej na porównaniu pomocniczego zegara taktującego.

Weryfikacja metody pomiaru fazora

W celu weryfikacji poprawności opracowanej metody pomiarowej przeprowadzono serię testów, zrealizowanych w dwóch etapach. Pierwszy etap polegał na połączeniu wszystkich komponentów systemu zsynchronizowanego z sygnałem GPS, z wyjątkiem modułu front-end. Przeprowadzono serię pomiarów z wykorzystaniem wzorcowego sygnału sinusoidalnego, generowanego przez precyzyjny generator. Etap ten umożliwił ocenę stabilności oraz dokładności wyznaczania częstotliwości i fazy. Drugi etap testów dotyczył pomiarów rzeczywistych parametrów napięcia w sieci elektroenergetycznej, przy wykorzystaniu kompletnego systemu pomiarowego zsynchronizowanego z GPS. Przykładowe wyniki pomiarów:

Czas trwania obserwacji: 14 min

Średnia częstotliwość: 50,000Hz, rozdzielczość $\pm 2\text{mHz}$, częstotliwość min. 49,996Hz, max. 50,004Hz

Średnia faza: 115.4° rozdzielczość pomiaru fazy $\pm 1.8^\circ$, faza min. 113.4° , 117.0°

Podsumowanie

Opracowany model systemu pomiarowego umożliwił implementację oraz eksperymentalną weryfikację metody wyznaczania synchrofazora (ang. phasor measurement) z odniesieniem do sygnału referencyjnego 1PPS, generowanego przez odbiornik GNSS. Algorytm pomiarowy został zaprojektowany tak aby poprawić dokładność wyznaczenia częstotliwości oraz kąta fazowego napięcia sieciowego w czasie rzeczywistym. Zastosowanie synchronizacji czasowej z GNSS umożliwia porównywalność wyników pomiarowych między rozproszonymi lokalizacjami, co jest kluczowe dla systemów monitorowania i diagnostyki pracy sieci elektroenergetycznej.

Praca finansowana z subwencji naukowej Instytutu Elektroniki, Wydziału Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji AGH w Krakowie

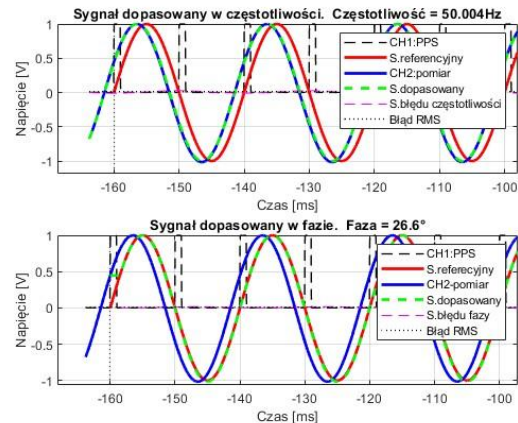
Autorzy

dr inż. Jacek Kolodziej, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jacek.kolodziej@agh.edu.pl;

mgr inż. Jakub Marcinkowski, absolwent kierunku Elektronika i Telekomunikacja, ścieżka dyplomowania Systemy Wbudowane, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: jakobs141@gmail.com.

Literatura

- [1] Society IEEE Power & Energy. IEEE Standard for Synchrophasor. New York, NY 10016-5997, USA : IEEE Std C37.118.1-2011, 28.12.2011. ISBN 978-0-7381-6811-1
- [2] Horowitz P., Hill W., Sztuka elektroniki 2. Warszawa : Wydawnictwo Komunikacji i Łączności, Wydanie siódme, 2003. Str. 601-610
- [3] USMAN M., FARUQUE J., Applications of synchrophasor technologies in power systems, J. Mod. Power Syst. Clean Energy (2019) 7(2):211–226
- [4] Norma PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych. 2010.
- [5] Marcinkowski J., Analiza metod pomiarowych częstotliwości i fazy w systemach typu smart grid, Praca magisterska, AGH, 2022.



Rys.2. Wykres sygnałów dopasowanych częstotliwościowo oraz fazowo [5]

Ogniwa fotoelektrochemiczne do konwersji energii słonecznej

Krótki opis. W pracy omówiono zasadę działania ogniw fotoelektrochemicznych jak również strategie modyfikacji układów półprzewodnikowych dla fotoelektrod w celu poprawy efektywności konwersji energii słonecznej na chemiczną wodór.

Brief description. The paper discusses the principle of photoelectrochemical cells as well as strategies for modifying semiconductor systems for photoelectrodes to improve the efficiency of converting solar energy into chemical hydrogen.

Słowa kluczowe: Wodór, konwersja energii słonecznej, półprzewodnik, ogniwo

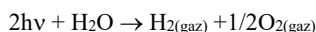
Keywords: Hydrogen, solar energy conversion, semiconductor, cell.

Fotoelektrolizę wody uważa się za bardzo korzystny proces produkcji wodoru, efektywnego nośnika energii, który jest przyjazny dla środowiska i korzysta z odnawialnych źródeł jakimi są woda i energia słoneczna. Wykorzystanie energii słonecznej do fotorozkładu wody na wodór i tlen jest możliwe dzięki zastosowaniu półprzewodnikowej elektrody, zdolnej do absorpcji kwantu promieniowania o odpowiedniej energii $h\nu$, wymaganej do rozerwania wiązania w rodniku O-H, która wynosi 1.23 eV. W praktyce ze względu na straty wymagane jest zastosowanie półprzewodnika o odpowiednio dobranej przerwie energetycznej E_g , równej lub większej od 1.5 eV.

Proces fotoelektrolizy realizowany jest w ogniwie fotoelektrochemicznym PEC (*Photo-Electrochemical Cells*), które w najprostszym przypadku składa się z półprzewodnikowej anody, metalicznej katody oraz elektrolitu zawierającego pary redoksowe H_2O/O_2 i H^+/H_2 . Spośród złożonych procesów zachodzących w PEC należy wyróżnić:

- generację par elektron-dziura w obszarze fotoanody półprzewodnikowej wskutek absorpcji fotonu o energii $h\nu$,
- utlenianie wody przy powierzchni anody przez wytworzone dziury, które z fotoanody przenikają do granicy faz ciało stałe/elektrolit; gazowy tlen wydzielany się przy fotoanodzie, a jony wodorowe (hydroniowe) migrują do katody,
- redukcję jonów wodorowych do gazowego wodoru przy katodzie.

Całkowita reakcja zachodząca w ogniwie fotoelektrochemicznym opisana jest następującym równaniem reakcji chemicznej:



Prowadzone na szeroką skalę badania nad zintegrowanymi, fotoelektrochemicznymi ogniwami do generacji „zielonego” wodoru zostały zainicjowane w 1972 roku, kiedy to po raz pierwszy wykorzystano TiO_2 jako fotoanodę zapewniającą absorpcję padającego promieniowania [1]. Jednak, aby proces rozkładu wody mógł być praktycznie stosowany, wydajność konwersji musi wynosić co najmniej 10%. Obecnie cel ten jest trudny do osiągnięcia w prostych układach. Przyczyną tych niepowodzeń jest przede wszystkim niewystarczające dopasowanie dostępnych, odpornych na korozję i fotokorozję, półprzewodników do widma słonecznego jak również procesy rekombinacji. Podstawową zaletą, która stawia TiO_2 ponad innymi proponowanymi półprzewodnikami jest jego wysoka stabilność i odporność na korozję przy równocześnie dużych możliwościach kształtowania właściwości półprzewodnikowych. Szeroka przerwa TiO_2 (3-3.4 eV) stanowi istotną barierę w osiągnięciu wysokiej efektywności procesu, wymagana więc jest modyfikacja właściwości fotoelektrochemicznych, która obejmuje m.in [2-4]:

1. domieszkowanie, z którym jest związane powstawanie w przerwie energetycznej dodatkowych poziomów lokalnych lub pasm donorowych/akceptorowych warunkujących dodatkową absorpcję światła w obszarze widzialnym; w tym przypadku fotonośniki mogą być generowane poprzez jonizację tych poziomów lokalnych (tzw. sub-band ionization), lub też poprzez elektronowe przejścia pomiędzy utworzonymi pasmami,
2. tworzenie roztworów stałych tlenków o tej samej walencyjności czego skutkiem jest autoregulacja przerwy wzbronionej (kontrola E_g poprzez skład roztworu),
3. pokrycie powierzchni związkami organicznymi (barwnikami), w wyniku czego zachodzi absorpcja światła przez barwnik zmieniająca jego strukturę elektronową z równoczesnym tworzeniem fotoelektronów,
4. tworzenie heteroukładów złożonych z dwóch lub więcej półprzewodników różniących się wartościami energetycznej przerwy wzbronionej i typem przewodnictwa w celu rozszerzenia zakresu długości fali, dla którego zachodzi absorpcja światła oraz ograniczenia czasu rekombinacji.

Do nowej strategii można zaliczyć tzw. „self doping” polegający na wprowadzeniu defektów punktowych do TiO_2 i otrzymaniu selektywnie nieuporządkowanego dwutlenku tytanu do fotorozkładu wody [5-8]. Modyfikacja ta obejmuje „black/blue” nanostruktury TiO_2 , które wykazują silną absorpcję w zakresie światła widzialnego i bliskiej podczerwieni:

- czarny TiO_2 o strukturze rdzeń-powłoka jako wynik redukcji powierzchni (nieuporządkowanej powłoki)
- niebieski TiO_2 - mieszanina rutylu i anatazu z fazami uporządkowanymi/nieuporządkowanymi poprzez selektywną redukcję.

W pracy na podstawie wyników własnych oraz przeglądu literatury omówione zostaną strategie modyfikacji fotoelektrod dla ogniw PEC ze szczególnym uwzględnieniem „black/blue” TiO_2 .

Podziękowania

Badania zostały zrealizowane w ramach projektu NCN 2023/51/B/ST8/02013. Podziękowania dla Prof. Katarzyny Zakrzewskiej za współpracę naukowo-badawczą.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Marta Radecka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Materiałowej i Ceramiki, Katedra Chemii Nieorganicznej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: radecka@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Fujishima A., Honda K., “Electrochemical photolysis of water at a semiconductor electrode”, *Nature*, 1972, 238, s. 37–38.
- [2] Radecka M., Kusior A., Trenczek-Zajac A., Zakrzewska K., Chapter Four - Oxide Nanomaterials for Photoelectrochemical Hydrogen Energy Sources, in: R. van Eldik, W. Macyk (Eds.), *Adv. Inorg. Chem.*, Academic Press, 2018, 72 s. 145–183..
- [3] Jiangtian L., Nianqiang W., Semiconductor-based photocatalysts and photoelectrochemical cells for solar fuel generation: a review, *Catal. Sci. Technol.*, 2015, 5, s. 1360–1384
- [4] Vilanova A., Dias P., T Lopes T., Mendes A., The route for commercial photoelectrochemical water splitting: a review of large-area devices and key upscaling challenges, “*Chem. Soc. Rev.*”, 2024, 53, s. 2388–2434
- [5] Chen, X., Liu, L., Yu, P.Y., Mao, S.S., Increasing solar absorption for photocatalysis with black hydrogenated titanium dioxide nanocrystals, “*Science*” 2011, 331 s. 746–750
- [6] Zhang, K., Wang, L., Kim, J.K., Ma, M., Veerappan, G., Lee, Ch-L., Kong, K., Lee, H., and Park, J.H., An order/disorder/water junction system for highly efficient co-catalyst-free photocatalytic hydrogen generation, “*Energy Environ. Sci.*”, 2016, 9, s. 499–503.
- [7] Hwang, H. M., Oh, S., Shim, J. H., Kim, Y. M., Kim, A., Kim, D., Kim, J., Bak, S., Cho, Y., Bui, V.Q., Le, T. A. and Lee, H., Phase-Selective Disordered Anatase/Ordered Rutile Interface System for Visible-Light-Driven, Metal-Free CO₂ Reduction, “*ACS Appl. Mater. Interfaces*”, 2019, 11, s. 35693–35701
- [8] Placheta K., van Spronsen M.A., Ferrer P., Radecka M., Zakrzewska K., Surface and bulk properties of black, blue and transparent TiO_x thin film photoanodes for green hydrogen generation by water splitting, “*Journal of Materials Chemistry A*”, 2025, przyjęte do druku

Wpływ parametrów procesowych ALD na formowanie się warstw Al_2O_3 , ZrO_2 oraz ich układów mieszanych i nanolaminatowych

Krótki opis. W pracy przedstawiono wpływ parametrów procesu osadzania warstw atomowych (ALD) na skład, grubość i morfologię różnych warstw tlenkowych – zarówno jednoskładnikowych (Al_2O_3 , ZrO_2), jak i mieszanych (Al_2O_3 – ZrO_2). Szczególną uwagę poświęcono czasowi przepłukiwania po cyklu Al_2O_3 oraz jego wpływowi na skład warstw. Wykazano, że odpowiednia modyfikacja warunków procesu umożliwia precyzyjne sterowanie właściwościami osadzanych materiałów, co ma znaczenie przy projektowaniu funkcjonalnych struktur dla zastosowań w mikro- i optoelektronice.

Brief description. This study investigates the influence of atomic layer deposition (ALD) process parameters on the composition, thickness and morphology of various oxide layers – including both single-component (Al_2O_3 , ZrO_2) and mixed (Al_2O_3 – ZrO_2) films. Particular attention was paid to the purge time after the Al_2O_3 cycle and its impact on the resulting layer composition. The results demonstrate that appropriate tuning of process conditions allows for precise control over film properties, which is essential for the design of functional structures in micro- and optoelectronic applications.

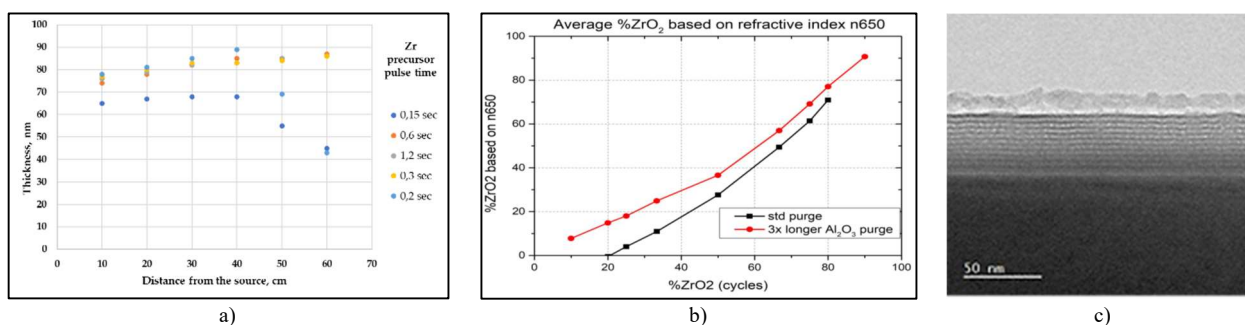
Słowa kluczowe: ALD, warstwy tlenkowe, nanolaminaty, inżynieria cienkich warstw

Keywords: ALD, oxide layers, nanolaminates, thin film engineering

Wstęp

Cienkie warstwy tlenków metali odgrywają istotną rolę we współczesnych technologiach materiałowych jako warstwy dielektryczne, ochronne, barierowe czy buforowe. Metoda osadzania warstw atomowych (z ang. *atomic layer deposition*, ALD) jest powszechnie uznawana za jedno z najdokładniejszych narzędzi do ich wytwarzania, dzięki możliwości precyzyjnego kontrolowania grubości, jednorodności i składu chemicznego osadzanych filmów. Technika ta umożliwia zarówno otrzymywanie jednorodnych warstw pojedynczych tlenków, jak i bardziej złożonych struktur, takich jak nanolaminaty – układów złożonych z naprzemiennych, ultracienkich warstw o kontrolowanej sekwencji i powtarzalności [1-3]. Nanolaminaty otrzymywane metodą ALD stanowią atrakcyjną alternatywę dla jednorodnych warstw tlenków metali, oferując rozszerzone możliwości projektowania właściwości materiałowych. Kluczowe znaczenie mają tu warunki procesu, takie jak temperatura, liczba cykli, kolejność dozowania prekursorów czy stosunek cykli dla poszczególnych materiałów [4, 5]. Możliwość tworzenia precyzyjnych, jednorodnych struktur – zarówno pojedynczych, jak i laminatowych – otwiera szerokie perspektywy zastosowań w elektronice, optoelektronice, systemach magazynowania energii oraz w nowoczesnych powłokach funkcjonalnych [6, 7].

W ramach przeprowadzonych badań analizowano wpływ wybranych parametrów procesu osadzania metodą ALD na właściwości różnorodnych warstw tlenkowych, w tym zarówno czystych warstw Al_2O_3 i ZrO_2 , jak i warstw mieszanych Al_2O_3 – ZrO_2 . Celem eksperymentu była ogólna weryfikacja, w jaki sposób parametry procesu – takie jak temperatura, liczba cykli, proporcje pulsów prekursorów oraz czas przepłukiwania (purge) – wpływają na skład, grubość oraz morfologię powstających warstw. Rysunek 1a obrazuje rozkład grubości warstwy ZrO_2 wzdłuż osi komory w zależności od czasu pulsu prekursora i odległości od źródła. Na rysunku 1b przedstawiono wpływ czasu przepłukiwania po cyklu Al_2O_3 na procentowy udział ZrO_2 w warstwie mieszanej, oszacowany na podstawie współczynnika załamania światła mierzonego metodą elipsometrii spektroskopowej przy długości fali 650 nm. Analizę morfologii przekrojów poprzecznych wybranych warstw przeprowadzono za pomocą transmisyjnej mikroskopii elektronowej (TEM), a przykładowy obraz struktury zaprezentowano na rysunku 1c. Dodatkowo, wpływ temperatury procesu, liczby cykli i stosunku pulsów TMA do O_2 na grubość osadzanych warstw Al_2O_3 został zestawiony w tabeli 1.



Rys. 1. a) Rozkład grubości warstw ZrO_2 wzdłuż osi komory w zależności od czasu pulsu prekursora i odległości od źródła, b) zależność procentowego udziału ZrO_2 w warstwie mieszanej Al_2O_3 – ZrO_2 (na podstawie współczynnika załamania światła mierzonego metodą elipsometrii) od czasu przepłukiwania (purge) po cyklu Al_2O_3 , c) obraz przekroju poprzecznego nanolaminatu $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{ZrO}_2$ uzyskany metodą transmisyjnej mikroskopii elektronowej (TEM)

Tabela 1. Wpływ temperatury procesu, liczby cykli oraz stosunku liczby pulsów TMA do O₂ na grubość warstw Al₂O₃ osadzonych metodą ALD.

Proces	Temperatura, °C	Stosunek liczby pulsów prekursora glinu (TMA) do liczby pulsów tlenu	Liczba cykli	Grubość naniesionej warstwy, nm					Średnia grubość +/- SD, nm
				I	II	III	IV	V	
1.	200	1 : 3	100	10.16	10.07	10.19	10.36	10.13	10.18 +/- 0.11
2.	200	1 : 4	200	19.69	19.06	19.64	20.05	19.23	19.53 +/- 0.39
3.	250	1 : 3	100	10.41	9.97	10.29	11.41	9.97	10.41 +/- 0.59
4.	150	1 : 3	100	9.56	-	9.51	9.49	9.45	9.50 +/- 0.05
5.	100	1 : 3	100	8.18	7.95	8.07	8.31	7.97	8.10 +/- 0.15

Wnioski

Przeprowadzone badania jednoznacznie potwierdzają, że warunki procesu ALD mają kluczowy wpływ na skład, grubość oraz morfologię osadzanych warstw tlenkowych. Na podstawie analizy przekroju poprzecznego (TEM) nanolaminatu Al₂O₃/ZrO₂ oraz pomiarów elipsometrycznych wykazano, że wydłużenie czasu przepływania po cyklu Al₂O₃ prowadzi do systematycznego wzrostu udziału ZrO₂ w mieszaninie Al₂O₃-ZrO₂. Sugeruje to, że skuteczniejsze usunięcie pozostałości prekursora glinu z powierzchni zmniejsza konkurencyjne reakcje boczne, zwiększając selektywność reakcji z prekursorem cyrkonu. Pozwala to na precyzyjne kształtowanie składu warstw mieszanych nie tylko poprzez dobór liczby cykli, ale także poprzez modyfikację takich parametrów procesowych jak czas purge. Równolegle, analiza grubości warstw Al₂O₃ osadzonych przy różnych temperaturach oraz różnych proporcjach liczby pulsów TMA i O₂ (dane tabelaryczne) wykazała istotny wpływ zarówno temperatury, jak i parametrów cyklu na efektywność procesu. Zwiększenie temperatury do 250°C, przy niezmięnionej liczbie cykli, skutkowało wzrostem grubości warstwy, co wynika z wyższej reaktywności chemicznej reagentów w podwyższonej temperaturze. Z kolei zwiększenie liczby cykli TMA/O₂ skutkowało przewidywalnym wzrostem grubości przy zachowaniu dobrej powtarzalności procesu (niskie SD).

Zebrane dane wskazują, że dzięki odpowiedniemu dostrojeniu parametrów ALD — zarówno podstawowych (liczba cykli, temperatura), jak i pośrednich (czas purge, proporcja liczby pulsów) — możliwe jest precyzyjne kształtowanie składu chemicznego, jak i morfologii warstw jedno- i wieloskładnikowych. Stanowi to istotny krok w kierunku racjonalnego projektowania warstw funkcjonalnych do zastosowań w zaawansowanej mikro- i optoelektronice.

Autorzy

Mgr inż. Marcin Ostrowski, dr inż. Anna Drabczyk, dr Robert P. Socha, Centrum Badań i Rozwoju Technologii dla Przemysłu S.A., ul. Zygmunt Modzelewskiego 77, 02-679 Warszawa, e-mail: marcin.ostrowski@cbrtp.pl; anna.drabczyk@cbrtp.pl; robert.socha@cbrtp.pl;

Dr hab. Kamil Kosiel, mgr inż. Piotr Polak, mgr inż. Justyna Maleszyk, Sieć Badawcza Łukasiewicz Instytut Mikroelektroniki i Fotoniki, Al. Lotników 32/46, 02-668 Warszawa, e-mail: kamil.kosiel@imif.lukasiewicz.gov.pl; piotr.polak@imif.lukasiewicz.gov.pl; justyna.maleszyk@imif.lukasiewicz.gov.pl;

Dr hab. inż. Barbara Swatowska, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: swatow@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Deyu G.K., Wenskat M., Diaz-Palacio I.G., Blick R.H., Zierold R., Hillert W., Recent advances in atomic layer deposition of superconducting thin films: a review, „Mater. Horiz.” 2025, t. 12, s. 5594-5626.
- [2] Ansari M.Z., Hussain I., Mohapatra D., Ansari S.A., Rahighi R., Nandi D.K., Song W., Kim S.-H., Atomic Layer Deposition — A Versatile Toolbox for Designing/Engineering Electrodes for Advanced Supercapacitors, „Adv. Sci.” 2024, t. 11, nr 1, s. 2303055.
- [3] Zhao R., Mao P., Lv J., Yang P.-C., Li M., Wang B., Bi W., Xing S., Zhong Y., Zou Z., Atomic layer deposition processed interlayers in photovoltaics: applications, challenges and perspectives, „J. Energy Chem.” 2025, t. 109, s. 702-725.
- [4] Okcu H., Broens M.I., Raj V.S.P., Vasquez Rivera P.J., Ardila G., Munoz-Rjas D., Multi-head spatial atomic layer deposition: a robust approach for precise doping and nanolaminate fabrication in open-air environments, „Nanoscale” 2025, t. 17, s. 17544-17558.
- [5] Chen X., Baumgart H., Advances in Atomic Layer Deposition (ALD) Nanolaminate Synthesis of Thermoelectric Films in Porous Templates for Improved Seebeck Coefficient, „Materials” 2020, t. 13, s. 1283.
- [6] Pan D., Lei Y., Investigation and Optimization of Process Parameters on Growth Rate in Al₂O₃ Atomic Layer Deposition (ALD) Using Statistical Approach, „Materials” 2025, t. 18, s. 1918.
- [7] Candejas A., Moher D., Thimsen E., Modeling atomic layer deposition process parameters to achieve dense nanocrystal-based nanocomposites, „J. Vac. Sci. Technol. A” 2021, t. 39, s. 012406.

Badania finansowane w ramach projektu ARISER (Wielkopowierzchniowe baterie typu All-Solid-State (ASSB) wytwarzane metodą rozpylania magnetronowego z warstwami buforowymi ALD), M-ERA.NET3/2021/99/ARISER/2022.

Trendy rozwoju ogniw fotowoltaicznych

Krótki opis: Praca przybliża budowę i działanie ogniw słonecznych ze zwróceniem uwagi na zmiany zachodzące w architekturze ogniw oraz nowe materiały do zastosowań w fotowoltaice. Jak bardzo zmieniły się gabaryty ogniw i jak bardzo wzrosła ich sprawność w ciągu tych 75 lat, odkąd wytworzono pierwsze krzemowe ogniwo? Które ogniwa cieszą się największą popularnością, a które wciąż są w fazie rozwojowej?

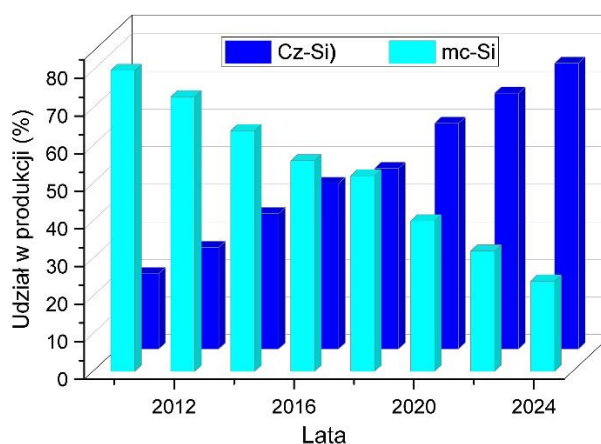
Brief description: The paper presents the structure and operation of solar cells, with particular attention to changes in cell architecture and new materials used in photovoltaics. How much have the dimensions of solar cells changed, and how much has their efficiency increased over the 75 years since the first silicon cell was created? Which types of cells are currently the most popular, and which are still in the development phase?

Słowa kluczowe: efekt fotoelektryczny wewnętrzny, fotowoltaika, ogniwa słoneczne krzemowe i cienkowarstwowe, sprawność.

Keywords: internal photoelectric effect, photovoltaics, silicon and thin films solar cells, efficiency.

Pierwsze ogniwo słoneczne na bazie krzemu monokrystalicznego o sprawności około 6% powstało w Laboratoriach Bella (USA) w 1954 roku. Kilka ogniw fotowoltaicznych (PV) połączono do postaci minipanelu o powierzchni około 30 cm², który był w stanie produkować energię elektryczną rzędu kilku watów [1]. Do powstania ogniw i ich dalszego rozwoju, bezpośrednio przyczynił się Russell Ohl, który w 1941 roku odkrył złącze p-n [2]. Kolejne lata dwudziestego wieku nie były zbyt obiecujące dla dziedziny fotowoltaiki. Dopiero pod koniec lat siedemdziesiątych zaczęły się pojawiać nowe koncepcje ogniw, zarówno w kontekście zmian w ich architekturze, jak i wykorzystywania nowych półprzewodnikowych materiałów bazowych. Do przykładów można zaliczyć m.in. tańsze alternatywy dla ogniw krzemowych, tj. ogniwa na bazie tellurku kadmu (CdTe), amorficznego krzemu (a-Si:H) czy też selenku miedziowo-indowalowego (CIGS) [3]. Zwiększająca się ilość pomysłów na zastosowania ogniw zaczęła napędzać rozwój technologii wytwarzania tych elementów optoelektronicznych. Najpierw ogniwami zainteresowała się NASA (zasilanie w satelitach), a potem zaczęto je stosować jako źródło zasilania w trudniej dostępnych miejscach (różne oświetlenia zewnętrzne, latarnie morskie, przejazdy kolejowe, podświetlane znaki i tablice ostrzegawcze, itd.), a także do ładowania telefonów, słuchawek i innych urządzeń. W latach 1990-2000 pojawiły się pierwsze dotacje na instalacje PV (Niemcy i Japonia), a słynny program „10 000 słonecznych dachów” w Niemczech zainicjował masową produkcję paneli, czego następstwem były pierwsze instalacje podłączone do sieci. Początek XXI wieku to spadek kosztów produkcji ogniw, przy jednoczesnym wzroście ich sprawności nawet powyżej 20% w produkcji komercyjnej [4].

Wciąż zdecydowanie dominującym materiałem na ogniwa słoneczne jest krzem monokrystaliczny, wytwarzany metodą Czochralskiego, jednakże ciągle pojawiają się nowe koncepcje, czy to w postaci różnych ogniw wielozłączowych, czy perowskitowych, czy też hybrydowych. Blisko 80% światowej produkcji ogniw słonecznych bazuje na krzemie, jednakże zauważalnie zmieniły się proporcje udziału krzemu mono- i polikrystalicznego – Rys. 1.



Rys. 1. Udział krzemowych ogniw mono- (Cz-Si) oraz polikrystalicznych (mc-Si) w światowej produkcji w okresie 2010-2024

Istotne różnice pojawiły się także w wymiarach ogniw. Na przełomie XX i XXI wieku dominował wymiar ogniw krzemowych 10 cm x 10 cm (100 cm²), a grubość ogniw wynosiła około 300-350 μm. Obecnie najczęstsza wielkość ogniw fotowoltaicznych Cz-Si to 15,6 cm x 15,6 cm (ok. 243 cm²), a typowa grubość znajduje się w zakresie od 150 do 190 μm. Wymiary te mogą różnić się dla różnych technologii, np. ogniwa bifacial (dwustronne) często można spotkać w wymiarze 17,5 cm x 17,5 cm (ok. 306 cm²), a perowskitowe od zaledwie 0,1 cm² do kilku cm².

Warto także wspomnieć, że krzemowe ogniwa mają bardzo różne konfiguracje w modułach – o ile zwykle są połączone szeregowo lub szeregowo-równolegle, o tyle w modułach można spotkać zarówno ogniwa kwadratowe, jak i cięte na połówki. Wówczas mówimy o modułach typu half-cut. Taki zabieg poprawia zarówno wydajność, jak i trwałość modułu, a do korzyści z tego wynikających można zaliczyć: mniejszy prąd, mniejsze straty rezystancyjne, zwiększoną produkcję energii, mniejsze naprężenia mechaniczne oraz większą niezawodność. Ciekawostką stanowią także krzemowe ogniwa SunPower Maxeon, które posiadają sprawność powyżej 22%, są cienkie i lekkie, w znacznym stopniu elastyczne, a cała ich frontalna powierzchnia jest wolna od elektrod.

Amerykańskie Krajowe Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL) systematycznie od roku 1976 gromadzi i opracowuje dane na temat nowych rodzajów ogniw słonecznych oraz ich sprawności [5]. Prezentowany na ich stronie wykres wspaniale ukazuje mnogość technologii w tej dziedzinie, a także perspektywy ich zastosowań.

Tabela 1 zawiera zestawienie najważniejszych parametrów różnych rodzajów ogniw słonecznych [6], zmierzonych w warunkach standaryzowanych (tzw. STC), czyli dla widma promieniowania słonecznego AM1.5, temperatury na ogniwie 25°C oraz natężenia światła 1000 W/m². Od kilku lat obserwuje się znaczny wzrost zainteresowania ogniwami perowskitowymi, które w warunkach laboratoryjnych osiągają sprawność nawet 32%. Niestety ich mankamentem jest duża wrażliwość na wilgoć, temperaturę oraz promieniowanie UV, a ponadto pewne obawy inwestorów i użytkowników budzi fakt, że w skład wielu perowskitowych materiałów wchodzi ołów.

Tabela 1. Potwierdzona wydajność jednozłączowych ogniw naziemnych i submodułów mierzona w warunkach STC, według normy IEC 60904-3

Ogniwa/moduły	Sprawność [%]	Obszar [cm ²]	U _{oc} [V]	J _{sc} [mA/cm ²]	FF [%]
Cz-Si	26,3 ± 0,4	274,3	0,738	42,65	84,9
mc-Si	20,4 ± 0,3	14,818	0,694	39,83	77,2
GaAs (thin-film)	29,1 ± 0,6	4,011	1,1272	29,78	86,7
CIGS	23,35 ± 0,5	1,043	0,734	39,58	80,4
CdTe	22,1 ± 0,5	0,4798	0,8872	31,69	78,5
Perowskitowe (thin-film)	25,7 ± 0,8	0,804	1,1790	25,8	84,6
Organiczne (thin-film)	18,2 ± 0,2	0,03	0,8965	25,72	78,9
Wielozłączowe: InGaP/GaAs/InGaAs	37,9 ± 1,3	1,047	3,065	14,27	86,7

Podsumowanie

Ostatnie 30 lat to bardzo intensywny rozwój branży fotowoltaicznej, zarówno w kontekście udoskonalania technologii istniejących już od jakiegoś czasu, jak i pojawiania się zupełnie nowych. Nawet w krajach, które nie są uważane za zbyt słoneczne, jak np. Szwecja, Norwegia czy Wielka Brytania inwestuje się w fotowoltaikę. W skali światowej w kategorii zainstalowanej mocy PV liderami są Chiny, Stany Zjednoczone, Unia Europejska z Niemcami i Hiszpanią na czele oraz Indie. Do końca 2024 roku światowa moc PV przekroczyła 1850 GW.

Z oczywistych względów nie wszędzie konwersja energii słonecznej na elektryczną będzie tak samo opłacalna, jednakże nie ma wątpliwości, że wciąż pojawiające się nowe rodzaje ogniw przy ogólnym trendzie proekologicznym będą napędzały dalsze inwestycje w obszar fotowoltaiki.

Autor

dr hab. inż. Barbara Swatowska, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Elektroniki i Telekomunikacji, Instytut Elektroniki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: swatow@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Solar history: Bell Labs and the first modern silicon solar cell, <https://www.solarenergyworld.com/blog/beyond-solar/solar-history-bell-labs-and-the-first-modern-silicon-solar-cell/> (dostęp: 5.08.2025)
- [2] Ohl R.S., "Light-Sensitive Electric Device" U. S. Patent 2402662 (Filed May 27, 1941, Issued June 25, 1946)
- [3] Chopra K.L., Paulson P.D. and Dutta V., Thin-Film Solar Cells: An Overview, "Prog. Photovolt: Res. Appl." 2004, 12, s. 69–92 (DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.541>)
- [4] Green M.A., "Solar Cells: Operating Principles, Technology and System Applications", University of New South Wales, 1986
- [5] Strona amerykańskiego Krajowego Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL): <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency>, (dostęp: 5.08.2025)
- [6] Green M.A., Dunlop E.D., Hohl-Ebinger J., et al., Solar cell efficiency tables (Version 60), "Progress in Photovoltaics", Wiley, 2022, s. 687-701, DOI: 10.1002/pip.3595

Podziękowania

Badania finansowane ze środków MEN w ramach subwencji dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, grant nr 16.16.230.434.

8. Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych: opłacalność i ryzyko



Wydział Matematyki Stosowanej

Dziekan: dr hab. inż. **Jerzy Stochel**, prof. AGH

Komitiet Sterujący: dr inż. **Jerzy Dzieża**
Komitiet Organizacyjny: dr inż. **Jerzy Dzieża**
Chairman: dr inż. **Jerzy Dzieża**

Sesja „Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych: opłacalność i ryzyko” poświęcona jest prezentacji metod i narzędzi oceny projektów w sektorze energii. Transformacja energetyczna, rosnące wymagania w zakresie redukcji emisji CO₂ oraz dynamiczny wzrost generacji ze źródeł odnawialnych sprawiają, że tradycyjne podejścia do wyceny projektów inwestycyjnych – oparte głównie na prostych modelach finansowych (zdyskontowanych przepływów pieniężnych) – okazują się niewystarczające. Kluczowym wyzwaniem staje się uwzględnienie szerokiego spektrum czynników ryzyka oraz ich wpływu na długoterminową opłacalność inwestycji.

W ramach sesji przedstawione zostaną zagadnienia związane z:

- zastosowaniem klasycznych wskaźników oceny efektywności (NPV, IRR, LCOE) w warunkach zmiennego otoczenia rynkowego,
- modelowaniem ryzyka cen energii, kosztu kapitału, dostępności surowców i stabilności regulacyjnej,
- uwzględnianiem czynników pozafinansowych, takich jak ryzyka środowiskowe, technologiczne i społeczne,
- rolę instrumentów wsparcia publicznego oraz mechanizmów rynkowych w kształtowaniu opłacalności inwestycji,
- zastosowaniem nowoczesnych metod analitycznych, w tym symulacji Monte Carlo, analizy scenariuszowej i narzędzi probabilistycznych w procesie oceny projektów.

Celem sesji jest przedstawienie aktualnych metod badawczych i praktycznych doświadczeń w zakresie wyceny inwestycji energetycznych oraz wskazanie kierunków dalszego rozwoju metod oceny, które lepiej odzwierciedlają złożoność współczesnego rynku energii. Szczególny nacisk położony zostanie na problem równoważenia oczekiwanej rentowności z niepewnością i ryzykiem, co stanowi fundament podejmowania świadomych decyzji inwestycyjnych w sektorze kluczowym dla gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego.

dr inż. Jerzy Dzieża
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Wpływ horyzontu czasowego na relację ceny i wolumenu transakcji energii elektrycznej na Towarowej Gieldzie Energii

Krótki opis. W artykule przedstawiono wyniki analizy korelacji pomiędzy wolumenem a ceną transakcji energii elektrycznej (kurs Fixingu I) na Towarowej Gieldzie Energii (TGE), Rynek Dnia Następnego, w latach 2016–2025 (do 15 czerwca). Badanie przeprowadzono w trzech horyzontach czasowych – dobowym, tygodniowym i miesięcznym – wykorzystując współczynnik korelacji liniowej Pearsona. Badania umożliwiły ocenę siły i kierunku zależności w różnych ujęciach czasowych.

Brief description. The article presents the results of a correlation analysis between transaction volume and electricity price (Fixing I price) on the Polish Power Exchange (TGE) from 2016 to through June 15th, 2025. The study was conducted across three time horizons – daily, weekly, and monthly – using Pearson's linear correlation coefficient. The analysis enabled the assessment of the strength and direction of the relationship across different time scales.

Słowa kluczowe: Korelacja kurs–wolumen Fixingu I, współczynnik korelacji Pearsona, analiza szeregów czasowych, Towarowa Gielda Energii.

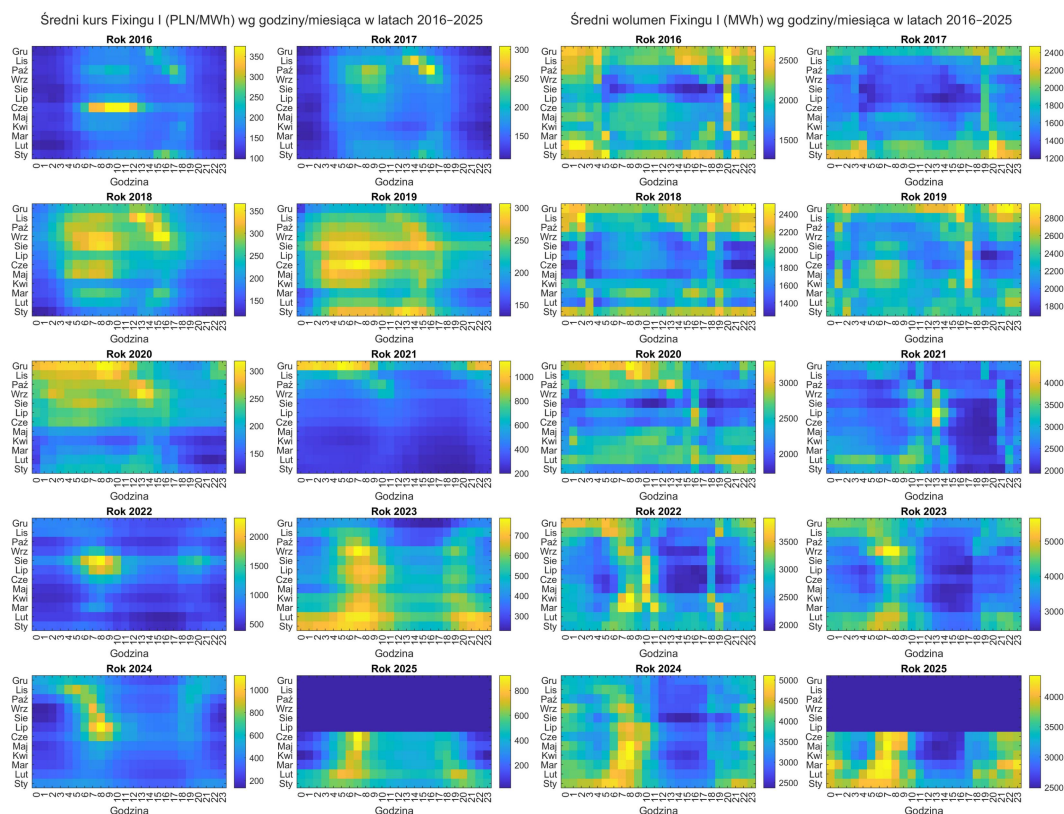
Keywords: Fixing I price–volume correlation, Pearson correlation coefficient, time-series analysis, Polish Power Exchange.

Wstęp

Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się dużą zmiennością cen oraz wolumenów transakcji, co przekłada się na wyzwania zarówno dla uczestników rynku, jak i regulatorów. Zrozumienie, czy i w jaki sposób zmiany wolumenu wpływają na kształtowanie się cen energii, jest kluczowe dla efektywnego zarządzania ryzykiem, prognozowania oraz planowania zdolności produkcyjnych. Dotychczasowe badania obejmują zarówno analizy statystyczne ograniczone do jednorodnych horyzontów czasowych, jak i analizy uwzględniające zmienności sezonowe oraz dobową specyfikę rynku, np. [1–7]. Badacze podejmują również próby prognozy cen energii na podstawie danych historycznych, np. [8–12]. W niniejszym artykule dążymy do kompleksowego zbadania korelacji pomiędzy bieżącym kursem, a wolumenem transakcji energii na Towarowej Gieldzie Energii (TGE), analizując je w trzech horyzontach czasowych: dobowym, tygodniowym i miesięcznym.

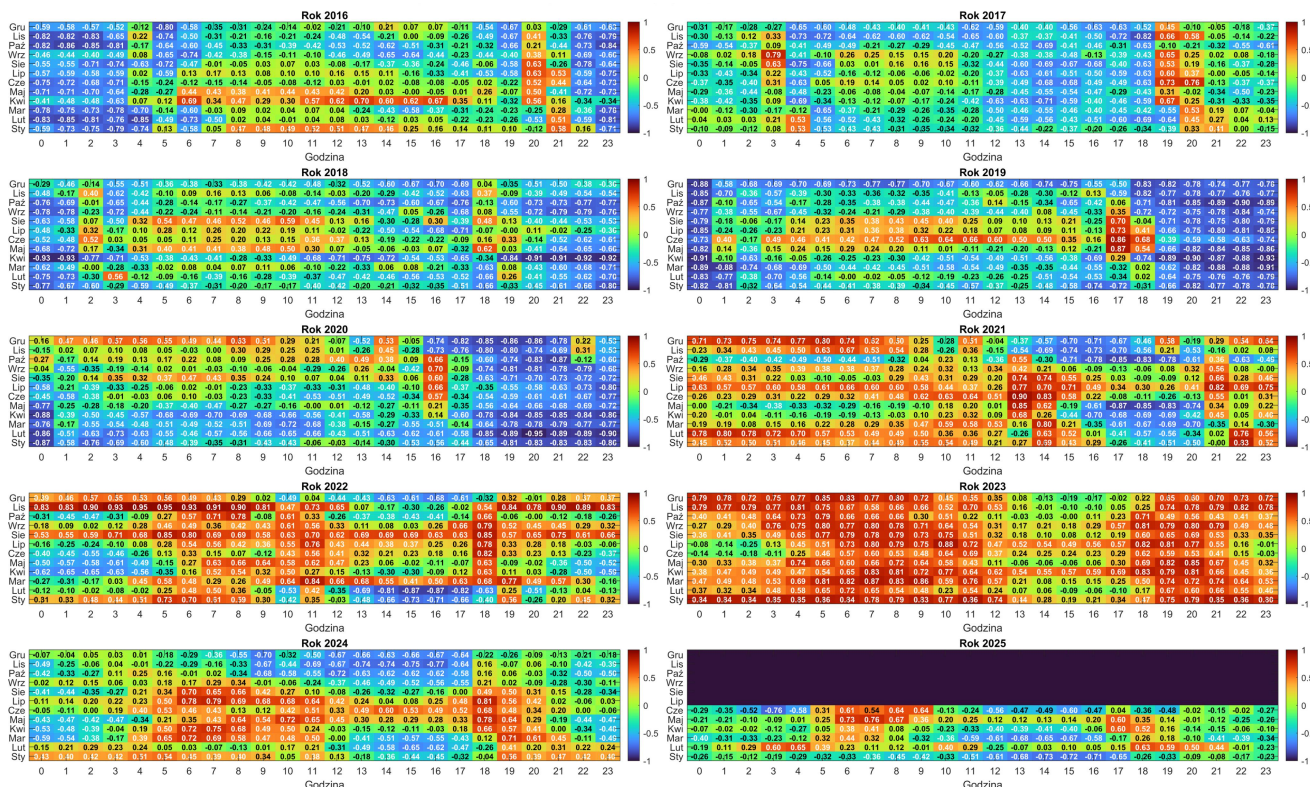
Wyniki badań

Na rys. 1 przedstawiono przykładowe wizualizacje rozpatrywanych danych: średnią arytmetyczną kursu w PLN/MWh i wolumenu w MWh Fixingu I, liczoną wg godziny i miesiąca w danym roku kalendarzowym. Zobrazowane mapy ciepła uwidaczniają zmienność wolumenu i ceny w kolejnych godzinach danego miesiąca na przestrzeni kolejnych lat.



Rys. 1. Mapy ciepła obrazujące średni kurs i wolumen Fixingu I na TGE w ujęciu dobowo-miesięcznym w latach 2016-2025

Na rys. 2 przedstawiono przykładowe wizualizacje współczynników korelacji Pearsona między kursem a wolumenem Fixingu I, obliczonych na podstawie danych godzinowych oraz miesięcznych w kolejnych latach. Wartości istotne statystycznie na poziomie istotności $\alpha = 5\%$ oznaczono etykietami w kolorze białym. W latach 2016–2020 dominowały statystycznie istotne korelacje ujemne. W latach 2018–2020 korelacje te występowały głównie w godzinach wieczornych. Od 2021 roku obserwuje się przewagę korelacji dodatnich, które w 2023 roku pojawiały się przede wszystkim w godzinach porannych i w godzinach wieczornych, niezależnie od miesiąca.



Rys. 2. Mapy ciepła obrazujące wartości współczynników korelacji między kursem, a wolumenem Fixingu I na TGE w ujęciu dobowo-miesięcznym

Autorzy

dr hab. inż. Daria Wotzka, Politechnika Opolska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki. Katedra Energoelektroniki i Technologii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, e-mail: dwotzka@po.edu.pl;

dr. inż. Paweł Kurtasz, Politechnika Opolska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki. Katedra Energoelektroniki i Technologii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, e-mail: pkurtasz@po.edu.pl.

Literatura

- Wang, P.; Zareipour, H.; Rosehart, W.D. Characteristics of the prices of operating reserves and regulation services in competitive electricity markets, *Energy Policy* **2011**, *39*, 3210–3221, 10.1016/j.enpol.2011.03.008.
- Mabrouk, A. Ben Fluctuation analysis, Detrended fluctuation analysis, Fractal detrended analysis, Wavelet detrended fluctuation analysis: Extension to Mixed Cases, **2018**, 10.13140/RG.2.2.32902.27209.
- Karpio, K.; Łukasiewicz, P.; Orłowski, A. Price-volume relationship in polish stock market, *Acta Phys. Pol. A* **2012**, *121*, 10.12693/aphyspol.121.b-61.
- Bianchi, S.; Bellis, I. De; Pianese, A. Fractal properties of some European electricity markets, *Int. J. Financ. Mark. Deriv.* **2010**, *1*, 395, 10.1504/ijfmd.2010.035766.
- Alvarez-Ramirez, J.; Escarela-Perez, R.; Espinosa-Perez, G.; Urrea, R. Dynamics of electricity market correlations, *Phys. A Stat. Mech. its Appl.* **2009**, *388*, 2173–2188, 10.1016/j.physa.2009.02.014.
- Pireddu, M. A Proof of Chaos for a Seasonally Perturbed Version of Goodwin Growth Cycle Model: Linear and Nonlinear Formulations, *Axioms* **2023**, *12*, 10.3390/axioms 12040344.
- Kolcun, M.; Rusek, K. Analysis of prices for electricity at the Polish power exchange, *Polish J. Manag. Stud.* **2018**, *17*, 155–164, 10.17512/pjms.2018.17.1.13.
- Keynia, F. A new feature selection algorithm and composite neural network for electricity price forecasting, *Eng. Appl. Artif. Intell.* **2012**, *25*, 1687–1697, 10.1016/j.engappai.2011.12.001.
- Bandyopadhyay, A.; Roy, S.; Ghosh, D. Forecasting day-ahead price of electricity - A dynamic regression approach, *Int. J. Bus. Excell.* **2013**, *6*, 584–604, 10.1504/IJBEX.2013.056110.
- Ziel, F.; Steinert, R. Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model, *Energy Econ.* **2016**, *59*, 435–454, 10.1016/j.eneco.2016.08.008.
- Saadaoui, F.; Mrad, M. Stochastic modelling of the price-volume relationship in electricity markets: Evidence from the Nordic energy exchange, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* **2017**, *27*, 1–15, 10.1002/etep.2362.
- Emami-Meybodi, M.; Owjimehr, S.; Samadi, A.H. COVID-19 and Fractal Characteristics in Energy Markets: Evidence from US Energy Price Time Series, *Contrib. To Manag. Sci.* **2023**, *Part F1503*, 161–186, 10.1007/978-3-031-38188-1_7.

Analiza rentowności zastosowania magazynów energii na potrzeby własne przedsiębiorców energochłonnych

Streszczenie. W artykule przedstawiono wyniki analizy porównawczej czterech modeli zakupu energii elektrycznej dla przykładowego przedsiębiorstwa energochłonnego o średnim zapotrzebowaniu przekraczającym 2 MWh na godzinę. Oceniono wpływ zastosowania magazynu energii na możliwość optymalizacji kosztów zakupu energii na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii. Analiza objęła dane z wybranych okresów od stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2024 r. Porównano możliwe do uzyskania oszczędności finansowe z kosztami zakupu magazynu energii oraz oszacowano czas zwrotu z inwestycji.

Abstract. The article presents the results of a comparative analysis of four electricity purchasing models for a sample energy-intensive enterprise with an average energy demand exceeding 2 MWh per hour. The study evaluated the impact of implementing an energy storage system on the potential for optimizing electricity procurement costs on the Day-Ahead Market of the Polish Power Exchange. The analysis covered selected periods between January 2016 and December 31, 2024. The potential financial savings were compared with the costs of acquiring the energy storage system, and the investment payback period was estimated.

Słowa kluczowe: Efektywność finansowa magazynu energii, Rynek Dnia Następnego (RDN), Fixing I, Towarowa Giełda Energii (TGE)

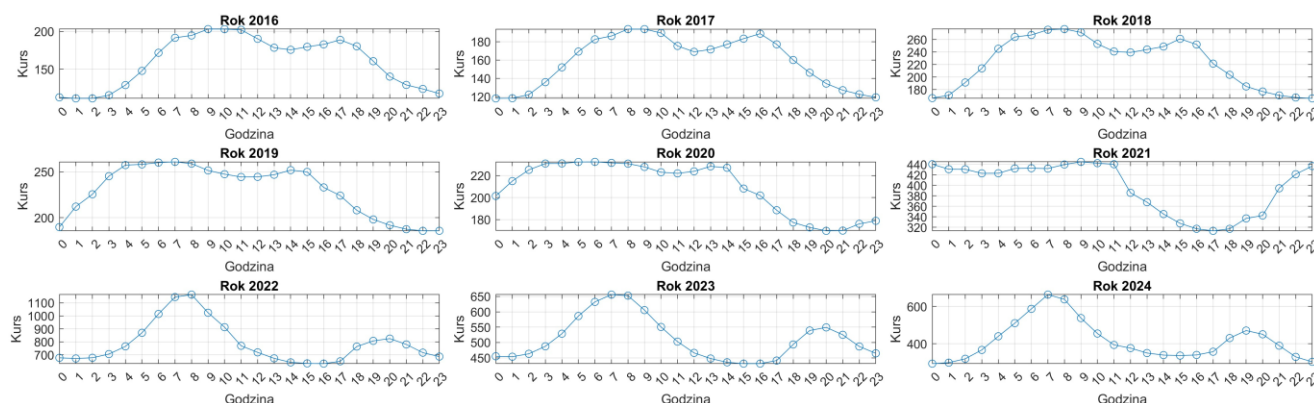
Keywords: Financial efficiency of energy storage, Day Ahead Market (DAM), Fixing I, Polish Power Exchange (PPE)

Wstęp

Rynek Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii odgrywa kluczową rolę w kształtowaniu cen energii elektrycznej dystrybuowanej w polskim systemie elektroenergetycznym [1]. To właśnie na tym rynku dokonuje się rzeczywistej wyceny wartości jednej megawatogodziny energii elektrycznej w odniesieniu do konkretnej godziny dostawy. Średnia cena ustalana w ramach tzw. Fixingu I stanowi podstawę nie tylko do wyznaczania tariff operatorów energetycznych, lecz także do kalkulacji cen w kontraktach terminowych. W ostatnich latach obserwuje się znaczną zmienność cen, zarówno średnich, jak i maksymalnych [2, 3], co wiąże się m.in. z dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii – zwłaszcza fotowoltaiki [4]. W okresach letnich wzmożona generacja energii z OZE może prowadzić do destabilizacji rynku, powodując silne wahania cen oraz pojawianie się atrakcyjnych okazji zakupowych. W artykule przeprowadzono analizę opłacalności zakupu i eksploatacji magazynu energii elektrycznej na potrzeby własne przedsiębiorstwa energochłonnego. Założono średnie zużycie energii na poziomie co najmniej 2 MWh na godzinę. Przedstawiono porównanie możliwych do uzyskania oszczędności wynikających z zastosowania magazynu w celu optymalizacji zakupu energii – względem alternatywnych modeli zaopatrzenia w energię elektryczną. Ze względu na brak dostępu do rzeczywistych danych dotyczących profilu dobowego zużycia energii, w analizie przyjęto uproszczenie w postaci równomiernego rozkładu zapotrzebowania, co stanowi ograniczenie wpływające na precyzję oszacowania potencjalnych oszczędności.

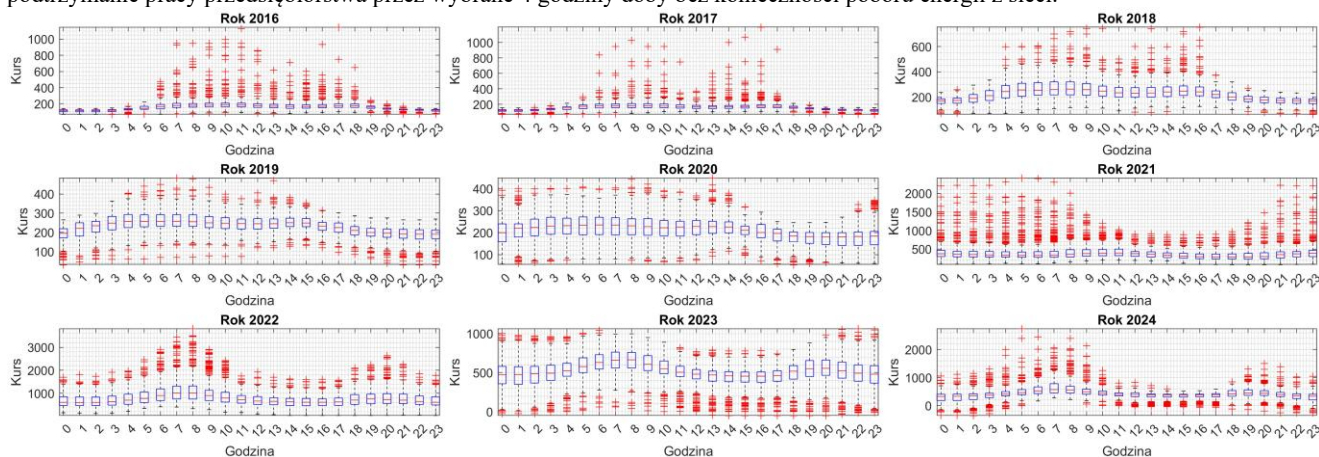
Wyniki analizy

Analiza profilu godzinowego, przedstawiającego średni kurs Fixingu I na Towarowej Giełdzie Energii w ujęciu dobowym w latach 2016–2024 (Rys. 1), pozwala na sformułowanie następujących wniosków. W 2021 r. po raz pierwszy odnotowano, że uśredniona cena transakcyjna energii elektrycznej przekroczyła poziom 400 zł netto za MWh. Od 2022 r. profil godzinowy zaczął wykazywać charakterystyczne dwuszczytowe rozkłady cen – pierwszy szczyt pojawia się w godzinach porannych, drugi w godzinach wieczornych. Natomiast w godzinach południowych uwidoczniła się wyraźna dolina cenowa, będąca bezpośrednim skutkiem dynamicznego wzrostu generacji energii ze źródeł fotowoltaicznych, których moc zainstalowana w systemie stale rośnie [5]. Towarzyszy temu zwiększona zmienność cen w cyklu dobowym, co zilustrowano na Rys. 2. W 2021 r. po raz pierwszy zaobserwowano ekstremalne ceny energii elektrycznej przekraczające 2000 zł netto za MWh – poziom wcześniej niespotykane na tym rynku. Od 2023 r. zaczęły się natomiast pojawiać południowe okresy cen zbliżonych do zera, co jednoznacznie wskazuje na wpływ generacji fotowoltaicznej. W 2024 r., w tych samych porach dnia, odnotowano już ceny ujemne.



Rys. 1. Profil godzinowy obrazujący średni kurs Fixingu I na TGE w ujęciu dobowym w latach 2016-2024

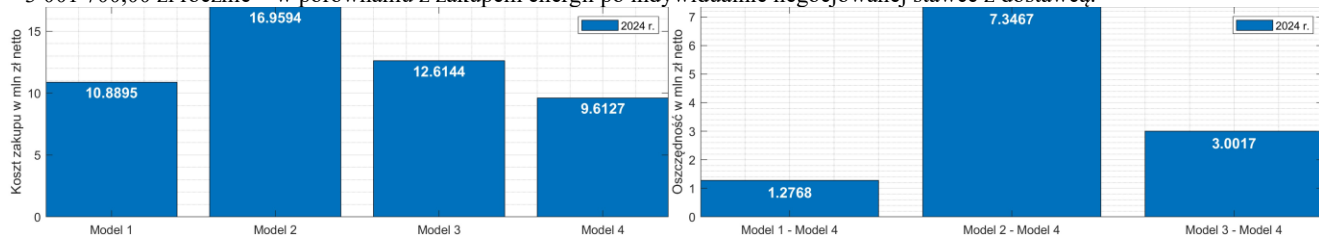
W oparciu o powyższe obserwacje przeprowadzono analizę potencjalnych oszczędności, jakie mogłoby osiągnąć przykładowe przedsiębiorstwo energochłonne poprzez instalację magazynu energii na własne potrzeby. Przyjęto, że średnie zużycie energii wynosi 2 MWh na godzinę. W związku z tym założono, że magazyn energii będzie dysponował mocą 2 MW oraz pojemnością 8 MWh, co umożliwi podtrzymanie pracy przedsiębiorstwa przez wybrane 4 godziny doby bez konieczności poboru energii z sieci.



Rys. 2. Rozkład godzinowy obrazujący rozrzut cen transakcyjnych Fixingu I na TGE w ujęciu dobowym w latach 2016-2024

W ramach kalkulacji porównano cztery modele zakupu energii elektrycznej: Model 1 – zakup energii na Towarowej Giełdzie Energii po cenach Fixingu I, z doliczoną średnią opłatą przesyłową za 2024 r. w wysokości 205 zł/MWh; Model 2 – zakup energii w taryfie C21, dedykowanej przedsiębiorstwom energochłonnym (na podstawie oferty spółki Tauron [6]); Model 3 – zakup energii po indywidualnie negocjowanej stawce (w 2024 r. przeciętnie 515 zł/MWh w koncernie Tauron) wraz z doliczoną opłatą przesyłową w wysokości 205 zł/MWh; Model 4 – zakup energii na Towarowej Giełdzie Energii po cenach Fixingu I, z uwzględnieniem możliwości optymalizacji zakupu dzięki zastosowaniu magazynu energii oraz średnią opłatą przesyłową w wysokości 205 zł/MWh. Z przeprowadzonych obliczeń (patrz Rys. 3 po lewej) wynika, że zastosowanie magazynu energii pozwala przykładowemu przedsiębiorstwu energochłonnemu na osiągnięcie istotnych oszczędności. W 2024 r. oszczędności wynikające z zastosowania magazynu energii przedstawiały się następująco (patrz Rys. 3 po prawej):

- 1 276 800,00 zł rocznie – w porównaniu z zakupem energii na RDN TGE bez wykorzystania magazynu,
- 7 346 700,00 zł rocznie – w porównaniu z zakupem energii w taryfie C21,
- 3 001 700,00 zł rocznie – w porównaniu z zakupem energii po indywidualnie negocjowanej stawce z dostawcą.



Rys. 3. Roczny koszt zakupu energii elektrycznej (po lewej) i jego różnice (po prawej) dla 2024 r. dla poszczególnych modeli jej zakupu

Uzyskane wyniki jednoznacznie wskazują na wysoką efektywność ekonomiczną zastosowania magazynu energii w przykładowym przedsiębiorstwie energochłonnym, zwłaszcza w warunkach rosnącej zmienności i występowania ekstremalnych cen energii elektrycznej.

Autorzy

dr inż. Paweł Kurtasz, Politechnika Opolska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki. Katedra Energoelektroniki i Technologii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, e-mail: pkurtasz@po.edu.pl;

dr hab. inż. Daria Wotzka, Politechnika Opolska, Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki. Katedra Energoelektroniki i Technologii Odnawialnej, ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole, e-mail: dwotzka@po.edu.pl.

Literatura

- Karpio K., Łukasiewicz P., Orłowski A., Price-volume relationship in polish stock market, "Acta Phys. Pol. A" 2012, 121, 10.12693/aphyspola.121.b-61.
- Ranjbar G.A., Simab M., Nafar M., Zare M., Day-ahead energy market model for the smart distribution network in the presence of multi-microgrids based on two-layer flexible power management. Electrical and Electronic Engineering, "Energy Engineering and Power Technology" 2024, 10.1016/j.ijepes.2023.108404.
- Liu Y., Li Y., Wang J., Zhao L., Zhang Y., Network flexibility regulation by renewable energy hubs using flexibility pricing-based energy management, "Renewable Energ." 2023, 10.1016/j.renene.2023.02.0507.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Raport 2024 KSE, Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE W 2024 r.
- Fundacja Instrat, <https://energy.instrat.pl> (dostęp: 14.06.2025).
- TAURON Sprzedaż sp. z o.o., Taryfa dla energii elektrycznej TAURON Sprzedaż Spółka z o.o. z siedzibą w Krakowie dla klientów rozliczanych na podstawie grup taryfowych A, B, C, O, R. Zatwierdzona Uchwałą Nr 157/IV/2018 Zarządu TAURON Sprzedaż sp. z o.o. z 3 lipca 2018 r. obowiązuje od 1 września 2018 r. Tekst jednolity na 1 stycznia 2024 r.

Bilansowanie energii w spółdzielniach energetycznych na przykładzie Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej

Krótki opis. Polski sektor energetyczny stoi przed wyzwaniami związanymi z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych oraz rosnącymi kosztami energii. Jednym z rozwiązań jest rozwój energetyki rozproszonej, którego podstawę stanowią społeczności energetyczne, takie jak klastry energii i spółdzielnie energetyczne. Głównym celem prezentacji jest ukazanie możliwości bilansowania energii w obrębie społeczności energetycznej na przykładzie Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej.

Brief description. The Polish energy sector faces challenges related to reducing greenhouse gas emissions and rising energy costs. One of the solution is the development of distributed generation, which is based on energy communities such as energy clusters and energy cooperatives. The main goal of the presentation is to show the possibility of balancing energy within the energy cooperative using the example of Łądek Energy Cooperative.

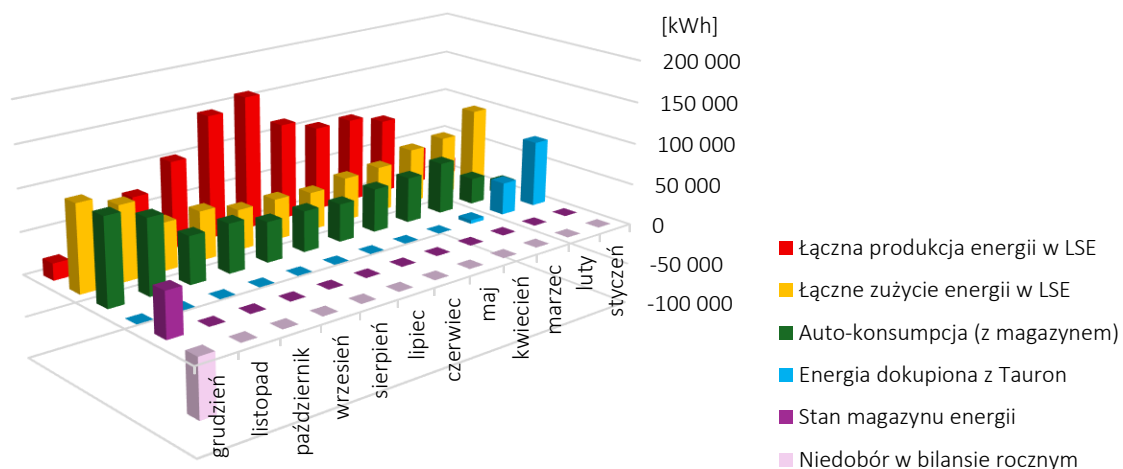
Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, spółdzielnia energetyczna, bilansowanie energii, gmina Łądek-Zdrój.

Keywords: distributed generation, energy cooperative, energy balancing, Łądek-Zdrój commune.

Przed sektorem energetycznym w Polsce stoi szereg wyzwań związanych z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych oraz rosnącymi kosztami wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii. Jednym z pomysłów mającym pomóc w sprostaniu nowym wyzwaniom jest rozwój energetyki rozproszonej opierającej się na udziale odbiorców końcowych zarówno w procesie produkcji energii, jak i jej efektywnym wykorzystaniu. Decentralizacja produkcji energii na rzecz lokalnych społeczności dzięki szybkiemu rozwojowi nowych technologii w energetyce odnawialnej staje się obecnie standardem w Europie Zachodniej. Trendy te są widoczne od pewnego czasu również w Polsce [1].

Spółdzielnie energetyczne (SE) obok klastrów energii są przykładem społeczności energetycznych i stanowią podstawę rozwoju energetyki rozproszonej. SE muszą spełnić kilka wymagań dotyczących wytwarzanej energii: 1) wytwarzana energia ma służyć wyłącznie potrzebom członków SE, 2) umowa na sprzedaż energii ma być zawarta z jednym sprzedawcą energii, 3) łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji OZE powinna pokryć przynajmniej 70% potrzeb SE, 4) moc wytwarzanej energii elektrycznej nie może przekroczyć 10 MW, energii cieplnej 30 MW, a biogazu 40 mln m³. Istotna jest możliwość wprowadzenia do sieci elektroenergetycznej niewykorzystanej energii w celu jej zmagazynowania, a następnie pobrania w okresach niedoboru produkcji w stosunku ilościowym 1 do 0,6. SE musi ponadto zebrać minimum 10 osób fizycznych lub 3 osoby prawne działających na obszarze co najwyżej trzech sąsiadujących gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich. Ważny jest również odpowiedni dobór członków na podstawie analizy profili zużycia i produkcji energii elektrycznej w celu osiągnięcia optymalizacji wykorzystania energii [2].

Celem głównym opracowania jest ukazanie możliwości bilansowania energii w obrębie społeczności energetycznej na przykładzie Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej (LSE). Spółdzielnia ta jest jedną z 97 w Polsce zarejestrowaną w KOWR według stanu z 15.06.2025 r. oraz jedną z siedmiu i zarazem największą na obszarze województwa dolnośląskiego. Proces pozyskiwania danych pomiarowych dotyczących produkcji i zużycia energii jest w tym wypadku złożony, ponieważ LSE posiada aż 108 PPE. Analizując przykład LSE autorzy chcieli uzyskać odpowiedzi na następujące pytania: Czy jest możliwe zbilansowanie energii dla 8 jednostek gminnych (urząd gminy, szkoły, ośrodki kultury, oczyszczalnia ścieków) działając na zasadach spółdzielczości? Czy farma fotowoltaiczna bez magazynu energii będzie w tym przypadku wystarczającym źródłem energii? Jaką wartość osiągają wskaźniki autokonsumpcji i samowystarczalności? Ile wynosi stopa zwrotu inwestycji? Jakie są dalsze plany rozwojowe LSE?



Ryc. 1. Bilans energii w LSE w 2024 roku na podstawie [3]

Proces tworzenia LSE obejmuje lata 2015–2023. W okresie tym uzyskano wszystkie niezbędne pozwolenia i wybudowano farmę fotowoltaiczną o mocy 1 MW (2 pola po 500 kW). LSE ma za sobą jeden pełny rok rozliczeniowy (rok 2024). W okresie

tym spółdzielnia wyprodukowała 1 014 194 kWh energii, zużyła zaś 789 087 kWh. Wskaźnik samowystarczalności przekroczył zatem 128%. W miesiącach zimowych (styczeń – marzec) LSE zmuszona była do zakupu energii, ale w pozostałych miesiącach produkcja pokrywała w całości autokonsumpcję (roczny wskaźnik autokonsumpcji wyniósł 70,9%). W ostatecznym bilansie wynik spółdzielni był ujemny i wyniósł (–69 765 kWh) na koniec roku (ryc. 1) [3]. W dużym stopniu zdecydowało o tym rozpoczęcie działalności LSE w okresie zimowym bez zgromadzonej wcześniej energii w ramach współpracy z OSD.

Bilans finansowy LSE pokazał wyraźnie korzystny wpływ wynikający z założenia spółdzielni. Przykładowo, w jednym miesiącu pobrano 16 923 kWh, co przeliczałoby się na kwotę 17 599 PLN. Korzystając jednak z niższej stawki dla energii czynnej po powołaniu SE koszty te zmalały do 6 931,85 PLN netto. Ogólnie korzyści z tytułu powołania LSE można podzielić na 1) korzyści z tytułu kosztów energii i 2) korzyści wynikające z mniejszych kwot na dystrybucję energii. Łącznie stanowi to ponad 660 000 PLN tylko w jednym roku. Po uwzględnieniu kosztów funkcjonowania spółdzielni wygenerowano zysk wysokości ponad 450 000 PLN. W takim układzie koszt budowy farmy PV może zwrócić się po ponad 8 latach (SPBT = 8,64) [3]. Reasumując, korzyści z bilansowania lokalnej produkcji i zużycia energii w LSE to: większa produkcja energii ze źródeł OZE – tym samym korzystny wpływ na środowisko, mniejsze straty energii ze względu na krótkie odcinki przesyłu, niższe koszty funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego, niższe koszty dostaw energii dla odbiorców końcowych oraz możliwość uczestnictwa w zarządzaniu energią przez wspólnotę lokalną.

Koncepcja Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej została zrealizowana w całości zgodnie z założeniami. Pierwszy rok zakończył się deficytem w bilansie energetycznym. Jednak obecne wyliczenia na rok 2025 pokazują, że w drugim roku istnienia LSE bilans powinien być bardziej korzystny. Jeśli zbilansowanie będzie pełne, to sieć dystrybucyjna będzie tylko zapewniać ciągłość dostaw energii i zabezpieczać wewnętrzną gospodarkę energetyczną. Ogólnie pomysł założenia LSE okazał się inspirujący. W przyszłości na terenie gminy Łądek-Zdrój mają powstać jeszcze dwie SE. Jedna ma zasilać w energię elektryczną hotele i uzdrowisko (2026 rok), a druga – mieszkańców. Na oba te przedsięwzięcia pozyskano zgodę na przyłączenia o mocy 6,7 MW. Tym samym jedna z głównych barier rozwoju SE (według badań autorów z pierwszego kwartału 2025 roku), jaką są problemy z przyłączeniami, została pokonana.

LSE jest przykładem pokazującym możliwy scenariusz rozwoju energetyki, która wedle prognoz będzie opierała się na rozproszonej produkcji energii z OZE, stabilizowanej przez niskoemisyjne źródła wytwórcze. Odpowiedzialność za zapewnienie stabilnych dostaw energii po cenie akceptowalnej dla społeczeństwa wymaga stworzenia odpowiednich warunków do zwiększenia wykorzystania potencjału tkwiącego w ruchu prosumenckim, klastrach i spółdzielniach energetycznych [4]. Istotnym problemem ich rozwoju są istniejące niedociągnięcia krajowych regulacji prawnych, które nie są spójne z dyrektywami UE dotyczącymi energetyki obywatelskiej. To z kolei ma wpływ na możliwość pozyskania środków z funduszy unijnych mających na celu wsparcie rozwoju lokalnych społeczności energetycznych [5]. Mimo istniejących barier do 2030 roku ma w Polsce działać według założeń polityki energetycznej ok. 300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym, wśród których znajdują się również SE [6].

Autorzy

dr hab. Beata Namysłak, Uniwersytet Wrocławski, Wydział Nauk o Ziemi i Kształtowania Środowiska, Zakład Geografii Społeczno-Ekonomicznej, Pl. Uniwersytecki 1, 50-137 Wrocław, e-mail: beata.namyslak@uwr.edu.pl;

dr hab. Waldemar Spallek, Uniwersytet Wrocławski, Wydział Nauk o Ziemi i Kształtowania Środowiska, Zakład Geoinformatyki i Kartografii, Pl. Uniwersytecki 1, 50-137 Wrocław, e-mail: waldemar.spallek@uwr.edu.pl.

Literatura

- [1] Szyrski M., Ruch spółdzielczy w energetyce. Nowe trendy w energetyce lokalnej, „Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny” 2021, t. 83, s. 183–197.
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst ujednolicony Dz. U. 2024 poz. 1361, 1847 i 1881).
- [3] Gryza J., Prezentacja Łądeckiej Spółdzielni Energetycznej, Łądek-Zdrój 2025.
- [4] Kurtyka M., Energetyka rozproszona jako element polskiej transformacji energetycznej, „Energetyka Rozproszona” 2021, z. 5-6, s. 7-13.
- [5] Kostecka-Jurczyk D., Marak K., Spółdzielnie energetyczne i klastry energii jako formy energetyki obywatelskiej w Polsce, „Studia Prawnoustrojowe” 2024, t. 63, s. 157–172.
- [6] Mroziński A., Bilansowanie źródeł OZE w spółdzielni energetycznej z zastosowaniem optymalnego doboru członków oraz magazynowania energii, „Przegląd Elektrotechniczny” 2024, t. 100, s. 92–94.

Badania zrealizowano w ramach projektu finansowanego przez Uniwersytet Wrocławski (nr BPIDUB.43.2025)

Wycena energetycznych projektów inwestycyjnych przy pomocy funkcjonalnej analizy danych zastosowanej do teorii gier

Krótki opis. W niniejszej pracy zostanie opisane, w jaki sposób zastosować funkcjonalną analizę danych do wyceny energetycznych projektów inwestycyjnych. Funkcjonalna analiza danych to nowoczesne narzędzie statystyczne, które w połączeniu z formalną teorią gier umożliwia realizację założonego celu. Zaletą takiego podejścia jest możliwość zastosowania narzuconego z góry kryterium sprawiedliwego podziału zysków. Ma to szczególne znaczenie w kontekście bieżącego rozwoju OZE w Polsce.

Brief description. This paper will describe how to apply functional data analysis to the valuation of energy investment projects. Functional data analysis is a modern statistical tool that, when combined with formal game theory, enables the achievement of the intended goal. The advantage of this approach is the ability to apply a pre-defined criterion for fair profit distribution. This is particularly important in the context of the ongoing development of renewable energy sources in Poland.

Słowa kluczowe: funkcjonalna analiza danych, dane godzinowe, wycena projektów energetycznych, teoria gier.

Keywords: functional data analysis, hourly data, valuation of energy projects, game theory.

Wstęp

Funkcjonalna analiza danych (ang. functional data analysis, FDA) to nowoczesne i ciągle rozwijające się podejście statystyczne, które zakłada, że dane obserwowane w czasie lub w przestrzeni mają charakter ciągły i w związku z tym ma sens przedstawianie ich i analizowanie w postaci funkcji [1]. W przeciwieństwie do klasycznych metod statystycznych, które operują na skończonych danych skalarnych albo na danych w postaci wektorów wielowymiarowych, FDA traktuje całe krzywe, którymi mogą być, przykładowo, profile produkcji energii, dzienne profile zużycia, czy też dane dotyczące promieniowania słonecznego, jako jednostki analizy.

Pierwszym etapem analizy jest zamiana punktowych danych pomiarowych na odpowiedniej klasy funkcje za pomocą aproksymacji przy użyciu funkcji bazowych. Zwykle są to funkcje splajnowe lub funkcje Fouriera. Wybór konkretnej bazy zależy od charakteru danych i sam w sobie może być przedmiotem analizy [2].

Po przekształceniu danych w przestrzeń funkcji, można stosować rozszerzenia klasycznych metod statystycznych. Przykładowo, funkcjonalna analiza danych pozwala na identyfikację dominujących „kształtów” funkcji. Funkcjonalna regresja liniowa umożliwia modelowanie zależności między dwoma funkcjami, np. przewidywanie produkcji energii słonecznej jako funkcji natężenia promieniowania słonecznego. Analiza funkcjonalna znajduje także zastosowanie w klasyfikacji (np. clustering) i prognozowaniu krzywych, co ma istotne znaczenie w zarządzaniu produkcją i zużyciem energii w czasie rzeczywistym [3].

Zaletą podejścia FDA w kontekście energetyki jest możliwość wykorzystania pełnej informacji zawartej w trajektorii zjawisk (a nie tylko wybranych punktów pomiarowych), co zwiększa dokładność analiz i pozwala na lepsze odwzorowanie dynamiki procesów.

Przejdziemy do opisu zastosowania funkcjonalnej analizy danych w teorii gier. Funkcjonalna analiza danych znajduje coraz szersze zastosowanie w rozszerzaniu klasycznych modeli teorii gier, zwłaszcza tych przeznaczonych dla sektora energetycznego, gdzie strategie lub wypłaty graczy mają zwykle charakter funkcji zmieniających się w czasie. W tradycyjnej teorii gier strategie są reprezentowane jako skończone wektory, tymczasem w podejściu funkcjonalnym można jednak traktować strategie jako ciągle krzywe, np. profil produkcji energii odnawialnej, elastyczne zapotrzebowanie lub przebieg cen rynkowych.

Przykładowo, w grze rynkowej gracz może oferować funkcję opisującą planowaną generację energii w ciągu dnia, a jego wypłata zależy od całki z iloczynu tej funkcji i funkcji cenowej. Tego typu podejście pozwala na bardziej realistyczne odwzorowanie dynamicznych procesów rynkowych i operacyjnych w energetyce, w tym zarządzania mikrosieciami, reagowania na zmienne ceny, czy tworzenia koalicji producentów OZE.

Teoria gier stanowi więc w efekcie istotne narzędzie pomocne w analizie i optymalizacji działania współczesnych systemów energetycznych, szczególnie w kontekście rosnącej złożoności rynku energii oraz roli zdecentralizowanych źródeł wytwórczych. Modele gier pozwalają opisać interakcje pomiędzy uczestnikami rynku - takimi jak operatorzy systemów przesyłowych, producenci energii (w tym OZE), prosumenci oraz odbiorcy końcowi - jako zestaw powiązanych decyzji, w których każdy gracz dąży do maksymalizacji własnej użyteczności, biorąc pod uwagę strategie innych uczestników.

Można rozważać rynki energii zarówno w układzie deterministycznym, jak i stochastycznym oraz badać teoretyczne relacje między nimi przy pomocy różnych modeli spotykanych w literaturze przedmiotu [4]. W zależności od rodzaju interakcji stosuje się gry kooperacyjne (np. w celu optymalnego dzielenia zasobów w mikrosieciach lub ustalania cen transferowych) bądź niekooperacyjne (np. analiza ofert składanych na rynku bilansującym lub w handlu energią między prosumentami). Równowaga Nasha może być wtedy interpretowana jako punkt stabilnego działania systemu, w którym żaden uczestnik nie ma motywacji do zmiany swojej strategii. Teoria gier wspomaga również projektowanie mechanizmów motywacyjnych, takich jak taryfy dynamiczne czy aukcje, umożliwiając bardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury energetycznej i integrację rozproszonych źródeł energii.

Wnioski

W efekcie tych rozważań można stwierdzić, że matematyczna teoria gier może posłużyć do znajdowania równowagi na rynku energii. W rezultacie można posłużyć się zaproponowanym narzędziem do rozsądnego wyceniania energetycznych projektów inwestycyjnych. Ma to szczególne znaczenie w kontekście bieżącego rozwoju OZE w Polsce.

Autor

dr Jerzy P. Rydlewski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ry@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Horvath L., Kokoszka P., Horvath L., Kokoszka P., Inference for Functional Data with Applications, Springer, New York 2012.
- [2] Rydlewski J.P., Wybrane zastosowania metod funkcjonalnej analizy danych w ekonomii, Wydawnictwo AGH, Kraków 2025.
- [3] Kosiorowski D., Rydlewski J. P., Klecha T., Mielczarek D., A new approach for analyzing stock market stress based on the Warsaw Stock Exchange in 2005–2019, “Eastern European Economics” 2021 t. 59, nr 4, s. 317–333.
- [4] Ehrenmann A., Smeers Y., Generation capacity expansion in risky environment: a stochastic equilibrium analysis, “Operations Research” 2011, t. 59, nr 6, s. 1332-1346.

Podziękowania dla Wydziału Matematyki Stosowanej AGH w Krakowie za wsparcie finansowe badań w ramach dotacji Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Numer grantu 16.16.420.054.

Ocena efektywności i ryzyka prywatnej instalacji off-grid z magazynem energii – podejście symulacyjne z wykorzystaniem szczegółowych danych historycznych

Krótki opis. Zmniejszenie cen paneli fotowoltaicznych, inwerterów i akumulatorów LiFePO₄ sprawia, że instalacje off-grid stają się atrakcyjną alternatywą dla klasycznego modelu produkcji energii. Autorzy ocenili efektywność takich instalacji na podstawie aktualnych cen i danych produkcyjnych z kilku lat wstecz. Model symuluje zużycie i produkcję energii z dokładnością do godziny, uwzględniając zmienność pogody w Polsce oraz różne profile zużycia dla rodziny 2+2 (w dni robocze, weekendy i święta). Wyniki opierają się na symulacji realnej produkcji i zużycia, nie na uśrednionych danych.

Brief description. The reduction in prices of photovoltaic panels, inverters, and LiFePO₄ batteries makes off-grid installations an attractive alternative to the classic energy production model. The authors evaluated the efficiency of such installations based on current prices and production data from on-grid and off-grid systems from several years back. The model simulates energy consumption and production with hourly accuracy, taking into account weather variability in Poland and different consumption profiles for a 2+2 family (on weekdays, weekends, and holidays). The results are based on a simulation of real production and consumption, not on averaged data.

Słowa kluczowe: instalacje off-grid, panele fotowoltaiczne, efektywność inwestycji, symulacja produkcji.

Keywords: off-grid installations, photovoltaic panels, investment efficiency, production simulation.

Wstęp

Z uwagi na zmniejszenie cen nabycia paneli fotowoltaicznych, inwerterów i akumulatorów LiFePO₄ instalacje off-grid coraz częściej mogą stanowić interesującą alternatywę lub uzupełnienie dla klasycznego modelu generacji, dystrybucji i zużycia energii elektrycznej. Celem pracy jest ocena efektywności takiej instalacji w oparciu o aktualne ceny paneli fotowoltaicznych, inwerterów off-grid i magazynów energii opartych o akumulatory LiFePO₄ oraz cenę energii elektrycznej. Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem szczegółowych danych z produkcji instalacji PV dostępnych dla kilku lat wstecz. Dzięki temu wprowadzono element zmienności produkcji w zależności od zmienności pogody w warunkach Polski. Zużycie zasymulowano dla rodziny 2+2 wykorzystującej typowe urządzenia elektryczne stosowane w gospodarstwie domowym. Zastosowano różne zużycie w dni robocze, weekendy i święta. Opracowano model, który symuluje zużycie oraz produkcję w różnych porach roku z dokładnością do 1 godziny dzięki czemu uzyskano rzeczywiste funkcjonowanie systemu off-grid z magazynem – uwzględniając pogodę w Polsce oraz rzeczywiste zużycie i jego zmienność w ciągu dnia. Uzyskane wyniki nie są oparte na uśrednionych danych a na symulacji rzeczywistej produkcji i zużycia.

Przegląd literatury

Przeprowadzono systematyczny przegląd literatury polskiej i zagranicznej dotyczącej oszacowania efektywności inwestycji w fotowoltaikę i magazyny energii oraz czynników ryzyka wpływających na ekonomikę takich systemów.

Założenia modelowe

Model symulacyjny zamiast działać na danych przybliżonych (np. średnich) dokonuje predykcji produkcji i zużycia energii w wybranym gospodarstwie domowym. Założono, że produkcja jest identyczna jak rzeczywista uzyskana w działających od kilku lat systemach fotowoltaicznych w określonej lokalizacji. Z natury rzeczy dane te odzwierciedlają faktyczną zmienność produkcji energii przez fotowoltaikę w zależności od pory dnia, pory roku oraz będą też różne w różnych latach zgodnie z różnicami pogody pomiędzy latami. Produkcja będzie zasilala magazyn energii i bieżące zużycie, w zależności od chwilowego zapotrzebowania. Zapotrzebowanie na energię będzie symulowane zgodnie z listą urządzeń, harmonogramem domowników, porą dnia, porą roku i rodzajem dnia (dzień roboczy, weekend, święto, wakacje itp.).

Dane wejściowe

Dane dotyczące produkcji zostały zaczerpnięte ze strony pvmonitor.pl o rzeczywistej produkcji systemów fotowoltaicznych w różnych lokalizacjach. Do symulacji została wybrana konkretna lokalizacja o znanych parametrach technicznych. Dane dotyczące zużycia zostały zaplanowane zgodnie z inwentaryzacją urządzeń elektrycznych w domu typowej rodziny 2+2 oraz z portali i raportów branżowych.

Ocena efektywności i analiza ryzyka

Do oceny efektywności zastosowano typowe metody oceny efektywności inwestycji stosowanych w finansach (NPV, PI, IRR, a także mniej prawidłowe, np. okres zwrotu). Symulacja dostarcza informacji o rozkładzie statystycznym typowych miar efektywności inwestycji z uwzględnieniem zmienności produkcji i zużycia w ciągu roku. Dzięki temu uwzględniono wpływ zmienności produkcji i zużycia na uzyskiwane wyniki.

Wnioski

Model jest w trakcie opracowania. Model może być rozszerzany o inne czynniki ryzyka, np. zmienny koszt instalacji, cena energii, zapotrzebowanie na energię w rodzinie.

Podziękowania: autorzy dziękują entuzjastom fotowoltaiki udostępniających nieodpłatnie wyniki produkcji i niekiedy zużycia energii elektrycznej na portalu pvmonitor.pl.

Autorzy

dr hab. Tomasz Wiśniewski, prof. US, Uniwersytet Szczeciński, Wydział Ekonomii, Finansów i Zarządzania, Instytut Ekonomii i Finansów. Katedra Finansów i Bankowości, ul. Mickiewicza 64, 71-101 Szczecin, e-mail: tomasz.wisniewski@usz.edu.pl;

dr Marcin Pawlak, Uniwersytet Szczeciński, Wydział Ekonomii, Finansów i Zarządzania, Instytut Ekonomii i Finansów. Katedra Finansów i Bankowości, ul. Mickiewicza 64, 71-101 Szczecin, e-mail: marcin.pawlak@usz.edu.pl;

Literatura

Lista literatury zostanie dołączona do finalnego opracowania.

Alternatywne wskaźniki określania kosztu wytworzenia energii elektrycznej w różnych technologiach generacji

Streszczenie. Uśredniony jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej (Levelized Cost of Electricity) LCOE jest obecnie uznawanym i powszechnie stosowanym wskaźnikiem do porównania kosztów wytwarzania energii elektrycznej przez różne technologie generacji. Definiuje on średnią, znormalizowaną cenę netto energii elektrycznej w ciągu całego cyklu życia bloku generacyjnego elektrowni, wyrażoną w jednostkach pieniężnych na megawatogodzinę, np. PLN/MWh. LCOE uwzględnia koszty inwestycyjne, operacyjne (w tym paliwo i koszty konserwacji), koszty finansowania oraz koszty likwidacji, dyskontując je odpowiednim kosztem kapitału projektu do wartości bieżącej netto. Wskaźnik ten odwołuje się dla klasycznej, stosowanej w finansach, metody wartości bieżącej netto, stąd jest wskaźnikiem prostym i intuicyjnym. Jednak zastosowanie tego wskaźnika wiąże się z ograniczeniami, szczególnie w kontekście dynamicznie zmieniającego się sektora elektroenergetycznego spowodowanego rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii (OZE). Główne ograniczenia LCOE to:

- Wskaźnik pomija aspekty systemowe: LCOE odnosi się do pojedynczej technologii, ignorując jej wpływ na cały system elektroenergetyczny. Nie uwzględnia kosztów związanych z elastycznością systemu, stabilnością sieci, kosztów integracji (np. związanych z przesyłem czy magazynowaniem energii dla OZE) oraz korzyści płynących z usług systemowych.
- Nie uwzględnia wartości energii: LCOE traktuje każdą wyprodukowaną megawatogodzinę tak samo, niezależnie od tego, kiedy została wygenerowana. W rzeczywistości, energia dostarczona w okresach szczytowego zapotrzebowania (np. wieczór) ma znacznie większą wartość rynkową (dla systemu elektroenergetycznego) niż energia w okresach niskiego zapotrzebowania (np. nocą).
- Brak zmienności w czasie: LCOE jest wartością uśrednioną, co oznacza, że nie odzwiercudnia zmienności kosztów i wartości energii w różnych chwilach życia projektu.

W odpowiedzi na te ograniczenia, rozwijane są alternatywne i uzupełniające wskaźniki, które oferują bardziej kompleksową ocenę opłacalności energetycznych projektów inwestycyjnych. Autorzy pracy przedstawiają następujące alternatywne wskaźniki:

- Uśredniony (uniknięty) koszt energii elektrycznej Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE).
- Skorygowana wartość uśrednionego kosztu energii elektrycznej (Value-Adjusted Levelized Cost of Electricity) VALCOE.
- Systemowy uśredniony koszt energii elektrycznej (System Levelized Cost of Electricity) sLCOE.
- Uśredniony całkowity system kosztów energii elektrycznej (Levelized Full System Costs of Electricity) LFSCOE.
- Uśredniony śledzący obciążenie koszt energii elektrycznej (Load-Following Supply Cost of Electricity) LFSCOE.

Dla przedstawionych wskaźników zostaną podane zaprezentowane przykłady na rzeczywistych danych rynkowych i porównane ze wskaźnikiem LCOE.

Abstract. The Levelized Cost of Electricity (LCOE) is currently a recognized and widely used indicator for comparing the costs of electricity generation across various generation technologies. It defines the average, normalized net price of electricity over the entire lifecycle of a power plant's generating unit, expressed in monetary units per megawatt-hour, e.g., PLN/MWh. LCOE takes into account investment costs, operating costs (including fuel and maintenance costs), financing costs, and decommissioning costs, discounting them at the project's appropriate cost of capital to the net present value. This indicator is based on the classic net present value method used in finance, and is therefore simple and intuitive. However, its application is associated with limitations, particularly in the context of the dynamically changing power sector driven by the growing share of renewable energy sources (RES). These limitations are becoming increasingly apparent. The main limitations of LCOE are:

- It ignores systemic aspects: LCOE refers to a single technology, ignoring its impact on the entire power system. It does not take into account costs related to system flexibility, grid stability, integration costs (e.g., transmission or storage for renewable energy), or the benefits of system services.
- It does not consider the value of energy: LCOE treats each megawatt-hour produced equally, regardless of when it was generated. In fact, energy delivered during periods of peak demand (e.g., evening) has a significantly higher market value (for the power system) than energy delivered during periods of low demand (e.g., nighttime).
- Lack of variability over time: LCOE is an average value, meaning it does not reflect the variability of energy costs and values at different points in a project's life.

In response to these limitations, alternative and complementary indicators are being developed that offer a more comprehensive assessment of the profitability of energy investment projects. The authors will present the following alternative indicators:

- Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE),
- Value-Adjusted Levelized Cost of Electricity (VALCOE),
- System Levelized Cost of Electricity (sLCOE),
- Levelized Full System Cost of Electricity (LFSCOE),
- Load-Following Supply Cost of Electricity (LFSCOE).

For the presented indicators, examples will be provided using actual market data and compared to the LCOE.

Słowa kluczowe: OZE, koszt wytworzenia energii elektrycznej, LCOE, wskaźniki alternatywne

Keywords: RE, cost of generating electricity, LCOE, alternative indicators

Autorzy

prof. dr hab. inż. Waldemar Skomudek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, email: wskomudek@agh.edu.pl

dr inż. Jerzy Dzieża, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Matematyki Finansowej, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, email: dzieza@agh.edu.pl

Wpływ zarządzania energią na efektywność wykorzystania instalacji OZE na przykładzie wybranej placówki rehabilitacyjno-wypoczynkowej

The impact of energy management on the efficiency of using renewable energy installations on the example of a selected rehabilitation and recreation facility

Streszczenie. W artykule autorzy prezentują wybrany przykład nowoczesnej placówki rehabilitacyjno-wypoczynkowej Sebastianum Silesiacum w Kamieniu Śląskim, w której w wyniku zastosowania generacji odnawialnej, pomp ciepła, magazynów energii elektrycznej i ciepła oraz systemu zarządzania energią uzyskano niemal w całości samostarczalność energetyczną. Jeszcze niedawno źródłem ciepła dla systemu ogrzewania i ciepłej wody użytkowej placówki był kocioł olejowy, który został w roku 2009 wymieniony na pompy ciepła powietrze–woda. Gdy w Polsce kształtował się rynek prosumencki, w 2020 roku w placówce powstała pierwsza w Polsce instalacja fotowoltaiczna powiązana z przemysłowym magazynem energii. W kolejnych latach była ona rozbudowywana m.in. w zakresie instalacji do magazynowania energii elektrycznej. W pracy zostanie przedstawiony wpływ zastosowania termicznego magazynu energii na współczynnik sprawności pomp ciepła, autokonsumpcję energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej oraz koszt zakupu energii z sieci dystrybucyjnej. Również opisany zostanie obecnie funkcjonujący w Polsce rynek prosumencki. Na podstawie analizy i oceny zgromadzonych danych pomiarowych oraz prowadzenia aktywnego zarządzania zapotrzebowaniem placówki na energię uzyskano zdolność całkowitego jej pokrycia w miesiącach letnich, korzystając w tym okresie wyłącznie z generacji własnej oraz magazynów energii. W okresie jesiennym generacja odnawialna zaspokaja ok. 80-90% zapotrzebowania energetycznego, a w miesiącach zimowych ok. 70 %. Z wykonanych obliczeń wynika, że:

- zastosowanie nowych technologii generacji i magazynowania energii elektrycznej i ciepła pracujących w układzie hybrydowym,
 - elastyczne dostosowanie produkcji energii i jej magazynowania do chwilowego zapotrzebowania na energię,
 - racjonalne zaprojektowanie i wykonanie instalacji hybrydowej wobec określonego zapotrzebowania energetycznego placówki,
- stanowi dla wielu jednostek gospodarczych podstawę osiągnięcia samowystarczalności energetycznej.

Słowa kluczowe: samowystarczalność energetyczna, prosument, hybrydowe instalacje OZE

Abstract. In this article, the authors present a selected example of a modern rehabilitation and recreation facility, Sebastianum Silesiacum, in Kamiń Śląski, where, thanks to the use of renewable energy generation, heat pumps, electricity and heat storage facilities, and an energy management system, almost complete energy self-sufficiency was achieved.

Until recently, the facility's heating and domestic hot water system was supplied by an oil boiler, which was replaced with air-to-water heat pumps in 2009. As the prosumer market was emerging in Poland, the facility installed its first photovoltaic installation in 2020, coupled with an industrial energy storage system. In subsequent years, it was expanded, including by installing an electricity storage system. The paper will present the impact of thermal energy storage on the heat pump efficiency coefficient, the self-consumption of electricity from the photovoltaic system, and the cost of purchasing energy from the distribution grid. The current prosumer market in Poland will also be described.

Based on the analysis and evaluation of collected measurement data and active management of the facility's energy demand, the facility achieved the ability to fully meet its energy needs during the summer months, using only its own generation and energy storage during this period. In the autumn, renewable generation meets approximately 80-90% of energy demand, and approximately 70% in the winter months. Calculations indicate that:

- the use of new technologies for generating and storing electricity and heat in a hybrid system,
 - flexible adjustment of energy production and storage to current energy demand,
 - rational design and implementation of a hybrid installation to meet the specific energy needs of a facility,
- is the basis for achieving energy self-sufficiency for many businesses.

Keywords: energy self-sufficiency, prosumer, hybrid renewable energy installations

Autorzy:

- prof. dr hab .inż. Waldemar Skomudek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, email: wskomudek@agh.edu.pl
- dr inż. Jerzy Dzieża, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Matematyki Finansowej, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, email: dzieza@agh.edu.pl
- ks. prof. dr hab. Zygfryd Glaeser, Uniwersytet Opolski, Wydział Teologiczny, Instytut Nauk Teologicznych, email: zygfryd.glaeser@uni.opole.pl

Wykorzystanie wskaźnika LCOE w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w elektroenergetyce

Streszczenie. Współczesna energetyka stoi przed wyzwaniami związanymi z transformacją w kierunku zrównoważonego rozwoju, dekarbonizacji oraz zwiększenia efektywności ekonomicznej. W tym kontekście jednym z kluczowych narzędzi analitycznych wykorzystywanych w ocenie opłacalności inwestycji energetycznych jest wskaźnik uśrednionego kosztu wytworzenia energii elektrycznej (Levelized Cost of Electricity) LCOE. Pozwala on na porównanie różnych technologii wytwarzania energii pod względem kosztów jednostkowych, niezależnie od ich charakterystyki technicznej czy skali produkcji. LCOE jest miarą kosztu produkcji jednostki energii (np. 1 MWh) przez cały okres życia projektu. Uwzględnia ona wszystkie koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, kosztami OPEX, paliwem (jeśli dotyczy; w przypadku OZE nie ma paliwa), finansowaniem oraz kosztami likwidacji instalacji. Wskaźnik LCOE jest często wykorzystywany w analizach porównawczych różnych technologii generacji energii, takich jak:

- elektrownie węglowe,
- gazowe,
- jądrowe,
- farmy wiatrowe,
- instalacje fotowoltaiczne,
- elektrownie wodne.

Na przestrzeni ostatnich lat, wartość wskaźnika LCOE znacząco spadła dla odnawialnych źródeł energii (OZE) co ma ogromne znaczenie dla podejmowania nowych inwestycji w sektorze generacji energii elektrycznej. LCOE jest podstawowym narzędziem szeroko wykorzystywanym, m. in. do:

- porównywania technologii generacji energii elektrycznej,
- oceny konkurencyjności projektów inwestycyjnych,
- planowania miksu energetycznego,
- uzasadniania decyzji finansowych i politycznych.

W pracy zostanie zaprezentowana definicja LCOE oraz metodologia kalkulacji wskaźnika. Zostaną omówione kluczowe parametry mające wpływ na jego wartość, a także zostanie zaprezentowana analiza wrażliwości dla przykładowych projektów fotowoltaicznego (PV) oraz farmy wiatrowej na lądzie, tj.:

- nakłady inwestycyjne (CAPEX)
- wolumen produkcji energii elektrycznej (produktywność)
- koszt kapitału projektu
- koszty operacyjne i utrzymania (OPEX)
- czas życia instalacji.

Na podstawie najnowszych dostępnych danych, zaprezentowane zostanie porównanie LCOE dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w 2025 roku, a także jak zmieniły się historycznie wartości wskaźnika LCOE. Podane zostaną również pewne ograniczenia dotyczące stosowalności wskaźnika.

Abstract. Modern power systems face challenges related to the transition towards sustainable development, decarbonization, and increased economic efficiency. In this context, one of the key analytical tools used in evaluating the profitability of energy investments is the Levelized Cost of Electricity (LCOE). This indicator enables the comparison of various electricity generation technologies in terms of unit costs, regardless of their technical characteristics or production scale. LCOE represents the cost of producing a unit of electricity (e.g., 1 MWh) over the entire lifetime of a project. It accounts for all costs associated with capital expenditures, operational and maintenance costs (OPEX), fuel (if applicable — not relevant for renewables), financing, and decommissioning.

The LCOE indicator is frequently used in comparative analyses of various power generation technologies, such as:

- coal-fired power plants,
- gas-fired power plants,
- nuclear power plants,
- wind farms,
- photovoltaic installations,
- hydropower plants.

In recent years, the LCOE value has significantly decreased for renewable energy sources (RES), which is of great importance for initiating new investments in the electricity generation sector. LCOE is a fundamental tool widely applied for purposes such as:

- comparing electricity generation technologies,
- assessing the competitiveness of investment projects,
- planning the energy mix,
- justifying financial and policy decisions.

This study will present the definition of LCOE and the methodology used for its calculation. Key parameters affecting its value will be discussed, along with a sensitivity analysis for selected example projects: a photovoltaic (PV) system and an onshore wind farm, focusing on:

- capital expenditures (CAPEX),

- electricity generation volume (productivity),
- project cost of capital,
- operational and maintenance costs (OPEX),
- lifetime of the installation.

Based on the most recent available data, a comparison of LCOE for different power generation technologies in 2025 will be presented, along with a historical overview of how LCOE values have evolved. The study will also highlight certain limitations regarding the applicability of the LCOE indicator.

Słowa kluczowe: transformacja energetyki, LCOE, OZE, analiza wrażliwości

Keywords: energy transformation, LCOE, renewable energy, sensitivity analysis

Autorzy

dr inż. Jerzy Dzieża, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Matematyki Finansowej, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, email: dzieza@agh.edu.pl

Szymon Firlus, TAURON Polska Energia SA, Zespół Planowania Handlowego, ul P. Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, email: szymon.firlus@tauron.pl

Simulating local energy clusters using agent-based modeling and graph theory

Krótki opis. W pracy zaprezentowano koncepcję systemu symulacyjnego dla lokalnych klastrów energii. Podejście łączy modelowanie agentowe, odwzorowujące zachowania prosumentów, z teorią grafów opisującą topologię sieci. Celem jest stworzenie narzędzia analitycznego do optymalizacji pracy klastra, zarządzania magazynami energii i wspierania decyzji inwestycyjnych.

Brief description. The paper presents the concept of a simulation system for local energy clusters. The approach combines agent-based modeling, which maps prosumer behavior, with graph theory describing the network topology. The objective is to create an analytical tool for optimizing cluster operation, managing energy storage, and supporting investment decisions.

Słowa kluczowe: lokalne klastry energii, modelowanie agentowe, teoria grafów, optymalizacja.

Keywords: local energy clusters, agent-based modeling, graph theory, optimization.

Wstęp

Transformacja współczesnych systemów energetycznych, napędzana koniecznością integracji odnawialnych źródeł energii (OZE), prowadzi do bezprecedensowego wzrostu złożoności sieci. Zdecentralizowany i stochastyczny charakter generacji z OZE wymaga odejścia od tradycyjnych, scentralizowanych modeli zarządzania energią na rzecz bardziej elastycznych i dynamicznych struktur. W tym kontekście, lokalne klastry energetyczne jawią się jako kluczowy element rozwoju energetyki rozproszonej, umożliwiając efektywne wykorzystanie lokalnych zasobów i potencjału energetycznego. Jednakże, aby w pełni zrealizować ich potencjał, niezbędne są zaawansowane narzędzia analityczne. Niniejszy artykuł przedstawia koncepcję systemu symulacyjnego dedykowanego lokalnym klastrów energii, który ma na celu wsparcie procesów projektowania, optymalizacji i zarządzania tymi złożonymi systemami.

Proponowane podejście opiera się na synergicznym połączeniu dwóch potężnych paradygmatów obliczeniowych: modelowania agentowego (ABM) oraz teorii grafów. Taka kombinacja pozwala na kompleksowe odwzorowanie zarówno dynamicznych interakcji między uczestnikami klastra, jak i jego fizycznej oraz logicznej topologii.

Sieci elektroenergetyczne są z natury systemami wieloagentowymi. Aby realistycznie oddać ich dynamikę, każdego uczestnika klastra – takiego jak gospodarstwo domowe, lokalny prosument z mikroinstalacją fotowoltaiczną, przedsiębiorstwo czy operator magazynu energii – modelujemy jako autonomicznego agenta. Zgodnie z podejściami przedstawionymi w literaturze (np. [1], [4], [5]), każdy agent jest wyposażony w indywidualny zestaw atrybutów i reguł decyzyjnych. Obejmują one m.in. profile zużycia i produkcji energii, strategie zarządzania magazynem energii, a także preferencje dotyczące handlu i współdzielenia nadwyżek energii. Modelowanie agentowe umożliwia symulację zdecentralizowanego procesu decyzyjnego, który jest fundamentem funkcjonowania klastrów.

Strukturę fizyczną i logiczną klastra odwzorowano przy użyciu teorii grafów [2]. W tym modelu poszczególni uczestnicy (agenci) są reprezentowani jako wierzchołki (węzły) grafu. Z kolei krawędzie symbolizują istniejące między nimi połączenia, które mogą mieć charakter fizyczny (np. linie przesyłowe) lub logiczny (np. umowy o współdzieleniu energii, wspólne punkty przyłączenia do sieci). Każdemu elementowi grafu przypisane są konkretne parametry. Dla wierzchołków rozważamy typ użytkownika (konsument, prosument), charakterystyka profilu zużycia/produkcji, pojemność magazynu energii. Natomiast dla krawędzi przyjmujemy parametry takie jak: maksymalna przepustowość, koszty przesyłu, priorytety. Takie podejście zapewnia elastyczność w modelowaniu dowolnej topologii klastra i stanowi statyczną podstawę, na której agenci podejmują dynamiczne działania.

Innowacyjnym elementem proponowanego modelu jest adaptacja koncepcji z rynków finansowych, w szczególności analizy warunku braku arbitrażu oraz zróżnicowanych warunków dla uczestników rynku [5], [6]. Agenci w klastrze, podobnie jak mali i duzi inwestorzy, działają w odmiennych warunkach ekonomicznych. Mali prosumenci mogą mieć inny dostęp do finansowania inwestycji w OZE lub magazynu energii niż więksi gracze, tacy jak przedsiębiorstwa. Model symulacyjny pozwala na badanie wpływu tych różnic, np. poprzez zróżnicowanie kosztów kapitału, taryf energetycznych czy ofert handlowych. Umożliwia to testowanie mechanizmów regulacyjnych i cenowych pod kątem zapewnienia stabilności ekonomicznej i sprawiedliwego dostępu do rynku dla wszystkich uczestników, eliminując potencjalne możliwości arbitrażu.

Głównym celem badań jest stworzenie wszechstronnego narzędzia analitycznego, które umożliwi po pierwsze optymalizację działania klastra w tym analizie przepływów energii i strategii zarządzania w celu maksymalizacji efektywności i integracji OZE. Testowanie różnych scenariuszy ładowania/rozładowania oraz podejmowanie decyzji o eksporcie energii oraz wskazywanie ograniczeń przesyłowych, niewystarczającej pojemności magazynowej czy nierównomiernej dystrybucji mocy wskaże obszary, w których można poprawić działanie klastra.

Przedstawiona koncepcja podkreśla kluczową rolę zaawansowanego modelowania symulacyjnego w zarządzaniu złożonością współczesnych, zdecentralizowanych systemów energetycznych. Połączenie modelowania agentowego z teorią grafów stanowi fundamentalne i elastyczne podejście, które umożliwia realistyczne odwzorowanie dynamicznych interakcji i ewolucji struktur typowych dla lokalnych klastrów energii, torując drogę do bardziej wydajnej, odpornej i zrównoważonej przyszłości energetycznej.

Literatura

- [1] Vuthi, P., Peters, I. Sudeikat, J. Agent-based modeling (ABM) for urban neighborhood energy systems: literature review and proposal for an all integrative ABM approach. *Energy Inform* 5 (Suppl 4), 55 (2022). <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00247-y>
- [2] Noack, A. (2007). Energy Models for Graph Clustering. *Journal of Graph Algorithms and Applications*, 11(2), 453–480. <https://doi.org/10.7155/jgaa.00154>
- [3] Ding Y., Wang O., Tian Z., Lyu Y., Li F., Yan Z., Xia X., A graph-theory-based dynamic programming planning method for distributed energy system planning: Campus area as a case study, *Applied Energy*, Volume 329, 2023, 120258, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120258>. [4] Anderson R., *Arduino dla zaawansowanych*, Gliwice 2014.
- [4] Fouladvand J., Why and how can agent-based modelling be applied to community energy systems? A systematic and critical review, *Energy Research & Social Science*, Volume 114, 2024, 103572, ISSN 2214-6296, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103572>.
- [5] Discrete-time market models from the small investor point of view and the first fundamental-type theorem / Marek KARAŚ, Anna Serwatka // *Annales Universitatis Paedagogicae Cracoviensis ; folia 206. Studia Mathematica* ; ISSN 2081-545X. — 2017 — vol. 16 iss. 1, s. 17–40. — Bibliogr. s. 39–40, Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2017-07-04. — Afiliacja: A. Serwatka: Uniwersytet Jagielloński
- [6] Strong-hand conjecture: agent-based numerical simulation / Marek KARAŚ, Anna SERWATKA // *Journal of Investment Strategies* ; ISSN 2047-1238. — 2021 — vol. 10 no. 2, s. 23–42. — Bibliogr. s. 42, Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2021-11-27

9. Geotermia oraz podziemne magazynowanie energii i ciepła



Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Dziekan: Prof. dr hab. inż. **Mariusz Łaciak**

Komitety Sterujący: dr hab. inż. **Aneta Sapińska-Śliwa**, prof. AGH

Komitety Organizacyjne: dr hab. inż. **Adam Szurlej**, prof. AGH

Chairman: dr hab. inż. **Aneta Sapińska-Śliwa**, prof. AGH

Geotermia oraz podziemne magazynowanie energii i ciepła - obejmuje kwestie poszukiwania, udostępniania, eksploatacji i wykorzystania ciepła Ziemi. Ciepło geotermalne może być pozyskiwane za pośrednictwem wód termalnych przez otwory wiertnicze. Otworowe wymienniki ciepła pozyskują ciepło z Ziemi poprzez wymianę ciepła, bez wymiany masy. W obu przypadkach mamy do czynienia z zastosowaniem najnowszej wiedzy w aspekcie techniki i technologii dla zwiększenia efektywności energetycznej pozyskiwania i późniejszego wykorzystania energii geotermalnej. Geoenergetyka obejmuje także magazynowanie w górotworze ciepła pochodzącego np. z klimatyzacji. Magazynowanie energii w górotworze może mieć wymiar mikroskalowy jak też wielkoskalowy. Ciepło może być magazynowane w górotworze w skali sezonowej, przy wykorzystaniu rewersyjnych pomp ciepła. Wielkoskalowe magazynowanie energii to zbiorniki ciśnienia w szczelnych np. podziemnych kawernach (w skałach solnych). Podobnie wyeksploatowane otwory wiertnicze mogą być wykorzystywane jako grawitacyjne i/lub ciśnieniowe magazyny energii. Można takie inwestycje realizować zamiast przeznaczać otwory do likwidacji.

Sesję przygotował Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Jedyne Wydział w Polsce, który zajmuje się od lat problematyką udostępniania i eksploatacji surowców za pomocą otworów wiertniczych. W ramach prac badawczo-rozwojowych pracownicy Wydziału wykonują opracowania w zakresie od poszukiwania po eksploatację wód termalnych i/lub jego ciepła. Zajmują się zagadnieniami poprawy chłonności skał zbiornikowych wód termalnych opierając się w obu przypadkach na wiedzy z zakresu inżynierii złożowej poprzez wykorzystanie badań laboratoryjnych jak i najnowszych metod numerycznego modelowania złoża. W zakresie badań, zespół Laboratorium Geoenergetyki, zajmuje się także zagadnieniami związanymi z wykorzystaniem ciepła z Ziemi za pomocą otworowych wymienników ciepła, które umożliwiają również podziemne magazynowanie ciepła. Ponadto prowadzone są prace dotyczące magazynowania energii w otworach wiertniczych.

Dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Możliwości uszczelniania otworowych wymienników ciepła

Krótki opis. Prawidłowy proces zaprojektowania oraz wykonania otworowych wymienników ciepła jest zagadnieniem bardzo ważnym z punktu widzenia ich prawidłowego działania oraz optymalizacji ich wydajności. Jednym z najważniejszych elementów konstrukcyjnych wymienników otworowych jest ich prawidłowe uszczelnienie. W przypadku otworowych wymienników ciepła zaleca się stosowanie zaczynu uszczelniającego o jak najwyższym przewodnictwie cieplnym w celu maksymalizacji wymiany ciepła pomiędzy nośnikiem ciepła znajdującym się w rurach wymiennika otworowego, a górotworem. Zastosowanie zaczynu o podwyższonej przewodności cieplnej obniży opór termiczny wymiennika ciepła przez co zwiększy się ilość wymienianego ciepła bądź chłodu.

Brief description. The correct design and drilling process of borehole heat exchangers is very important for their correct operation and optimization of their efficiency. One of the most important design elements of borehole heat exchangers is their precise sealing. In the case of borehole heat exchangers, it is recommended to use a sealing grout with the highest possible thermal conductivity in order to maximize heat exchange between the heat carrier in the exchanger pipes and the rock mass. The use of a grout with increased thermal conductivity will reduce the thermal resistance of the heat exchanger, thereby increasing the amount of heat or cold exchanged.

Słowa kluczowe: otworowe wymienniki ciepła, zaczyn uszczelniający, konstrukcje wymienników otworowych, geoenergetyka

Keywords: borehole heat exchangers, sealing slurry, borehole heat exchanger designs, geoenergetics

Wstęp

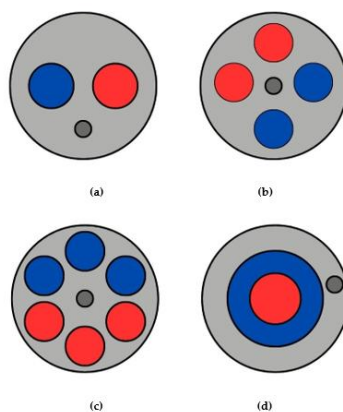
Jednym z najważniejszych etapów zarówno podczas procesu projektowania, jak i podczas wykonywania otworowych wymienników ciepła jest ich odpowiedni dobór konstrukcji. Konstrukcja otworowego wymiennika ciepła składa się z rur wymiennika oraz zaczynu uszczelniającego znajdującego się pomiędzy ścianą otworu, a rurami wymiennika [1,2]. Dobór rur wymiennika uwarunkowany jest dostępnością materiałów na rynku, średnicą otworu oraz zapotrzebowaniem na ciepło bądź chłód otrzymywane z jednego wymiennika o określonej długości. Największe problemy występują jednak z prawidłowym uszczelnieniem otworowych wymienników ciepła. Jest to spowodowane przede wszystkim brakiem uwarunkowań prawnych oraz minimalizacją kosztów wykonania (czyli zwiększeniem zysku) przez firmy zajmujące się wierceniem. W wielu przypadkach otworowe wymienniki ciepła wypełnione zostają urobkiem co jest znacznie tańsze od użycia zaczynu uszczelniającego lecz może prowadzić do niepożądanych zjawisk m.in. do łączenia się poziomów wodonośnych. Podobna sytuacja występuje w przypadku wypełnienia otworu żwirem [3]. Zawodniony żwir charakteryzuje się wysokim przewodnictwem cieplnym, jednak zastosowanie tego materiału powoduje wyłącznie wypełnienie wymiennika otworowego, nie zaś jego uszczelnienie. Stąd też w celu prawidłowego uszczelnienia otworowych wymienników ciepła, jak i pozostałych typów otworów wiertniczych do zastosowań w geoenergetyce zaleca się użycie zaczynu uszczelniającego (najczęściej na bazie cementu) lub wykorzystanie gotowych mieszanin przemysłowych [4].

W przypadku otworowych wymienników ciepła zaleca się stosowanie zaczynu uszczelniającego o jak najwyższym przewodnictwie cieplnym w celu maksymalizacji wymiany ciepła pomiędzy nośnikiem ciepła znajdującym się w rurach wymiennika otworowego, a górotworem. Zastosowanie zaczynu o podwyższonej przewodności cieplnej obniży całkowity opór termiczny wymiennika ciepła, dzięki czemu zwiększy ilość wymienianego ciepła bądź chłodu. W przypadku głębokich otworowych wymienników ciepła zaleca się, aby w dolnej części otworu zastosować zaczyn o podwyższonym przewodnictwie cieplnym w celu jak najlepszej wymiany ciepła, natomiast w górnej części zastosować zaczyn o właściwościach izolacyjnych w celu zapobiegania stratom ciepła na drodze przesyłu, o ile temperatura nośnika wpływającego do otworu będzie wyższa od temperatury górotworu.

Dobór zaczynu uszczelniającego

Rynek zaczynów cementowych wykazuje dynamiczny rozwój zarówno w Polsce, jak i na arenie międzynarodowej. Tendencję tę potwierdza szeroka dostępność przemysłowych mieszanek cementowych przeznaczonych do wypełniania otworowych wymienników ciepła. Warto zauważyć, że specjalistyczne mieszanki zaczynów cementowych pochodzą głównie z państw wysoko rozwiniętych pod względem gospodarczym i społecznym, co świadczy o zaawansowanym poziomie technologii i wysokich standardach produkcyjnych w tych krajach. Jednak dostępne na rynku produkty nie rozwiązują w sposób jednoznaczny problemów występujących podczas zabiegu cementowania, tzn. nie są uniwersalne i nie nadają się do każdego typu otworów geotermalnych. Ponadto obecnie w Polsce nie ma obostrzeń prawnych dotyczących poprawności wykonania zabiegu cementowania otworowych wymienników ciepła.

Jednym z rozwiązań zaproponowanych przez autorów w celu sprawdzenia poprawności cementowania jest zabarwienie pierwszych partii zaczynu wykorzystywanego do uszczelnienia otworowych wymienników ciepła. Pierwszym krokiem niezbędnym do wykonania jest obliczenie ilości zaczynu niezbędnego do prawidłowego uszczelnienia wymiennika otworowego. Kolejnym krokiem jest dobór odpowiedniego urządzenia do wykonania zabiegu cementowania. W przypadku otworowych wymienników ciepła nie stosuje się typowych agregatów cementacyjnych znanych z głębokiego wiertnictwa. Cementując otwór przez przewód iniekcyjny zapuszczony do dna wymiennika można stwierdzić poprawność wykonanego cementowania w momencie, gdy po zatłoczeniu obliczonej ilości iniektu na powierzchni zacznie pojawiać się zakolorowany zaczyn uszczelniający. Świadczy to o prawidłowym wykonaniu zabiegu cementowania. Prawidłowe umieszczenie przewodu iniekcyjnego w przypadku różnych konstrukcji otworowych wymienników ciepła przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Położenie przewodu iniekcyjnego do wprowadzenia zaczynu uszczelniającego (obszar ciemnoszary) do wnętrza otworowych wymienników ciepła dla poszczególnych konstrukcji: a) pojedynczej U-rurki, b) podwójnej U-rurki, c) potrójna U-rurka d) układu centrycznego

Podczas zatłoczenia obliczonej objętości zaczynu uszczelniającego mogą pojawić się jeszcze dwa przypadki. Po zatłoczeniu zbliżonej do obliczonej objętości iniektu na powierzchni pojawia się zaczyn, lecz nie jest on zabarwiony. Świadczy to o możliwości występowania pustek i spękań, które zostały wypełnione (zatłoczono nieznacznie większą objętość zaczynu) lub o stworzeniu korków cementowych w przypadku podciągania rury iniekcyjnej (zatłoczono mniejszą objętość zaczynu). Ostatni przypadek występuje, gdy na powierzchni nie pojawia się zaczyn. Nie pojawia się on również po dotłoczeniu dodatkowej objętości zaczynu. Zjawisko to świadczy o występowaniu pustek oraz wolnych przestrzeni szczelinowych, których wypełnienie mogłoby pochłonąć nieokreśloną objętość zaczynu, w przypadku takim proces cementowania należy przerwać.

Kolejnym aspektem który rozważyli autorzy jest występowanie zmiennych naprężeń termicznych stwardniałego zaczynu uszczelniającego mogących powodować spękania kamienia cementowego lub jego ukruszenia. Problem ten występuje głównie w zaczynach o niskiej wytrzymałości mechanicznej. W celu eliminacji tego zjawiska można stosować w recepturach dodatki powodujące samonaprawę stwardniałego zaczynu uszczelniającego [5].

Wnioski

Zespół autorów niniejszego opracowania prowadzi prace nad opracowaniem algorytmu postępowania w zakresie cementowania otworowych wymienników ciepła oraz nad badaniami i tworzeniem nowych receptur zaczynów uszczelniających dedykowanych zastosowaniom geoenergetycznym. Celem tych działań jest zapewnienie ochrony środowiska poprzez standaryzację i optymalizację procesu prawidłowego uszczelniania wymienników otworowych.

Autorzy

mgr inż. Tomasz Kowalski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: tkowal@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Tomasz Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sliwa@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ans@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A., Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła, Kraków 2011.
- [2] Śliwa T., Sapińska-Śliwa A., Knez D., Bieda A., Kowalski T., Złotkowski A., Borehole Heat Exchangers, Production and storage of heat in the rock mass, Laboratory of Geoenergetics Book Series vol. 2, Kraków 2016.
- [3] Śliwa T., Zdziebko K., Kowalski T., Badania otworowych wymienników ciepła w Laboratorium Geoenergetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, [w:] Technologie XXI wieku - aktualne problemy i nowe wyzwania. t.2., red. A. Danielewska, I. Mołdoch-Mendoń, Lublin 2021, s.143–162.
- [4] Kowalski T., Śliwa T., Zaczyny uszczelniające o podwyższonym przewodnictwie cieplnym z zastosowaniem grafenu, grafitu i magnezu, Materiały poseminaryjne, "Otwory wiertnicze: istotny element przekształceń energetycznych, I seminarium "Geoenergetyka i geotermalne pompy ciepła" na temat: Górnictwo otworowe w rewolucji energetycznej", 2021, t.1, s. 185–186.
- [5] Mulawa H., Śliwa T., Złotkowski A., Rejman R., Toczek P., Kowalski T., Stryczek S., Research on innovative grout for borehole heat exchangers in multiwell geothermal heat pumps systems, In Proceedings World Geothermal Congress 2023, Beijing, China, 15-17 September 2023.

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Modelowanie i optymalizacja pracy otworowych wymienników ciepła w Młoszowej

Krótki opis. Praca przedstawia metody modelowania numerycznego oraz strategie optymalizacji pracy otworowych wymienników ciepła stosowanych w systemach geotermalnych pomp ciepła. Analizowane są zarówno modele analityczne, jak i symulacje CFD, z uwzględnieniem wpływu parametrów geometrycznych wymienników i operacyjnych na efektywność systemu grzewczego i/lub grzewczo-chłodniczego. Przedstawiono analizę modelowania cieplnego i optymalizacji pracy pola otworowych wymienników ciepła zainstalowanych w Zespole Pałacowo-Parkowym w Młoszowej.

Brief description. The paper presents numerical modelling methods and optimization strategies for the operation of borehole heat exchangers used in geothermal heat pump systems. Both analytical models and CFD simulations are analysed, taking into account the impact of exchanger geometric parameters and operational conditions on the efficiency of heating and/or heating-cooling systems. A thermal modelling analysis and optimization of the borehole heat exchanger field installed in the Palace and Park Complex in Młoszowa are presented.

Słowa kluczowe: otworowe wymienniki ciepła, geoenergetyka, modelowanie numeryczne, optymalizacja,

Keywords: borehole heat exchangers, geoenergy, numerical modeling, optimization

Wstęp

Otworowe wymienniki ciepła stanowią kluczowy element gruntowych systemów wymiany energii, znajdując szerokie zastosowanie zarówno w instalacjach z pompami ciepła, jak i w głębokich systemach geotermalnych. Ich rosnąca popularność wynika z konieczności dekarbonizacji systemów grzewczych (także ich elektryfikacji) oraz wzrastającego zapotrzebowania na odnawialne źródła energii. Efektywność pracy otworowych wymienników ciepła zależy od szeregu czynników: geologicznych, eksploatacyjnych, konstrukcyjnych wymiennika (pojedyncza U-rurka, podwójna U-rurka, potrójna U-rurka czy konstrukcja współosiowa), od materiałów zastosowanych w ich budowie oraz warunki operacyjne, w tym zwłaszcza parametry przepływu czynnika roboczego i jego rodzaj. Precyzyjne modelowanie wymiany ciepła pomiędzy wymiennikiem a górotworem oraz optymalizacja geometrii i trybu pracy stanowią podstawę poprawy efektywności systemów i redukcji kosztów inwestycyjnych.

Gruntowe pompy ciepła wykorzystujące otworowe wymienniki ciepła to jedna z najbardziej efektywnych technologii ograniczania emisji związanych z ogrzewaniem budynków. Wymienniki pozwalają korzystać z górotworu jako źródła ciepła zimą oraz jako magazynu chłodu w okresie letnim. Najczęściej stosowane są pionowe wymienniki otworowe w układzie zamkniętym. Projektowanie i eksploatacja pól wielu otworów musi uwzględniać długoterminowe zrównoważenie bilansu cieplnego w górotworze, aby zapobiec stopniowemu wychładzaniu skał i spadkowi efektywności systemu. Rzeczywiste osiągi instalacji mogą różnić się od założeń projektowych z uwagi na zmienne obciążenia cieplne budynku, niepewność parametrów gruntowych oraz sposób sterowania. Z tego względu coraz większe znaczenie mają zaawansowane modelowanie zjawisk cieplnych w otworach oraz optymalizacja pracy systemu, w tym wykorzystanie sterowania predykcyjnego (model *predictive control*, MPC). Wyniki badań wskazują, że odpowiednio zoptymalizowane strategie sterowania polami wymienników mogą nie tylko ograniczyć koszty eksploatacyjne, lecz także zapewnić długoterminową stabilność systemu. Wykazano, że zastosowanie zaawansowanych algorytmów sterowania może obniżyć zużycie energii nawet o 20–30% w porównaniu ze standardowymi metodami regulacji. Szczególnie bardzo duże instalacje, z bardzo dużą liczbą otworów powinny być poddane zaawansowanym, inteligentnym metodom kontroli i sterowania eksploatacji, np. selektywnej.

Metody modelowania

Modelowanie pracy otworowych wymienników ciepła obejmuje zarówno metody analityczne, półanalityczne, jak i pełne modele numeryczne. W projektowaniu stosuje się m.in. modele liniowego źródła ciepła (LSM) oraz metodę funkcji g (g -function), które umożliwiają prognozowanie długoterminowych zmian temperatury górotworu w funkcji obciążenia cieplnego. Coraz częściej wykorzystuje się również symulacje CFD oraz kody numeryczne, takie jak TOUGH3, OpenGeoSys czy ANSYS Fluent, pozwalające odwzorować sprzężone zjawiska przewodzenia i konwekcji ciepła w otworze wiertniczym. Szczególną uwagę zwraca się na modelowanie niejednorodnych warunków geologicznych, obecności wód podziemnych i ich dynamiki z ich wpływem na wymianę ciepła.

Badaniami objęto pole C wymienników zlokalizowane na terenie zabytkowego Zespołu Pałacowo-Parkowego AGH w Młoszowej. Pole pełni rolę magazynu ciepła w górotworze oraz instalacji testowej. Zastosowano tam m.in. innowacyjne wymienniki współosiowe firmy MuoviTech, umożliwiające realizację głębszych odwiertów przy mniejszej ich liczbie, dzięki zwiększonej wytrzymałości konstrukcji. Wymienniki te charakteryzują się niższym oporem termicznym i mniejszymi wewnętrznymi stratami ciśnienia w porównaniu z tradycyjnymi pojedynczymi czy podwójnymi U-rurkami, co poprawia ich efektywność w warunkach ograniczonej przestrzeni na realizację wierceń (np. w centrach miast).

W ramach badań wykonano testy reakcji termicznej (TRT) dla wszystkich 22-ch odwiertów, określając efektywną przewodność cieplną w otworze (λ_{ef}) oraz opór termiczny wymienników (R_b). Wyniki pomiarów posłużyły do kalibracji modelu numerycznego obejmującego wymiennik, zacznin uszczelniający oraz otaczający górotwór, z uwzględnieniem oddziaływań pomiędzy otworami (ich interferencji). Symulacje sezonowe odwzorowywały tryby pracy obejmujące odbiór ciepła zimą i regenerację termiczną górotworu latem. Analiza wieloletniego scenariusza pracy wykazała, że przy ciągłym obciążeniu bez regeneracji następuje systematyczny długoterminowy spadek temperatury skał, co wpływa na obniżenie efektywności (COP) pompy ciepła. Wprowadzenie strategii sterowania predykcyjnego oraz optymalizacja przepływu czynnika roboczego nie eliminują długoterminowego wychładzania gruntu, lecz pozwalają na jego spowolnienie oraz bardziej równomierne rozłożenie obciążeń w czasie, co zwiększa ilość odzyskiwanego ciepła w ujęciu rocznym i stabilizuje pracę systemu. W porównaniu z systemem pracującym bez optymalizacji, zastosowanie powyższych strategii umożliwiło podniesienie średniorocznego współczynnika efektywności (COP) o 8–12%. Różnica ta wynika z bardziej równomiernego rozkładu obciążeń cieplnych w czasie oraz ograniczenia strat ciśnienia w instalacji, co przekłada się na mniejsze zużycie energii elektrycznej przez pompy obiegowe.

Wnioski

- Zastosowanie modelowania i optymalizacji pozwala zmniejszyć długoterminowy spadek temperatury górotworu nawet o 1,5–2,0°C w ciągu 10 lat eksploatacji, co przekłada się na utrzymanie wysokiej efektywności systemu i ograniczenie ryzyka wychłodzenia gruntu.
- Połączenie metod analitycznych (LSM, g-function) z symulacjami CFD (TOUGH3, OpenGeoSys) umożliwia dokładne przewidywanie temperatur gruntu w polach wymienników w horyzoncie 20-letnim, z odchyleniem mniejszym niż 5% względem pomiarów terenowych.
- Zastosowanie sterowania predykcyjnego i regulacji przepływu czynnika roboczego zwiększyło średnioroczny współczynnik COP o 8–12% w porównaniu z trybem standardowym, głównie dzięki lepszemu rozkładowi obciążeń w czasie i regeneracji ciepłej gruntu.
- Redukcja strat hydraulicznych w układzie o ok. 10–15% obniża zużycie energii elektrycznej pomp obiegowych, co poprawia ogólną efektywność systemu.

Autorzy

mgr inż. Kamil Bandura, doktorant, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: kbandura@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Tomasz Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sliwa@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Heim E., Stoffel P., Düber S. et al., Comparison of simulation tools for optimizing borehole heat exchanger field operation, „Geothermal Energy” 2024, t. 12, nr 24
- [2]] Kolo I., Brown C.S., Nibbs W. et al., A comprehensive review of deep borehole heat exchangers (DBHEs): subsurface modelling studies and applications, „Geothermal Energy” 2024, t. 12, nr 19.
- [3] Gonet A. i in., Metodyka identyfikacji potencjału ciepłego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła, Kraków 2011.
- [4] Śliwa T., Badania podziemnego magazynowania ciepła za pomocą kolektorów słonecznych i wymienników otworowych, Wydawnictwo AGH, Kraków 2012.
- [5] Śliwa T., Bandura K., Możliwości matematycznego modelowania pól otworowych wymienników ciepła przy pracy rewersyjnej z wykorzystaniem symulatora numerycznego TOUGH3.0, VIII Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Książka rozszerzonych abstraktów, red. A. Kasztelewicz, Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne, Kraków 2023, s. 92–93.

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Ocena efektywności procesu wiercenia otworowych wymienników ciepła z wykorzystaniem analizy MANOVA

Krótki opis. W pracy przedstawiono zastosowanie wielowymiarowej analizy wariancji MANOVA do oceny wpływu parametrów technologicznych wiercenia, czyli prędkości obrotowej oraz ciśnienia sprężonego powietrza na efektywność (szybkość) wykonywania otworowych wymienników ciepła. Analizowano łącznie trzy zmienne zależne: czas wiercenia oraz zużycie paliwa w sprężarce i wiertnicy. W odróżnieniu od jednoczynnikowej analizy ANOVA, MANOVA wykazała istotny wpływ prędkości obrotowej na cały zestaw zmiennych odpowiedzi. Wyniki sugerują konieczność uwzględnienia podejścia wielowymiarowego w procesie optymalizacji technologii wiertniczych.

Brief description. This work presents the use of multivariate analysis of variance (MANOVA) to evaluate the impact of drilling parameters – rotation speed and compressed air pressure – on the efficiency of borehole heat exchanger installation. Three dependent variables were analysed jointly: drilling time, compressor fuel consumption, and drill rig fuel consumption. Unlike one-way ANOVA, MANOVA revealed a statistically significant effect of rotation speed on the combined set of dependent variables. The results suggest that multivariate analysis should be considered in drilling process optimisation.

Słowa kluczowe: otworowe wymienniki ciepła, geoenergetyka, optymalizacja wiercenia

Keywords: borehole heat exchangers, geoenergetics, drilling optimization

Wstęp

Rosnące zapotrzebowanie na odnawialne źródła energii oraz rozwój technologii geotermalnych powodują wzrost zainteresowania otworowymi wymiennikami ciepła. Otworowe wymienniki ciepła są szeroko wykorzystywane zarówno w nowych inwestycjach, jak i w istniejącej zabudowie miejskiej. Ich zastosowanie w dużych projektach takich jak instalacja Norton Commons obejmująca ponad 2400 otworów pokazuje skalę, na jaką technologia ta może być wdrażana [1]. Jednocześnie, ze względu na wysoki koszt wykonania otworów, rośnie znaczenie analizy efektywności procesu wiercenia i jego optymalizacji. Skuteczność tego procesu zależy od wielu parametrów technologicznych, w tym prędkości obrotowej świdra oraz ciśnienia sprężonego powietrza.

W pracy przedstawiono analizę eksperymentalną przeprowadzoną na instalacji zlokalizowanej w Młoszowej, obejmującą 18 otworów wykonanych metodą udarowo-obrotową. Na podstawie danych terenowych dokonano oceny efektywności wiercenia z uwzględnieniem czasu wykonania otworu oraz zużycia paliwa. Analizy przeprowadzono z użyciem jednoczynnikowej analizy wariancji ANOVA oraz wielowymiarowej analizy MANOVA [2].

Metodyka

Badania terenowe objęły 18 otworów wierconych przy różnych kombinacjach prędkości obrotowej (40, 50, 60 obr/min) oraz ciśnienia powietrza (20, 22, 24 bary). W każdej próbie mierzono czas wiercenia oraz zużycie paliwa przez sprężarkę i silnik wiertniczy. W badaniu wykorzystano środowisko Python, które dzięki bibliotekom do obliczeń statystycznych i wizualizacji danych umożliwiło pełną analizę parametrów technologicznych i ich wpływu na badane zmienne [3].

Zastosowano analizę ANOVA do oceny pojedynczych efektów oraz MANOVA w celu uchwycenia łącznego wpływu parametrów technologicznych na zestaw zmiennych zależnych. Dla pogłębienia interpretacji przeprowadzono także testy post-hoc.

Wyniki

Analiza ANOVA nie wykazała istotnych statystycznie efektów żadnego z parametrów technologicznych dla pojedynczych zmiennych, zastosowanie MANOVA ujawniło istotny wpływ prędkości obrotowej na zestaw zmiennych analizowanych łącznie (test Lambda Wilka: $p = 0,0301$; Pillai's Trace: $p = 0,0203$). Ciśnienie powietrza nie wykazało istotności w ujęciu wielowymiarowym, natomiast interakcja prędkości oraz ciśnienia była nieistotna w większości testów, z wyjątkiem testu Roy's Greatest Root ($p = 0,0292$), który sugeruje możliwość występowania efektu interakcyjnego. Dodatkowa analiza graficzna (wykresy pudełkowe i interakcji) wskazuje na potencjalnie nieliniowy charakter zależności, trudny do uchwycenia przy wykorzystaniu modeli liniowych.

Wnioski

Wyniki potwierdzają, że efektywność procesu wiercenia otworów powinna być oceniana z wykorzystaniem podejścia wielowymiarowego, a prędkość obrotowa jako jedyny czynnik wykazujący istotność statystyczną powinna stanowić główny punkt odniesienia przy optymalizacji parametrów technologicznych. Zastosowanie MANOVA umożliwia uzyskanie pełniejszego obrazu wpływu parametrów technologicznych i może być rekomendowane jako standardowa metoda analizy w badaniach nad wierceniem otworowych wymienników ciepła.

Autorzy

mgr inż. Piotr Buliński, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: bulinski@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Tomasz Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sliwa@agh.edu.pl

Literatura

[1] U.S. Department of Energy (2023). Geothermal Heat Pump Case Study: Norton Commons, Kentucky.

- [2] Field, A. (2013). Discovering Statistics Using IBM SPSS Statistics (4th ed.). Sage Publications.
- [3] Python Software Foundation (2024). Python Language Reference, version 3.11.

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Prognozowanie efektywności wykorzystania wód geotermalnych z cenomanu dla sieci ciepłowniczo-chłodniczych

Krótki opis. W pracy przedstawiono koncepcję wykorzystania wód geotermalnych z warstwy cenomanu w kontekście prognozowania ich efektywności przy uwzględnieniu potrzeb sieci ciepłowniczo-chłodniczych DHC (ang. District Heating Cooling). Opisano właściwości geologiczne, metody modelowania przepływu ciepła i wody, a także wyzwania technologiczne i środowiskowe związane z długoterminową eksploatacją. Zaprezentowano również rekomendacje dotyczące integracji geotermii z innymi źródłami odnawialnymi. W pracy przedstawiono schemat poglądowy systemu DHC oparty na wodach geotermalnych z warstwy cenomanu w Kazimierzy Wielkiej.

Brief description. This paper presents a concept of sustainable management of geothermal resources in Cenomanian formation, with a focus on forecasting the efficiency of well exploitation for District Heating and Cooling (DHC) systems. It discusses the geological characteristics of the formations, methods for modelling heat and water flow, and technological and environmental challenges related to long-term exploitation. Recommendations are provided for integrating geothermal energy with other renewable sources and for using digital tools to support resource management. The study is complemented by a schematic diagram of a DHC system based on geothermal waters from the Cenomanian formation in Kazimierza Wielka.

Słowa kluczowe: geotermia niskotemperaturowa, warstwa cenomanu, prognozowanie eksploatacji, sieci ciepłowniczo-chłodnicze, odwierty geotermalne, geotermalne pompy ciepła

Keywords: low-temperature geothermal energy, Cenomanian formations, exploitation forecasting, District Heating and Cooling (DHC), geothermal wells, geothermal heat pumps (GHP)

Wstęp

W obliczu globalnych wyzwań klimatycznych i konieczności transformacji energetycznej, geotermia niskotemperaturowa może stać się jednym z kluczowych źródeł energii odnawialnej. Szczególne znaczenie w Polsce mają zasoby wód geotermalnych związane z warstwą cenomanu. Ich wykorzystanie w systemach DHC (ang. District Heating and Cooling) może znacząco przyczynić się do redukcji emisji CO₂ i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Szeroki opis możliwości występowania i wykorzystania ciepła geotermalnego w Polsce opisała Kępińska [1].

Charakterystyka cenomańskich zasobów geotermalnych

Warstwa cenomanu (górna kreda) charakteryzują się dobrymi właściwościami hydrogeologicznymi – wysoką porowatością (do 20%) i przepuszczalnością, co sprzyja akumulacji wód geotermalnych. Na głębokościach 1500 – 2500 m temperatury wód osiągają 50 – 90°C, co czyni je odpowiednimi do bezpośredniego wykorzystania w sieciach ciepłowniczych 4-ej generacji [2]. Aktualnie w Kazimierzy Wielkiej wykorzystuje się dla celów ciepłowniczych wodę geotermalną z cenomanu o temperaturze 29°C na wypływie z otworu z głębokości 750 m [3]. Ciepło niskotemperaturowe przekazywane jest za pośrednictwem sprężarkowych pomp ciepła do kilku odbiorców w Cudzynowicach i w Kazimierzy Wielkiej. Stanowi to przyczynek do demonstracji działania sieci ciepłowniczej DHC. Sieci takie, jako inteligentne (*smart grids*) są przyszłością ciepłownictwa, nie tylko w Polsce. Działa już kilka takich instalacji, np. w Heerlen (projekt Minewater 2.0) jako sieci DHC 5-ej generacji [4], także w Brunssum i Nijmegen w Holandii oraz Lund i Aalborg w Danii. W Polsce, jak wskazują dane z publikacji (powołanie), obszary z potencjalną możliwością wykorzystania wód z pokładów cenomanu obejmują m.in. Kujawy, Mazowsze i część Wielkopolski [5]. Autorzy publikacji [6] wskazują na możliwości wykorzystania także zasobów wód cenomańskich w Zapadlisku Przedkarpackim, gdzie położona jest Kazimierza Wielka.

Modelowanie eksploatacji

Zrównoważone zarządzanie zasobami geotermalnymi wymaga precyzyjnego prognozowania ich efektywności eksploatacyjnej. Kluczowe parametry to: wydajność otworów, ciśnienie złożowe, temperatura mineralizacja i skład chemiczny wody, współczynnik odbudowy zasobów (*recharge rate*) a także wpływ eksploatacji na lokalny bilans wodny. W modelowaniu wykorzystuje się narzędzia numeryczne, takie jak TOUGH3, które pozwalają na symulację przepływu ciepła i wody w ośrodku porowatym oraz ocenę długoterminowej stabilności eksploatacji [7].

Efektywność systemów DHC zasilanych ciepłem geotermalnym

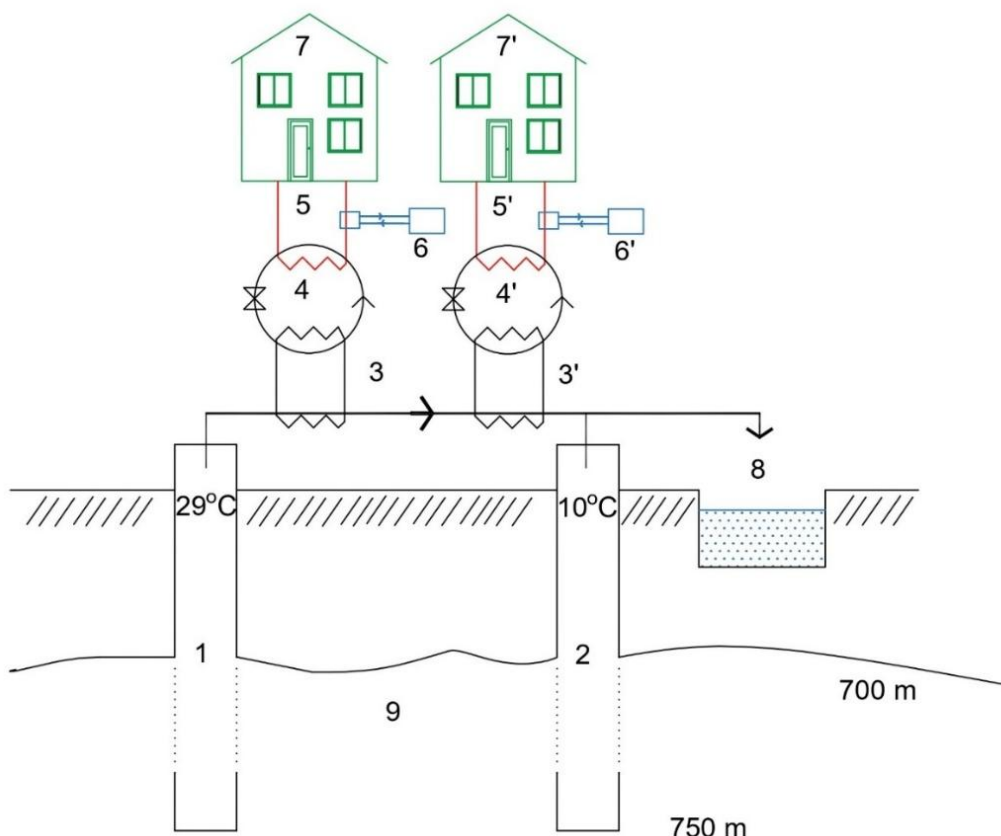
Systemy DHC zasilane wodami cenomańskimi mogą osiągać wysoką efektywność energetyczną, szczególnie w układach z pompami ciepła jak ma to miejsce w Kazimierzy Wielkiej i w Cudzynowicach. Woda geotermalna jest eksploatowana w konfiguracji dubletu. Na rys. 1 przedstawiono schemat zrównoważonego systemu DHC zasilany z dubletu geotermalnego przy wykorzystaniu niskotemperaturowej wody geotermalnej z uwzględnieniem:

- otworu produkcyjnego (1) Cudzynowice GT-1 w Cudzynowicach,
- otworu zatłaczającego (2) Cudzynowice GT-2 w Kazimierzy Wielkiej,
- centrali ciepłowniczej z wymiennikami ciepła (3) w Cudzynowicach i (3') w Kazimierzy Wielkiej,
- z pompami ciepła odpowiednio (4) w Cudzynowicach i (4') w Kazimierzy Wielkiej,
- z siecią dystrybucyjną do odbiorców w Cudzynowicach (5) i w Kazimierzy Wielkiej (5'), przesyłającej ciepło do odbiorców w Cudzynowicach (7) i w Kazimierzy Wielkiej (7'),
- z gazowymi kotłami jako źródłami szczytowymi w Cudzynowicach (6) i w Kazimierzy Wielkiej (6'),
- przesyłu wody do całorocznych otwartych basenów siarczkowej (8),
- systemu monitoringu kontrolującego parametry eksploatacji takie jak: temperatura, przepływ, ciśnienie (rys. 2).

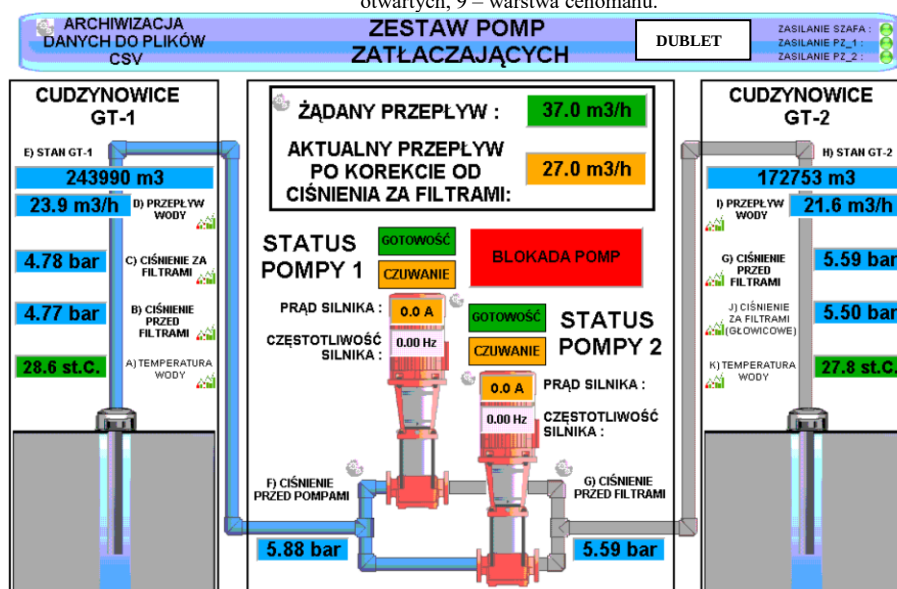
Wyzwania i rekomendacje

Do głównych wyzwań w geotermii bazującej na wodach niskotemperaturowych należy m.in.: zmienność parametrów geologicznych w obrębie warstwy, konieczność zatłaczania wód schłodzonych, ryzyko korozji i wytrącania wtórnych minerałów w instalacji.

Rekomenduje się prowadzenie ciągłego monitoringu parametrów eksploatacyjnych, wdrażanie tzw. cyfrowych bliźniaków odwiertów czyli dynamicznych modeli odwzorowujących rzeczywiste warunki pracy odwiertu i złoża, zasilanych danymi w czasie rzeczywistym, umożliwiającymi optymalizację eksploatacji, przewidywanie awarii i planowanie konserwacji oraz integrację z innymi źródłami odnawialnymi w ramach inteligentnych sieci ciepłowniczych.



Rys. 1. Uproszczony schemat zrównoważonego systemu geotermalnego DHC wykorzystującego zasoby wód geotermalnych z warstwy cenomanu w Kazimierzy Wielkiej i w Cudzynowicach; 1 - otwór produkcyjny Cudzynowice GT-1 w Cudzynowicach, 2 - otwór załadowający (chłonny) Cudzynowice GT-2 w Kazimierzy Wielkiej, 3 - centrala ciepłownicza z wymiennikami ciepła w Cudzynowicach i 3' - w Kazimierzy Wielkiej, 4 - pompy ciepła w Cudzynowicach i 4' - w Kazimierzy Wielkiej, 5 - sieć dystrybucyjna do odbiorców w Cudzynowicach i 5' - w Kazimierzy Wielkiej, 6 - gazowe kotły jako źródła szczytowe w Cudzynowicach i 6' - w Kazimierzy Wielkiej, 7 - przesył ciepła do odbiorców w Cudzynowicach i 7' - w Kazimierzy Wielkiej, 8 - przesył wody siarczkowej do całorocznych basenów otwartych, 9 - warstwa cenomanu.



Rys. 2. Wizualizacja systemu monitoringu pracy dubletu geotermalnego Cudzynowice/Kazimierza Wielka.

Wnioski

1. Zasoby cenomańskie wód (także te niskotemperaturowe) stanowią istotny potencjał dla rozwoju geotermii w Polsce, szczególnie w kontekście rozwoju systemów DHC.
2. Prawidłowa eksploatacja wymaga wykonania zaawansowanego modelowania i prowadzenia ciągłego monitoringu, aby uniknąć degradacji złoża, a w szczególności utraty jego chłonności.

3. Efektywność systemów można zwiększyć poprzez integrację z technologiami geotermalnych pomp ciepła i z magazynowaniem energii.
4. Współpraca naukowo-przemysłowa oraz rozwój cyfrowych narzędzi są kluczowe dla optymalizacji eksploatacji.
5. Dalsze badania powinny koncentrować się na długoterminowej stabilności parametrów odwiertów (przede wszystkim chłonności) oraz wpływie eksploatacji na środowisko.

Autorzy

dr hab. inż. Tomasz Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sliwa@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ans@agh.edu.pl;

mgr inż. Olga Szydło, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szydlo@agh.edu.pl;

mgr inż. Kamil Bandura, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szydlo@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] Kępińska B., Energia geotermalna w Polsce w latach 2019-2021, Przegląd Geologiczny, tom 69, nr 9, 2021.
- [2] Górecki W. i in., Atlas zasobów energii geotermalnej na Niziu Polskim – formacje mezozoiczne, Wydawnictwa ZSE AGH, Kraków 2006.
- [3] Łukaczyński I., Dokumentacja hydrogeologiczna określająca warunki hydrogeologiczne w związku z zamierzonym wtłaczaniem schłodzonych wód termalnych do górotworu otworem chłonnym Cudzynowice GT-2, Częstochowa 2023.
- [4] <https://www.brgm.fr/en/current-project/d2grids-deploying-new-5th-generation-local-energy-loops-north-west-europe>
- [5] Górecki W. i in., Atlas zasobów geotermalnych Zapadliska Przedkarpackiego, Wydawnictwa AGH, Kraków 2012.
- [6] Barbacki, A., Pająk L., Bujakowski W., Atlas zbiorników wód geotermalnych Małopolski, Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Polska Akademia Nauk - Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków 2006.
- [7] Pruess K., TOUGH2 - A General Purpose Numerical Simulator for Multiphase Fluid and Heat Flow, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley 1991.

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Horyzontalne otworowe wymienniki ciepła rozwiązaniem inżynierii otworowej dla sieci ciepłowniczych piątej generacji

Krótki opis. W referacie przedstawiono analizę wyników testów reakcji termicznej poziomych otworowych wymienników ciepła, które mogą efektywnie pozyskiwać lub magazynować ciepło z gruntu, szczególnie w warunkach miejskich. Praca wskazuje, że technologia HDD pozwala tanio instalować takie wymienniki w miastach, gdzie występują „wyspy ciepła”, co może wspierać zrównoważone ogrzewanie i chłodzenie przy użyciu gruntowych pomp ciepła.

Brief description. The article presents an analysis of thermal response test results for horizontal borehole heat exchangers, which can be used to efficiently extract or store geothermal energy. It highlights that Horizontal Directional Drilling (HDD) technology enables cost-effective installation of such exchangers in urban areas, where "heat islands" offer accessible thermal energy for heating and cooling via ground heat pumps, contributing to reduced carbon footprints.

Słowa kluczowe: horyzontalne otworowe wymienniki ciepła, otworowy wymiennik ciepła, sieć ciepłownicza 5tej generacji, geoenergetyka, geotermalne/gruntowe pompy ciepła, inżynieria wiertnicza

Keywords: horizontal directional drilling, borehole heat exchanger, district heating cooling, geoenergetics, geothermal/ground heat pumps, drilling engineering

Wstęp

Artykuł przedstawia analizę wyników testów reakcji termicznej horyzontalnych otworowych wymienników ciepła, które mogą być wykorzystywane do efektywnego pozyskiwania ciepła Ziemi i/lub magazynowania ciepła. Technologia *Horizontal Directional Drilling* (HDD) jest znana od wielu lat. W dzisiejszych czasach bardzo często wykorzystywana jest w miastach jako przewiert pod sieci elektryczne, wodociągowe, światłowody itp. w celu uniknięcia prac ziemnych. Podczas projektowania, wiercenia takich otworów warto rozważyć zainstalowanie wymiennika ciepła [1]. W miastach i na terenach zurbanizowanych (np. przemysłowych) tworzą się często tak zwane „miejskie wyspy ciepła lub chłodu”, czyli obszary, gdzie na niewielkich głębokościach występuje zakumulowane ciepło słoneczne, antropogeniczne (odpadowe), a czasem także geotermalne. Rozważne oraz przemysłowe wykorzystanie niewielkim kosztem takich otworów może przyczynić się do zmniejszenia śladu węglowego oraz pozyskiwać ciepło, które wraz z pompą ciepła można wykorzystać do celów grzewczych oraz chłodniczych. Technologie bezwykopowe umożliwiają pozyskiwanie ciepła z gruntu mniejszym kosztem, gdyż otwory wiercone takimi metodami są tańsze [2]. Można, a nawet należy zwiększać realizację poziomych otworowych wymienników ciepła tam, gdzie jest to uzasadnione, zamiast wiercić otworowe kierunkowe wymienniki ciepła. Jednocześnie w przypadku warunków jak w Polsce mogą w miastach zimą wystąpić podwyższone temperatury.

Testy reakcji termicznej horyzontalnych otworowych wymienników ciepła na polu B Laboratorium Geoenergetyki AGH

Projekt pilotażowy instalacji poziomych otworowych wymienników ciepła został uruchomiony w 2023 roku na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, w ramach działalności Laboratorium Geoenergetyki AGH. Na otworze horyzontalnym przeprowadzono badanie TRT w celu zbadania uzysku energetycznego gruntu otaczającego wymiennik horyzontalny [3].

Do analizy wzięto pięć przypadków tj. dla otworu LG 17b, LG 18b oraz dla sumy LG 17b + LG 18b (połączonych szeregowo w pojedynczą U-pętlę). Pierwszy TRT na otworze LG 18b został powtórzony i oznaczony jako LG 18b'. Test na sumie otworów został poddany analizie po skróceniu interwału czasowego. Interpretacja wyników w ograniczonym interwale została nazwana (LG 17b + LG 18b)'. Efektywna przewodność ciepła w otworze LG 17b jest wyższa niż 18b, mimo że litologia jest identyczna. Wpływ na to ma różne wypełnienie otworów. Efektywnej przewodności cieplnej w otworowym wymienniku ciepła λ_{eff} nie można utożsamiać z przewodnością cieplną skał otaczających wymiennik λ . Artykuł pokazuje, że efektywna przewodność cieplna zależy od wykonania otworu tj. jego konstrukcji i uszczelnienia, a nie tylko litologii przewiercanych skał. Zależy także od parametrów testu.

Badania dowodzą, że efektywna przewodność cieplna otworowego wymiennika ciepła (ta uzyskana po badaniu TRT) nie jest tożsama z efektywną przewodnością skał. Wpływ na to przede wszystkim ma wypełnienie otworu (powietrze znacząco obniża wartość), ale też hydrodynamika wód podziemnych.

Wartość efektywnej przewodności cieplnej w otworowym wymienniku ciepła rośnie wraz z czasem trwania TRT. Odpowiada to większym wartościom w interwale t_2-t_3 niż w całym teście (t_0-t_3). Większa wartość oporności termicznej otworowych wymienników ciepła zachowuje się zgodnie z przewidywaniami, tj. jest wyższa w wymienniku bez uszczelnienia (LG 18b).

Horyzontalne otworowe wymienniki ciepła mogą w miastach stanowić znacznie bardziej interesujące rozwiązanie nie tylko ze względu na koszty [4]. Mogą być wykonywane pod powierzchnią terenu nie niszcząc istniejącej infrastruktury budowlanej na powierzchni i infrastruktury podziemnej. Przykładem mogą być tereny pod parkingami, ulicami, chodnikami itp.

W tabeli 1 przedstawiono wyniki testów reakcji termicznej opisane wyżej. Wykorzystana do interpretacji wyników została metoda klasyczna. Metoda polega na analizie przyrostu temperatury w funkcji logarytmu czasu. Średnia temperatura czynnika roboczego jest wykreślana względem logarytmu czasu, a przewodność cieplna górotworu wyznaczana jest jako nachylenie tej krzywej. Metoda ta umożliwia oszacowanie efektywnej przewodności cieplnej oraz oporu termicznego otworu, co jest kluczowe dla projektowania instalacji geotermalnych.

Tabela 1. Wyniki badań TRT

Opcja (interpretacji) TRT	Długość L	Parametry testu		Time	λ_{eff} t_0-t_5	λ_{eff} t_2-t_5	R_b t_0-t_5	R_b t_2-t_5
	m	P_u	$\dot{V}$	h	$W/(mK)$	$W/(mK)$	$(mK)/W$	$(mK)/W$
		kW	dm^3/min					
17b	117	5	20	100.88	1.708	1.761	0.145	0.152
18b	40	2.5	15	2.53	0.92	-	0.088	-
18b`	40	0.5	15	50.00	0.791	1.110	0.282	0.349
17b+18b	157	6	20	112.87	1.957	3.084	0.220	0.276
(17b+18b)'	157	6	20	55.20	1.490	2.092	0.196	0.241

Wnioski

Horyzontalne otworowe wymienniki ciepła stanowią efektywne źródło ciepła niskotemperaturowego w zurbanizowanych obszarach, szczególnie tam, gdzie występują miejskie wyspy ciepła, a ich instalacja może być znacznie tańsza, gdy towarzyszy innym pracom ziemnym [5]. Testy TRT wykazały, że efektywność wymienników zależy od konstrukcji otworu i rodzaju wypełnienia — otwór LG 17b (zaiłowany) osiągnął wyższą przewodność cieplną (1,708 W/m·K) niż LG 18b (wypełniony powietrzem, 0,633 W/m·K). Niewłaściwe uszczelnienie w LG 18b (zastosowane świadomie w celach badawczych) skutkowało odrzuceniem pierwszego testu z powodu nadmiernego wzrostu temperatury [6]. Łączny test dla obu otworów wykazał przewodność 1,840 W/m·K i oporność 0,237 m·K/W, co potwierdza znaczenie odpowiedniego wypełnienia i konstrukcji. Reinterpretacja wyników testu dla sumy otworów była konieczna z powodu wahań temperatury nośnika ciepła [7].

Autorzy

dr hab. inż. Tomasz Śliwa, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: sliva@agh.edu.pl;

mgr inż. Remigiusz Kunasz, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Laboratorium Geoenergetyki, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: kunasz@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Mohammadzadeh Bina, S., Fujii, H., Tsuya, S., Kosukegawa, H., Naganawa, S., Harada, R. (2020). Evaluation of utilizing horizontal directional drilling technology for ground source heat pumps. *Geothermics*, 85, 101769. <https://doi.org/10.1016/J.GEOTHERMICS.2019.101769>
- [2] Patino-Ramirez, F., Layhee, C., Arson, C. (2020). Horizontal directional drilling (HDD) alignment optimization using ant colony optimization. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 103. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2020.103450>
- [3] Raymond, J., Therrien, R., Gosselin, L., Lefebvre, R. (2011). A Review of Thermal Response Test Analysis Using Pumping Test Concepts. *Ground Water*, 49(6), 932–945. <https://doi.org/10.1111/J.1745-6584.2010.00791.X>
- [4] Romanov, D., Leiss, B. (2022). Geothermal energy at different depths for district heating and cooling of existing and future building stock. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112727>
- [5] Sanner B., Anderson O. (2001). Drilling methods for shallow geothermal installations. *International Geothermal Days “Germany 2001,”* 55–68.
- [6] Sapińska-Sliwa, A., Rosen, M. A., Gonet, A., Kowalczyk, J., Sliwa, T. (2019). A New Method Based on Thermal Response Tests for Determining Effective Thermal Conductivity and Borehole Resistivity for Borehole Heat Exchangers. *Energies* 2019, Vol. 12, Page 1072, 12(6), 1072. <https://doi.org/10.3390/EN12061072>
- [7] Sapińska-Sliwa, A., Sliwa, T., Twardowski, K., Szymski, K., Gonet, A., Zuk, P. (2020). Method of Averaging the Effective Thermal Conductivity Based on Thermal Response Tests of Borehole Heat Exchangers. *Energies* 2020, Vol. 13, Page 3737, 13(14), 3737. <https://doi.org/10.3390/EN13143737>

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Porównanie wartości efektywnej przewodności cieplnej w wymiennikach otworowych z testów reakcji termicznej do teoretycznej wartości przewodności skał

Krótki opis. W artykule przedstawiono analizę wartości przewodności cieplnej wyznaczonej dwoma metodami. Jedna oparta jest o dane zaczerpnięte z literatury, druga metoda bazuje na otrzymanych wynikach z terenowych testów reakcji termicznej. Analizie poddano wyniki otrzymane dla pięciu różnych otworów o różnej głębokości, w których zastosowano uszczelnienia o podwyższonej przewodności o różnych nazwach handlowych. W jednej z lokalizacji jako uszczelnienie zastosowano żwir o granulacji od 8 mm do 16 mm. Każdy z otworów posiada inną lokalizację, co związane jest też z różną budową geologiczną.

Brief description. The article presents an analysis of the thermal conductivity coefficient determined using two methods. One is based on data taken from the literature, while the other is based on the results obtained from field thermal response tests. The analysis covers the results obtained for five different boreholes of varying depths, in which seals with increased conductivity and different trade names were used. In one location, gravel with a grain size of 8 mm to 16 mm was used as a seal. Each of the boreholes has a different location, which is also related to different geological structures.

Słowa kluczowe: otworowe wymienniki ciepła, testy reakcji termicznej, zaczyny uszczelniające

Keywords: borehole heat exchanger, thermal response test, sealing slurry

Wstęp

Test reakcji termicznej (TRT) jest badaniem in situ. Badanie to polega na pomiarze zmian temperatury cieczy krążącej w zamkniętym obiegu otworowego wymiennika ciepła. Wykonanie TRT wymagane jest dla instalacji o mocach grzewczych wynoszących 100 kW i więcej [1]. Umożliwia to precyzyjne określenie liczby niezbędnych do wykonania otworowych wymienników ciepła oraz ich głębokości.

Pierwszą opisaną metodą określenia efektywnej przewodności wymiennika otworowego wykonał Mogensen [2]. Założył on, że do wykonanego wymiennika ciepła zatłacza się ciecz, pobierając ciepło z górotworu. Podczas całego cyklu temperatura cieczy jest monitorowana. Wyniki otrzymane podczas testu reakcji termicznej umożliwiają określenie efektywnej przewodności otworowego wymiennika ciepła λ_{ef} . Obecnie do najpopularniejszych metod określenia wartości efektywnej przewodności otworowego wymiennika ciepła należą:

- metoda klasyczna,
- metoda zerowa,
- metoda punktowa.

Dla interpretacji wyników TRT należy wyznaczyć średnią ważoną wartość przewodności cieplnej λ oraz ciepła właściwego objętościowego c_v w oparciu o posiadane dane litologiczne.

Znając średnie wartości przewodności cieplnej λ oraz ciepła właściwego objętościowego c_v , określa się dyfuzyjność α za pomocą równania (1).

$$\alpha = \frac{\lambda}{c_v} \text{ [m}^2\text{/s]} \quad (1)$$

gdzie: α – dyfuzyjność cieplna [m²/s], λ – średnia wartość przewodności cieplnej [W/(m·K)], c_v – średnia wartość ciepła właściwego objętościowego [J/(m³·K)]

Następnie znając wartości prędkości przepływu v , gęstości cieczy ρ użytej podczas TRT, średniej temperatury testu oraz ciepła właściwego wody c_w wyznacza się średnie wartości mocy P zgodnie z równaniem (2) [3].

$$P = V \cdot \rho(T) \cdot c(T) \cdot (T_{wpt} - T_{wyp}) \text{ [W]} \quad (2)$$

gdzie: P – średnia wartość mocy [W], ρ – gęstość cieczy [kg/m³], c_w – ciepło właściwe wody [J/(kg·K)], $T_{wpt} - T_{wyp}$ – różnica temperatur na wpływie i wypływie z wymiennika [K]

Obliczenie straty ciepła przypadające na jednostkę głębokości otworu q opisuje równanie (3) [4].

$$q = \frac{P}{H} \text{ [W/m]} \quad (3)$$

gdzie: q – jednostkowe straty ciepła w otworze [W/m], P – średnia moc [W], H – głębokość otworu [m]

Następnie określa się sześć charakterystycznych punktów: t_0 – początek fazy grzewczej testu, t_1 – punkt załamania prostej, t_2 – czas odpowiadający $t = 5 \cdot r^2 \cdot \alpha^{-1}$, t_3 – czas odpowiadający $t = 20 \cdot r^2 \cdot \alpha^{-1}$, t_4 – połowa czasu trwania fazy grzewczej, t_5 – koniec fazy grzewczej testu. Przedostatni krok polega na określeniu średniej temperatury profilu. Średnia wartość temperatury profilu określa się z ostatniej ćwiartki czasu z danych T_{out} cyrkulacji nośnika przed rozpoczęciem fazy grzewczej. Ostatnim krokiem jest określenie logarytmu naturalnego czasu trwania testu dla każdego z podanych przedziałów czasowych: $t_0 - t_5$, $t_1 - t_5$, $t_2 - t_5$, $t_3 - t_5$. Następnie można rozpocząć analizę otrzymanych wyników jedną z wyżej wymienionych metod.

Metoda klasyczna

W tej metodzie określa się nachylenie prostej k w oparciu o regresję liniową dla każdego przedziału z użyciem wykresu $\ln(t)$ oraz temperatury średniej [5]. Efektywną przewodność cieplną λ_{ef} określa się równaniem (4) [6,7].

$$\lambda_{ef} = \frac{P_{sr}}{4 \cdot \pi \cdot H \cdot k} \quad (4)$$

gdzie: λ_{ef} – efektywna przewodność cieplna [W/m·K], P_{sr} – średnia moc grzewcza, H – głębokość otworu [m],
 k – współczynnik nachylenia prostej [-]

Analiza danych

W tabeli 1 zestawiono wartości przewodności cieplnej λ oraz oporności cieplnej R_b , głębokości wymienników oraz nazwę warstw dominujących w danym profilu. Jedynie otwór w lokalizacji (4) wykazywał skomplikowaną różnorodną litologię, z czego największą miąższość posiadały piaski grube i żwiry (51 m).

Tabela 2. Wartości przewodności cieplnej λ oraz oporności cieplnej R_b

Powiat	Rodzaj uszczelnienia	Literaturowa średnia wartość przewodności cieplnej skał λ [W/(m·K)]	Wartość efektywnej przewodności cieplnej w otworowym wymienniku λ_{ef} z TRT [W/(m·K)]	Wartość oporności cieplnej R_b [m·K/W]	Głębokość wymiennika [m]	Dominujące warstwy w profilu
Dzierżoniowski Lokalizacja (1)	Produkt (1) $\lambda = 2$ [W/m·K]	2,76	3,12	0,100	150	Gnejsy przewarstwione, zwietrzelina granitowo-gnejsowa
Kielecki Lokalizacja (2)	Produkt (2) $\lambda = 2$ [W/m·K]	2,32	1,41	0,150	98	Wapienie, glina piaszczysta
Raciborski Lokalizacja (3)	Produkt (3) $\lambda = 2$ [W/m·K]	1,29	1,63	0,120	100	Żwiry i otoczaki, iły
Krapkowicki Lokalizacja (4)	Produkt (4) $\lambda = 2$ [W/m·K]	2,28	3,04	0,140	200	Piaskowiec, łupek
Świdnicki Lokalizacja (5)	Żwir o granulacji 8 mm – 16 mm	2,18	2,90	0,120	120	Piaski grube i żwiry, amfibolity, piaski średnie

We wszystkich analizowanych przypadkach otrzymane wartości przewodności z testu reakcji termicznej różnią się od wartości literaturowych przewodności skał. Wszystkie otwory posiadały tę samą konstrukcję pojedynczej U-rurki. W przypadku otworów w lokalizacji (1, 3–5) otrzymano wyższe wartości przewodności cieplnej λ od tych wyznaczonych na podstawie literatury. Różnice te wynoszą od 13% do aż 33%. Jedynie w przypadku (2) literaturowa wartość przewodności cieplnej λ była wyższa niż ta obliczone z testu reakcji termicznej o 39%.

Wnioski

- W każdym z pięciu przypadków literaturowe wartości przewodności cieplnej różnią się od tych otrzymanych po wykonaniu testu reakcji termicznej. W litologii przeważają głównie piaski i żwiry. Jedynie dla otworu w lokalizacji (2) zauważono spadek wartości efektywnej przewodności cieplnej względem wartości literaturowej.
- Wykonane porównania wartości λ za pomocą tych dwóch podstawowych metod wskazują, że wyniki badań in-situ przy pomocy TRT pozwalają na rzeczywiste określenie przewodności cieplnej skał i na efektywnym dobraniu liczby otworowych wymienników ciepła.
- Analiza wskazuje, że posługiwanie się jedynie wartościami λ wyznaczonymi na podstawie danych literaturowych w większości zaniża wartości przewodności cieplnej, co przełożyć się może na nieuzasadnione dodatkowe nakłady inwestycyjne przy realizacji tego typu źródła ciepła.
- Mimo zaleceń wykonania testów reakcji termicznej dla instalacji o większych mocach (powyżej 100 kW mocy grzewczej) należy rozważyć realizację badania dla mniejszej mocy, co pokazuje wykonana w pracy wstępna analiza.
- Przy mniejszej liczbie otworów w instalacji należy skalkulować relację kosztu badania TRT i kosztu pojedynczego otworu.

Autorzy

Mgr inż. Krzysztof Seńczuk, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: senczuk@agh.edu.pl

Dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, prof. AGH, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ans@agh.edu.pl

Literatura

- [1] Sapińska-Śliwa A., Rosen M.A., Gonet A., Kowalczyk J., Śliwa T., A New Method Based on Thermal Response Tests for Determining Effective Thermal Conductivity and Borehole Resistivity for Borehole Heat Exchanger, "Energies", vol. 12, iss. 6, art. no. 1072, 2019, s. 1–22.
- [2] Mogensen P., "Fluid to duct wall heat transfer in duct system heat storages", International conference on subsurface heat storage in theory and practice, 1983, s. 652-657.
- [3] Śliwa T., Badania podziemnego magazynowania ciepła za pomocą kolektorów słonecznych i wymienników otworowych, Research on underground thermal energy storage by use solar collectors and borehole heat exchangers, Wydawnictwa AGH, Kraków 2012.
- [4] Śliwa T., Gonet A., Analiza efektywności wymiany ciepła w wymiennikach otworowych o różnej konstrukcji, „Wiertnictwo, Nafta, Gaz” 2011, t. 28, nr 3, s. 555-570.
- [5] Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A.,. Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła, Wydawnictwo AGH, Kraków 2011.
- [6] Yoshika M., Sherstah G., Widiatmojo A., Uchida Y., Seasonal changes in thermal process based on thermal response test of borehole heat exchanger, "Geothermics" 2022, t.102, 102390.
- [7] Zhang X., Han Z., Ji Q., Zhang H., Li X., Thermal response tests for the identification of soil thermal parameters: A review, "Renewable Energy" 2021, t.173, s. 1123-1135.

Finansowanie

Prace zostały sfinansowane dzięki subwencji badawczej w Katedrze Wiertnictwa i Geoinżynierii Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

10. Gazowe paliwa odnawialne dla rozwoju energetyki rozproszonej



Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Dziekan: Prof. dr hab. inż. **Mariusz Łaciak**

Komitet Sterujący: dr hab. inż. **Aneta Sapińska-Śliwa**, prof. AGH

Komitet Organizacyjny: dr hab. inż. **Adam Szurlej**, prof. AGH

Chairman: dr hab. inż. **Adam Szurlej**, prof. AGH

Gazowe paliwa odnawialne dla rozwoju energetyki rozproszonej zawiera technologie wytwarzania, magazynowania i wybrane aspekty związane z transportem i wykorzystaniem odnawialnych paliw gazowych, do których zalicza biogaz/biometan oraz wodór. Obecnie skala wytwarzania i znaczenia w bilansie energetycznym świata tych paliw jest niewielka, czego najlepszym potwierdzeniem może być fakt, że na świecie wytwarza się około 10 mld m³ biometanu, co odpowiada zaledwie 0,2% zapotrzebowania na gaz ziemny. Także wodór odnawialny stanowi niewielką część w porównaniu do całkowitej podaży wodoru, który w większości jest produkowany w oparciu o paliwa kopalne, przede wszystkim z gazu ziemnego. Nie mniej jednak systematycznie rośnie zainteresowanie tymi paliwami, strategia unijna zakłada, że odegrają one istotną rolę w dążeniu do zaniechania importu rosyjskich surowców energetycznych, także w przypadku Polski obserwuje się wzrost inwestycji, zwłaszcza w obszarze biogazu i biometanu.

Sesję koordynuje Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Wydział przez blisko 60 lat zajmuje się w sposób kompleksowy paliwami gazowymi, ma na swoim koncie bogate doświadczenia w tym obszarze i zamierza je w jak najlepszy sposób wykorzystać w gazowych paliwach odnawialnych. Na Wydziale prowadzone są badania, realizowane projekty i prace naukowe, w tym rozprawy doktorskie, związane z gazowymi paliwami odnawialnymi.

dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Zrównoważone metody produkcji wodoru

Krótki opis. W artykule scharakteryzowano najpopularniejsze metody produkcji wodoru, ze szczególnym uwzględnieniem produkcji wodoru w procesie elektrolizy.

Brief description. The article characterises the most common methods of hydrogen production, with a particular focus on hydrogen production by electrolysis process.

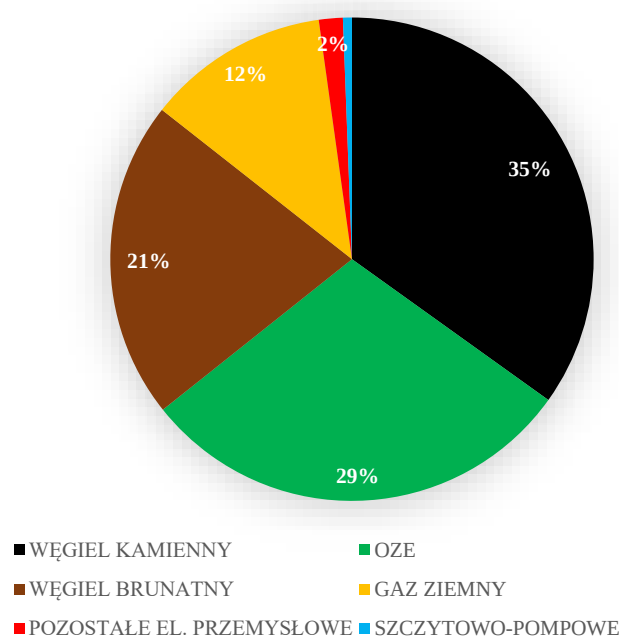
Słowa kluczowe: wodór, odnawialne źródła energii, redukcja CO₂, gospodarka niskoemisyjna

Keywords: hydrogen, renewable energy sources, CO₂ reduction, low-carbon economy

Wstęp

Ogólnie przyjęty konsensus naukowy wskazuje, iż główną przyczyną zmian klimatu jest działalność człowieka, szczególnie ta wiążąca się z szerokim zastosowaniem paliw kopalnych, co skutkuje emisją gazów cieplarnianych. Z tego względu w ocenie ekspertów ludzkość powinna podejmować wszelkie wysiłki mające na celu możliwie szybką dekarbonizację we wszystkich gałęziach gospodarki [1].

W warunkach polskich obszarem wzmożonego zainteresowania powinna być energetyka, gdyż ten sektor charakteryzuje się jednym z największych udziałów w krajowej emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza w porównaniu ze średnią dla krajów Unii Europejskiej [2]. Wynika to z faktu, iż w polskiej strukturze generacji energii wciąż znaczącą rolę odgrywają paliwa kopalne, które w 2024 roku odpowiadały za około 70% generacji (rys. 1). Niemniej jednak wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w miksie energetycznym w ostatniej dekadzie jest znaczący, z poziomu nieco ponad 13% generacji w 2015 roku do poziomu niemal 30% generacji w 2024 roku [3].



Rys. 1. Struktura generacji energii elektrycznej w Polsce w 2024 r. [3]

W związku z tym, iż inne istotne źródła niskoemisyjnej energii, to jest reaktory jądrowe, są planowane do uruchomienia dopiero w drugiej połowie lat 30. obecnego wieku, aby osiągnąć zakładane cele klimatyczne konieczny jest sukcesywny rozwój OZE [2]. Mając na uwadze fakt, że odnawialne źródła energii charakteryzują się dużą nieprzewidywalnością wytwarzania energii, co wynika z zależności tych źródeł od aktualnych warunków atmosferycznych, w związku z czym energia niekoniecznie dostępna jest w okresie jej największego popytu, zachodzi potrzeba jej zagospodarowania lub zmagazynowania.

Zgodnie z zapisami [4] szczególnie duży potencjał w obszarze dekarbonizacji procesów przemysłowych i wysokoemisyjnych sektorów gospodarki związany jest z wykorzystaniem wodoru, który posiada szeroką gamę zastosowań, gdyż może być wykorzystywany między innymi jako [5]:

- czynnik roboczy w chemicznych magazynach energii,
- paliwo w energetyce i transporcie,
- surowiec w branży chemicznej,
- surowiec do produkcji paliw syntetycznych,
- nośnik energii w sieciach gazowych.

Wodór jest najpowszechniej występującym pierwiastkiem we wszechświecie, przy czym jest niemalże niespotykany w stanie wolnym. Z tego względu w celu jego wyodrębnienia z innego związku chemicznego konieczne jest zastosowanie jednej z metod jego separacji [6]. Na przestrzeni lat opracowano wiele zróżnicowanych technologii w tym zakresie, zarówno wykorzystujących OZE, jak również paliwa kopalne. Biorąc pod uwagę kwestie opisane powyżej, zachodzi potrzeba klasyfikacji technologii produkcji wodoru według przejrzystych kryteriów wskazujących, która z nich jest możliwie zrównoważona.

Kolory wodoru

Aktualnie często stosowaną klasyfikacją podziału, zarówno w nauce, jak i przemyśle, jest paleta kolorystyczna, zgodnie z którą dany kolor przypisywany jest do wybranej metody produkcji wodoru. Istnieje wiele publikacji, których autorzy przypisują technologii wytwarzania wodoru do konkretnej barwy kolorystycznej, przy czym należy mieć na uwadze, że nie istnieją uznawane międzynarodowo standardy w tym zakresie [5][7][8].

Wyróżnia się następujące kolory wodoru (rys. 2):

- wodór czarny – wytwarzany w wyniku przetwórstwa węgla kamiennego,
- wodór brązowy – wytwarzany w wyniku przetwórstwa węgla brunatnego,
- wodór szary – produkowany w procesie reformingu parowego metanu,
- wodór niebieski – produkowany analogicznie jak wodór szary, jednakże z zastosowaniem metod wychwytu, wykorzystania i składowania dwutlenku węgla (ang. CCUS – carbon capture, utilization and storage). Spotyka się również źródła literaturowe [8], w których mianem wodoru niebieskiego określa się wodór otrzymywany w procesach przetwarzania dowolnych paliw kopalnych z zastosowaniem technologii CCUS,
- wodór turkusowy – uzyskiwany w procesie pirolizy metanu,
- wodór zielony – powstający w procesie elektrolizy, w którym elektrolizer zasilany jest energią elektryczną z OZE,
- wodór żółty – w zależności od źródła określany jest jako:
 - powstający w procesie elektrolizy, w którym elektrolizer zasilany jest energią elektryczną wytwarzaną w instalacjach fotowoltaicznych (szczególny przypadek wodoru zielonego),
 - uzyskiwany w procesie fotoelektrolizy,
 - powstający w procesie elektrolizy, w którym elektrolizer zasilany jest miksem energetycznym z sieci elektroenergetycznej, przy czym w niektórych opracowaniach taka metoda produkcji wodoru oznaczana jest również kolorem pomarańczowym [7],
- wodór różowy, czerwony, ewentualnie fioletowy – źródła literaturowe zgodnie wskazują wodór różowy jako powstający w procesie elektrolizy, w którym elektrolizer zasilany jest energią elektryczną z reaktorów jądrowych, wodór czerwony jako otrzymywany w wyniku termochemicznego rozkładu wody, natomiast różnią się w kwestii wodoru fioletowego, a [7] wręcz pomija taką kolorystykę,
- wodór biały – występujący naturalnie w zasobach geologicznych.



Rys. 2. Kolory wodoru

W tabeli 1 przedstawiono kolory wodoru i związane z nimi wielkości emisji dwutlenku węgla.

Tabela 1. Kolory wodoru i związane z nimi wielkości emisji dwutlenku węgla [5][8]

Kolor wodoru	Wskaźnik emisji [kg CO ₂ /kg H ₂]
czarny	17-22
brązowy	ok. 20
szary	9
niebieski	2-5,5
turkusowy	*
zielony	0
żółty	0**
różowy, czerwony, fioletowy	0
biały	b/d

* w procesie produkcji wodoru turkusowego powstaje węgiel w postaci stałej

** przyjmując, że wodór żółty może być wytwarzany w procesie elektrolizy, w którym elektrolizer zasilany z sieci elektroenergetycznej, wówczas wskaźnik emisji zależy od dostępnego miks energetyczny

Polska Strategia Wodorowa

Inną terminologię przyjęto w dokumencie strategicznym na poziomie krajowym [9], gdzie wyszczególniono następujące typy wodoru:

- wodór konwencjonalny – wytwarzany na bazie paliw kopalnych, między innymi w procesach: reformingu parowego metanu (wodór szary) oraz zgazowania i pirolizy węgla (wodór czarny, wodór brązowy),
- wodór niskoemisyjny – wytwarzany z odnawialnych lub nieodnawialnych źródeł energii z zastrzeżeniem, iż bezpośrednia emisja dwutlenku węgla nie może przekroczyć 5,8 kg CO₂ eq/kg H₂. Przedmiotową wielkość emisji można osiągnąć poprzez zastosowanie technologii CCUS (wodór niebieski), natomiast niejasny jest status wodoru turkusowego, gdyż w procesie jego produkcji powstaje węgiel w postaci stałej,
- wodór odnawialny – wytwarzany z odnawialnych źródeł energii. Oprócz rozwiązań opartych na elektrolizie w [9] przywołano również inne technologie, takie jak: reforming biogazu lub biometanu albo biochemiczne przekształcanie biomasy.

Wnioski

Polska jest trzecim producentem wodoru w Unii Europejskiej z poziomem produkcji na poziomie ok. 1,3 mln Mg/rok, niemniej jednak jego znaczna ilość wytwarzana jest z wykorzystaniem technologii emitujących dwutlenek węgla, najczęściej w procesie reformingu parowego metanu [9][10]. Tym samym Polska wpisuje się w trendy światowe w tym zakresie. Produkcja wodoru na świecie osiągnęła w 2023 roku poziom 97 mln Mg/rok, z czego mniej niż 1% stanowił wodór niskoemisyjny [11]. Mając jednak na uwadze zapisy dokumentów strategicznych na poziomie unijnym [4] oraz krajowym [9] należy spodziewać się zmiany tej tendencji w najbliższej przyszłości.

Autorzy

mgr inż. Mateusz Klejnowski, JSW KOKS S.A., ul. Pawliczka 1, 41-800 Zabrze, e-mail: mklejnowski@jswkoks.pl; Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, e-mail: mklejnowski@polsl.pl.

dr hab. inż. Katarzyna Stolecka-Antczak, prof. PŚ, Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, e-mail: kstolecka@polsl.pl.

Literatura

- [1] 90 naukowców z 45 krajów we wspólnym stanowisku dot. zmiany klimatu, Polska Akademia Nauk, <https://pan.pl/90-naukowcow-z-45-krajow-we-wspolnym-stanowisku-dot-zmiany-klimatu> (dostęp: 17.07.2025).
- [2] Komunikat 03/2021 interdyscyplinarnego Zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy prezie PAN na temat perspektyw dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Polska Akademia Nauk, Warszawa 2021.
- [3] Kwizdański K., Dusilo M., Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025, Forum Energii, 2025.
- [4] Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, Komisja Europejska, Bruksela 2020.
- [5] Kostowski W., Barzantny M., Efektywność energetyczna i środowiskowa wybranych metod wykorzystania wodoru, Energetyka, 2022, s. 445-450.
- [6] Chmielniak T., Chmielniak T., Energetyka Wodorowa, Wydawnictwo Naukowe PWN SA, Warszawa 2020.
- [7] Incer-Valverde J. i in., "Colors" of hydrogen: Definitions and carbon intensity, Energy Conversion and Management, 2023, vol. 291, nr artykułu: 117294.
- [8] Marin Arcos J.M., Santos D.M.F., The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production, Gases, 2023, vol. 3, s. 25-46.
- [9] Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.
- [10] Kupecki J. i in., Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski, Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych.
- [11] Global Hydrogen Review 2024, International Energy Agency, 2024.

Podziękowania

Praca została zrealizowana przy wsparciu Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach programu Doktorat wdrożeniowy VII M(I) (grant nr 08/050/SDW23/O335): „Wzbogacanie gazu koksowniczego w wodór odnawialny w celu redukcji emisji CO₂ z przemysłowych jednostek wytwórczych.

Wielkoskalowe magazynowanie wodoru w kawernach solnych w kontekście rozwoju energetyki rozproszonej

Krótki opis. W artykule przedstawiono kompleksową analizę produkcji, oczyszczania i magazynowania wodoru w kawernach solnych na przykładzie dwóch lokalizacji w Polsce: Mogilna i Kosakowa. Omówiono właściwości geologiczne wysadów solnych, technologie przygotowania wodoru do podziemnego składowania, a także systemy bezpieczeństwa, sterowania i infrastruktury. Przedstawiono znaczenie takich magazynów dla bilansowania odnawialnych źródeł energii oraz rozwoju mikrosieci rozproszonych. Zidentyfikowano kluczowe wyzwania techniczne, prawne i ekonomiczne oraz zaproponowano kierunki dalszych badań i inwestycji.

Brief description. The article presents a comprehensive analysis of hydrogen production, purification, and storage in salt caverns based on two Polish sites: Mogilno and Kosakowo. It discusses the geological properties of salt diapirs, technologies for preparing hydrogen for underground storage, as well as safety systems and the economic efficiency of the operation. It highlights the role of such storage facilities in balancing renewable energy sources and developing distributed microgrids, identifying key technical, regulatory, and environmental challenges and outlining directions for further research and investment.

Słowa kluczowe: wodór, kawerny solne, magazynowanie energii, energetyka rozproszona

Keywords: hydrogen, salt caverns, energy storage, distributed energy

1. Wstęp

Dynamiczny wzrost udziału OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej (25,28% w 2024 r., wzrost o 3,76% w porównaniu do 2023 r.), a szczególnie energii wiatrowej i fotowoltaicznej, wymusza rozwój efektywnych systemów magazynowania energii [5]. Istotny wzrost mocy zainstalowanej w OZE, przekłada na coraz częstsze występowanie okresów intensywnej produkcji energii ze słońca i wiatru, z tak wysoką podażą energii elektrycznej, że przekracza ona popyt. W takich sytuacjach występuje spadek cen energii, czasami do wartości ujemnych. W przypadku Polski od początku roku do 1 lipca 2025 r. odnotowano 251 godzin z ujemnymi cenami energii, a więc nastąpił znaczący wzrost w porównaniu do roku ubiegłego, kiedy to w całym roku wystąpiło 197 takich godzin [13]. Dlatego też wodór, otrzymywany z nadwyżek OZE, ze względu na wysoką gęstość energetyczną i zeroemisyjność jego wykorzystania w ogniwach paliwowych, cieszy się sporym zainteresowaniem zarówno naukowców, jak i przemysłu [5].

Kawerny solne, stosowane z powodzeniem od kilkudziesięciu lat do magazynowania gazu ziemnego, oferują naturalne warunki dla wielkoskalowego magazynowania H₂ [3].

2. Geneza i charakterystyka kawern solnych

Kawerny solne powstają przez kontrolowane rozpuszczanie soli kamiennej strumieniem wody pod ciśnieniem, tworząc pustki otoczone zwartą strukturą halitu. Ich zalety to hermetyczność, wysoka wytrzymałość mechaniczna i izolacja od warstw wodonośnych [3][6]. Grubość pokryw solnych w Polsce sięga często 1000-1500 m, co minimalizuje ryzyko migracji gazu [6].

2.1. Lokalizacja Mogilno

Wysad solny pod Mogilnem występuje na głębokości 800-1200 m. Kawerny o pojemności do 150 000 m³ pozwalają na magazynowanie setek ton wodoru, równoważnych bilansowaniu mocy rzędu kilkuset MW w cyklu dobowym [6][4].

2.2. Lokalizacja Kosakowo

Złoże solne w Kosakowie leży na 600-900 m poniżej powierzchni. Bliskość infrastruktury portowej oraz terminali LNG ułatwia logistykę, umożliwiając w przyszłości zarówno eksport, jak i import wodoru drogą morską oraz dystrybucję kontenerową [6].

2.3. Porównanie lokalizacji

Tabela 1. Porównanie lokalizacji kawern solnych

Lokalizacja	Głębokość [m]	Pojemność [m ³]	Infrastruktura wspierająca
Mogilno	800–1 200	do 150 000	Sieć przesyłowa, stacje kompresorowe
Kosakowo	600–900	do 120 000	Port morski, terminal LNG

3. Proces oczyszczania wodoru

Wodór przed składowaniem musi być oczyszczony z domieszek CO₂, CO, H₂S i wilgoci do poziomów < 1 ppm, aby zapobiec korozji instalacji i utracie czystości przy długotrwałym przechowywaniu [2][3].

Stosowane główne technologie oczyszczania wodoru [2][3]:

- adsorpcja ciśnieniowa (PSA) - czystość do 99,999 %;
- separacja membranowa (polimerowe, metaliczne) – selektywna filtracja przy niższych nakładach inwestycyjnych;
- kriogenika – usuwanie zanieczyszczeń w stanie ciekłym, wybierane przy najwyższych wymaganiach jakości.

Tabela 2. Rodzaje technologii oczyszczania wodoru

Technologia	Czystość [%]	Zużycie energii [kWh/kg H ₂]	Zalety	Wady
PSA	99,999	0,4–0,6	Wysoka czystość, sprawdzona skala	Wyższe koszty operacyjne
Separacja membranowa	95–99	0,3–0,5	Niższe nakłady, elastyczność	Ograniczona selektywność
Kriogenika	> 99,999	0,8–1,2	Najwyższa jakość, usuwanie wilgoci	Duże nakłady kapitałowe i eksploatacyjne

Optymalne układy hybrydowe łączące PSA i membrany obniżają zużycie energii do 0,4–0,6 kWh/kg H₂ i koszt operacyjny do 1–2 USD/kg, a zdecydowanie najbardziej energochłonną technologią jest kriogenika (tabela 2) [3].

4. Technologie magazynowania

Wodór wtłacza się do kawern pod ciśnieniem 20–70 bar, co zapewnia wysokie wykorzystanie pojemności skały [1][3].

Kluczowe elementy infrastruktury:

1. Kompresory H₂ o sprawności > 70 %
2. Suszarki absorpcyjne redukujące wilgotność
3. Zawory bezpieczeństwa i systemy detekcji wycieków
4. Rurociągi łączące elektrolizery z magazynem i odbiorcami

Pełna automatyzacja i zdalne sterowanie zwiększają bezpieczeństwo oraz umożliwiają dynamiczną regulację ciśnienia i objętości wodoru [3].

5. Rola magazynów w energetyce rozproszonej

Podziemne magazyny kawernowe pełnią kluczowe funkcje:

1. Buforowanie mocy z rozproszonych farm wiatrowych i PV [5].
2. Dostarczanie szczytowych rezerw mocy przy gwałtownych zmianach zapotrzebowania [9].
3. Zasilanie lokalnych stacji tankowania ogniw paliwowych oraz mikroelektrowni wodorowych [12].

W efekcie przyczyniają się do stabilizacji mikrosieci i redukcji emisji z sektora energetycznego [5].

6. Wyzwania i perspektywy

Do głównych barier należą:

1. Ocena migracji wodoru i długoterminowej szczelności kawern [1].
2. Brak spójnych przepisów prawnych w Polsce, wymagających ujednolicenia standardów technicznych i środowiskowych [7].
3. Wysokie nakłady kapitałowe i koszty kompresji H₂ [3].

Kierunki badań obejmują modelowanie wielofazowego przepływu gazu i wody w kawernach, opracowanie norm monitoringu stanu technicznego oraz integrację z inteligentnym zarządzaniem popytem i podażą energii [1].

Wnioski

Wielkoskalowe magazynowanie wodoru w kawernach solnych, zwłaszcza w lokalizacjach Mogilno i Kosakowo, stanowi strategiczny element transformacji energetycznej. Efektywne systemy oczyszczania, nowoczesna automatyka i odpowiednie ramy prawne umożliwią wykorzystanie podziemnych magazynów wodoru do stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i dekarbonizacji gospodarki.

Autorzy

mgr inż. Monika Piech, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: piech@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Adam Szurlej, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szua@agh.edu.pl;

Literatura

- 1) Qian X., You S., Wang R. i in. Underground Hydrogen Storage in Salt Cavern: A Review of Advantages, Challenges, and Prospects. *Sustainability* 2025, 17(13), 5900. DOI: <https://doi.org/10.3390/su17135900>
- 2) Du Z., Liu C., Zhai J., Guo X., Xiong Y., Su W., He G. A Review of Hydrogen Purification Technologies for Fuel Cell Vehicles. *Catalysts* 2021, 11(3), 393. DOI: <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
- 3) U.S. Department of Energy. Hydrogen Storage in Salt and Hard Rock Caverns. Lane Power & Energy Solutions, Inc., 2022. Oficjalny link: https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-03/Bulk%20Storage%20Workshop_Day2_02.pdf • Alternatywny DOI (OSTI.GOV): <https://doi.org/10.2172/2336712>
- 4) Lankof L., Urbanczyk K., Tarkowski R. Assessment of the Potential for Underground Hydrogen Storage in Salt Domes. *Mineral and Energy Economy Research Institute PAS*, 2022. PDF: https://hystories.eu/wp-content/uploads/2023/04/Lankof_Urbanczyk_Tarkowski_2022.pdf
- 5) International Energy Agency. The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. IEA, 2023. Raport: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- 6) Grzegorz Czapowski, Radosław Tarkowski. Uwarunkowania geologiczne wybranych wysadów solnych w Polsce i ich przydatność do budowy kawern do magazynowania wodoru. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, nr 472 (2018), s. 53–82. PDF: <https://bibliotekanauki.pl/articles/2061644.pdf> • DOI: <https://doi.org/10.5604/01.3001.0012.6905>
- 7) Jan A. Stefanowicz. Niezbędne regulacje dla magazynowania wodoru w kawernach solnych. *Seminarium Politechniki Krakowskiej*, Kraków 2022. PDF: https://se.min-pan.krakow.pl/pelne_teksty37/k37_prezentacje/k37_Stefanowicz.pdf
- 8) Maciej Basiura, Urszula Żyjewska. Wykorzystanie wodoru w gospodarstwie domowym na przykładzie urządzeń z technologią ogniwo paliwowych. *Nafta-Gaz Przegląd* 2022, nr 6, s. 460–467. DOI: <https://doi.org/10.18668/NG.2022.06.06>
- 9) Program rozwoju magazynowania wodoru w kawernach solnych. *Energetyka-Rozproszona*, 23 IV 2024. Artykuł online: <https://www.energetyka-rozproszona.pl/artykuly/program-rozwoju-magazynowania-wodoru-w-kawernach-solnych/>
- 10) Magazynowanie wodoru w kawernach solnych dużą szansą dla Polski. *GS Energia*, 26 IX 2023. *GS Energia*: <https://gsenergia.pl/2023/09/26/magazynowanie-wodoru-w-kawernach-solnych-duza-szansa-dla-polski/>
- 11) Kawerny solne pomogą polskiej energetyce? *e-magazyny.pl*, 8 X 2024. Aktualność: <https://e-magazyny.pl/aktualnosci/kawerny-solne-pomoga-polskie-energetyce/>
- 12) Polskie ogniwo wodorowe – jakie są perspektywy? Portal H2Poland, 2022. Analiza: <https://h2poland.eu/pl/kategorie/zastosowanie/badania-i-rozwoj/polskie-ogniwo-wodorowe-jakie-sa-perspektywy/>
- 13) Polskie Sieci Elektroenergetyczne, dane systemowe; <https://www.pse.pl/dane-systemowe>

Analiza możliwości wykorzystania urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym w atmosferach wybuchowych gazu ziemnego z dodatkiem wodoru

Krótki opis. Ocena możliwości wprowadzenia wodoru do sieci gazowej powinna uwzględniać kwestie bezpieczeństwa przeciwwybuchowego. Wodór posiada inne własności fizykochemiczne niż metan, który jest głównym składnikiem gazu ziemnego, dlatego istotne jest ustalenie limitu dodatku wodoru, pozwalającego na stosowanie zabezpieczeń przeciwwybuchowych adekwatnych dla gazu ziemnego grupy E, transportowanego w sieci gazowej.

Brief description. The assessment of the possibility of blending hydrogen in the gas network should take into account explosion safety issues. Hydrogen has different physical and chemical properties than methane, which is the main component of natural gas, so it is important to determine the hydrogen addition limit that allows for the use of explosion protection solutions appropriate for Group E natural gas transported in the gas network.

Słowa kluczowe: wodór, bezpieczeństwo, przeciwwybuchowe, ATEX.

Keywords: hydrogen, safety, explosion-proof, ATEX.

Wstęp

Ocena ryzyka zaistnienia wybuchu, powinna uwzględniać trzy istotne aspekty. Jest to określenie prawdopodobieństwa i czasu występowania atmosfery wybuchowej, określenie prawdopodobieństwa wystąpienia i uaktywnienia się źródeł zapłonu oraz ocena substancji i mieszanin, w tym zachodzących procesów i ich wzajemnego oddziaływania [1]. Prawdopodobieństwo i czas występowania atmosfery wybuchowej w obiektach infrastruktury gazu ziemnego, klasyfikowane jest poprzez wyznaczenie stref zagrożenia wybuchem. Dla mieszanin substancji palnych w postaci gazów, (także dla par i mgieł) z powietrzem, wyróżnia się trzy strefy zagrożenia wybuchem 0, 1, 2 [2]. Domieszka wodoru w gazie ziemnym nie powoduje zmiany rodzajów wyznaczonych przestrzeni zagrożonych wybuchem, natomiast następuje zmiana wymiarów rozmiarów stref zagrożenia wybuchem w stopniu proporcjonalnym do ilości wodoru wprowadzonego do gazu ziemnego. Dla niewielkich ilości wodoru nie są to zmiany znaczące. Aspekt prawdopodobieństwa wystąpienia i uaktywnienia się źródeł zapłonu ustala się w odniesieniu do granic palności substancji palnych w powietrzu. Aby doszło do wybuchu niezbędna jest obecność utleniacza, substancji palnej o stężeniu znajdującym się w zakresie granic wybuchowości oraz źródła zapłonu [3], [4]. W reakcjach spalania istotny jest udział atomów wodoru (-H) i rodników hydroksylowych (-OH) [8], dlatego należy się spodziewać, że dla mieszaniny gazu ziemnego i wodoru granice palności będą zależne od zawartości wodoru w gazie ziemnym. Dla metanu, będącego głównym składnikiem gazu ziemnego, przedział stężenia mieszaniny palnej w powietrzu przyjmuje się w granicach od 4,4 do 17,7 [mol %], natomiast dla wodoru jest to przedział od 4,0 do 75,0 [mol %] [4]. Mieszanina gazu ziemnego i wodoru posiada szersze granice wybuchowości, niż gaz ziemny, jednak z wyników badań i symulacji (rys. 1 i 2) wynika, że stężenie wodoru w mieszaninie z metanem nawet do 20% (molowo), nie powoduje dużych zmian wartości dolnej (DGW) i górnej granicy wybuchowości (GGW) [5]. Ostatnim ze wskazanych aspektów oceny ryzyka zaistnienia wybuchu, jest ocena substancji i mieszanin, oraz zachodzących procesów i ich wzajemnego oddziaływania. Wynik tej oceny decyduje o rodzaju zastosowanych zabezpieczeń urządzeń elektrycznych instalowanych w przestrzeniach wybuchowych. Zasady bezpieczeństwa w przedmiotowym zakresie powinny być określone zgodnie z wytycznymi Dyrektywy 2014/34/UE [6], którą w Polsce implementuje stosowne rozporządzenie [7]. Ocenę zgodności urządzeń przeznaczonych do pracy w strefach zagrożenia wybuchem należy przeprowadzać między innymi zgodnie z normą PN-EN IEC 60079-0:2018 [8]. Norma umożliwia określenie limitu dodatku wodoru do gazu ziemnego, pozwalającego na stosowanie zabezpieczeń przeciwwybuchowych, adekwatnych do zabezpieczeń obecnie stosowanych dla gazu ziemnego grupy E.

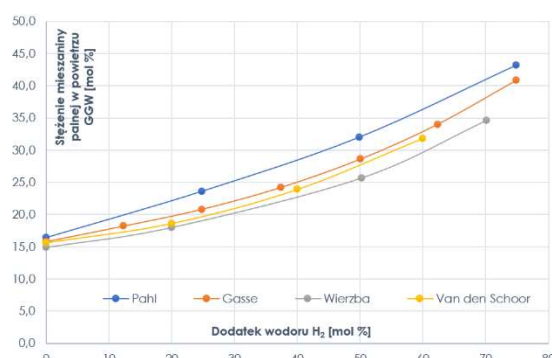
Zgodnie z obowiązującą normą PN-EN IEC 60079-10-1:2021-09 [9] stosowane są trzy grupy urządzeń elektrycznych przeznaczonych do użytku w środowisku atmosfer wybuchowych. Poszczególne grupy odnoszą się do miejsca stosowania urządzeń i rodzaju występującej atmosfery wybuchowej. W obrębie każdej grupy norma wyróżnia dodatkowe podgrupy, zależnie od rodzaju gazu tworzącego atmosferę wybuchową. Dla infrastruktury służącej do przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego adekwatna jest grupa IIA. Dla samego wodoru adekwatna jest grupa IIC o odpowiednio wyższych wymaganiach. Przyporządkowania konkretnej mieszaniny gazowej do jednej z grup IIA, IIB lub IIC dokonuje się na podstawie określenia minimalnego prądu zapalającego (MIC – ang. *Minimum Igniting Current*) i/lub geometrii szczeliny bezpiecznej (MESG – ang. *Maximum Experimental Safe Gap*) [10], [11]. Realna jest więc możliwość, aby dla mieszaniny gazu ziemnego i wodoru, możliwe było stosowanie wymagań z podgrupy IIA i IIB, zamiast najbardziej wymagającej podgrupy IIC. Dla potwierdzenia tego faktu przeprowadzono badania zakresów palności mieszaniny gazu ziemnego i wodoru. Badania na zlecenie GAZ-SYSTEM S.A., zrealizował Główny Instytut Górnictwa - Państwowy Instytut Badawczy w Katowicach posiadający akredytację PCA dla wykonywania oceny zgodności w obszarze Dyrektywy 2014/34/UE i akredytowane laboratorium badawcze, wykonujące badania wyrobów w wykonaniu przeciwwybuchowym [12], [13].

Wnioski

Norma PN-EN ISO/IEC 60079-20-1:2010 [14] stanowi, że „Metan przemysłowy, taki jak gaz ziemny jest klasyfikowany jako grupa urządzeń IIA pod warunkiem, że ułamek objętościowy zawartego w nim wodoru nie jest większy niż 25%”.

Określenie „metan przemysłowy” nie jest jednoznaczne z definicją gazu ziemnego wg rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [15]. Przeprowadzono badania weryfikujące możliwości wykorzystania urządzeń elektrycznych w wykonaniu przeciwwybuchowym grupy IIA i IIB w atmosferach wybuchowych gazu ziemnego z domieszką wodoru. Na podstawie badań ustalono, że bezpieczne stężenie wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym dla urządzeń z grupy IIA i IIB, zainstalowanych w analizowanym obiekcie sieci przesyłowej, jest niższe niż 25% wskazane powyżej, jednak wyższe niż 10%, dopuszczalne po zmianie przepisów wprowadzonej w 2022 roku, pozwalającej na wprowadzanie wodoru do sieci gazowej [16]. Istotnym składnikiem gazu ziemnego wpływającym na wyniki badań był etan. Gaz ziemny grupy E zastosowany w badaniach zawierał 4,8% etanu, co jest wartością relatywnie wysoką, jednakże typową dla gazu ziemnego importowanego obecnie do Polski z kierunku Baltic Pipe lub w postaci LNG [17].

Rysunki:



Rys. 1. Wartości GGW dla mieszaniny metanu i wodoru w powietrzu [5].



Rys. 2. Wartości DGW dla mieszaniny metanu i wodoru w powietrzu [5].

Autorzy:

mgr inż. Łukasz Piwoda, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa; Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;

dr inż. Sławomir Michalski, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa;

mgr inż. Karol Piątek, Główny Instytut Górnictwa - Państwowy Instytut Badawczy, Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice;

dr inż. Dariusz Stefaniak, Główny Instytut Górnictwa - Państwowy Instytut Badawczy, Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice.

Literatura:

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz.U.2010.138.931);
- [2] PN-EN IEC 60079-10-1:2021-09 Atmosfery wybuchowe Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni. Gazowe atmosfery wybuchowe, PKN;
- [3] Porowski R., Grabarczyk M., Teodorczyk A., Badanie granic wybuchowości par cieczy palnych w różnych temperaturach początkowych, Materiały Wysokoenergetyczne (2013), ISSN 2083-0165;
- [4] Cohen N., Flammability and Explosion Limits of H₂ and H₂/CO A Literature Review (1992), Space and Environmental Technology Center;
- [5] Schoor, F. V. d., Hermanns, R., Oijen, J. v., Verplaetsen, F., & Goey, L. d., Comparison and evaluation of methods for the determination of flammability limits, applied to methane/hydrogen/air mixtures (2008), Journal of Hazardous Materials, 150(3), 573-581;

- [6] Dyrektywa 2014/34/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw Państw Członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz.U.W.E.29.3.2014.L.96.309)];
- [7] Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz.U.2016.0.817);
- [8] PN-EN ISO/IEC 60079-0:2018-09 Atmosfery wybuchowe - Część 0: Urządzenia - Podstawowe wymagania, PKN;
- [9] PN-EN IEC 60079-10-1:2021-09 Atmosfery wybuchowe Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni. Gazowe atmosfery wybuchowe, PKN;
- [10] PN-EN 60079-1:2014-12 Atmosfery wybuchowe - Część 1: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą osłon ognioszczelnych „d”, PKN;
- [11] PN-EN 60079-11:2012 Atmosfery wybuchowe Część 11: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą iskrobezpieczeństwa „i”, PKN;
- [12] Raport GIG nr 1/2024/JOZ-P.1, Główny Instytut Górnictwa - Państwowy Instytut Badawczy;
- [13] Raport GIG nr 2/2024/JOZ-P.1, Główny Instytut Górnictwa - Państwowy Instytut Badawczy;
- [14] PN-EN ISO/IEC 80079-20-1:2019 Atmosfery wybuchowe - Część 20-1 Własności materiałowe dotyczące klasyfikacji gazów i par - Metody badawcze i dane, PKN;
- [15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640);
- [16] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2022 poz. 1899) §3 ust. 18;
- [17] Korda-Burza A., Szurlej A., Biały R., Wpływ zmian kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski na parametry fizykochemiczne gazu ziemnego - materiały z Konferencji - 4 Polski Kongres Naftowców i Gazowników, Konferencja Geotechnology and Energy - 23.05.2024 r. Kraków.

Znaczenie technologii biometanowych dla rozwoju energetyki rozproszonej

Krótki opis. Widoczny jest rozwój w Polsce segmentu biogazu, który wpisuje się w energetykę rozproszoną. W artykule przedstawiono znaczenie biogazu i biometanu w skali Polski, Europy i świata. Przybliżono rozwój rynku biometanu w krajach europejskich wraz z prognozami na najbliższe lata. W przeglądzie technologii biometanowych wskazano na separację membranową jako najczęściej stosowaną w krajach europejskich.

Brief description. The development of the biogas segment in Poland, which is part of distributed energy, is evident. The article presents the importance of biogas and biomethane in Poland, Europe and worldwide. It outlines the development of the biomethane market in European countries, together with forecasts for the coming years. In the review of biomethane technologies, membrane separation is identified as the most commonly used in European countries.

Słowa kluczowe: biogaz, biometan, uzdatnianie biogazu, polityka energetyczna

Keywords: biogas, biomethane, biogas upgrading, energy policy.

Wstęp

Obecnie biogaz i biometan odgrywają znikomą rolę w globalnym systemie energetycznym. Według szacunków IEA produkcja biogazu kształtuje się na poziomie około 40 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny, głównie w Europie, Stanach Zjednoczonych i Chinach. Większość tych gazowych paliw odnawialnych jest wykorzystywana do lokalnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, a w niektórych przypadkach do także do gotowania, tym samym świetnie wpisuje się energetykę rozproszoną. Chociaż produkcja biometanu rozwija się dynamicznie, w tempie około 20% rocznie, to w skali świata wytwarza się tylko około 10 mld m³ (większość w krajach UE), co odpowiada zaledwie 0,2% zapotrzebowania na gaz ziemny [1]. W przypadku krajów UE z biometanem wiąże się spore nadzieje na zmniejszenie zależności od importu surowców energetycznych z Rosji i plany zakładają istotny wzrost podaży biometanu w najbliższych latach [2].

Technologie biometanowe

Pośród krajów UE pod względem biometanu wyróżniają się Francja, która obecnie jest największym producentem tego odnawialnego gazu i Dania – biometan pokrywa około 40% całkowitego zapotrzebowania na gaz ziemny. W Europie jest 1678 biometanowni (stan na I kwartał 2025 r.), 86% biometanowni jest podłączonych do sieci gazowej [3]. Planuje się, że w perspektywie najbliższych pięciu lat zostanie uruchomionych prawie 900 biometanowni. Największe inwestycje są planowane w Hiszpanii, Dani i Wielkiej Brytanii (tabela 2). W przypadku Polski, mając na uwadze z jednej strony znaczący potencjał surowcowy, z drugiej zaś cele polityki energetycznej, należy się spodziewać rozwoju zarówno rynku biogazu, jak i biometanu, co potwierdzają dane z tabeli 2. Obecnie w Polsce brak biometanowi podłączonych do sieci gazowej.

Technologie biometanowe to procesy, które umożliwiają uzdatnianie biogazu do biometanu, paliwa gazowego, które jest odnawialnym źródłem energii, o parametrach zbliżonych do gazu ziemnego. Głównym zanieczyszczeniem, które należy wyeliminować w procesie oczyszczania biogazu jest dwutlenek węgla, pozbycie się tego zanieczyszczenia jest z biogazu istotne z uwagi na dużą jego zawartość w biogazie, co znacznie obniża wartość kaloryczną tego paliwa [4]. Na rynku dostępnych jest kilka technologii umożliwiających uzyskanie biometanu z biogazu. W krajach europejskich najczęściej stosuje się do wytwarzania biometanu separację membranową, a w dalszej kolejności: płuczkę wodną, absorpcję chemiczną i PSA, zdecydowanie rzadziej: absorpcję fizyczną i separację kriogeniczną. Poszczególne technologie wykorzystywane do oczyszczania biogazu istotnie różnią się od siebie zarówno ze względu na zastosowane odmienne procesy i zjawiska fizyczne lub chemiczne, jak i całkowitych kosztów oczyszczania biogazu do biometanu. Wybór odpowiedniej technologii oczyszczania zależy od takich czynników, jak skład dostarczanego biogazu, wielkość instalacji oraz oczekiwany stopień stężenia metanu w biometanie [5]. Konwencjonalne metody uzdatniania biogazu, w tym adsorpcję, absorpcję i separację membranową, należy traktować jako dojrzałe technologicznie i są bardziej opłacalne i praktyczne niż nowsze technologie, do których zalicza się metody kriogeniczne i biologiczne [6].

Tabela 1. Kraje europejskie o największych mocach zainstalowanych w instalacjach wytwarzania biometanu [m³/godz.] [3]

Kraj	2025	2024	2022
Francja	190 711	132 818	87 691
Niemcy	157 258	147 749	147 711
Włochy	99 658	97 757	bd.
Wielka Brytania	93 151	114 358	107 029
Dania	85 142	85 117	70 105

Tabela 2. Lista państw o największych przewidywanych inwestycjach w zakresie biometanu [7]

Wyszczególnienie	Jedn.	Hiszpania	Dania	Wielka Brytania	Francja	Włochy	Szwecja	Polska	Finlandia
Wielkość inwestycji	mln Euro	4 800	3 140	2 430	1 710	1 310	1 160	1 090	1 020
Spodziewana produkcja	TWh/rok	17,3	10,3	6,8	3,7	3,2	2,5	3,1	2,0

W Europie biometan, jak wskazano wcześniej, najczęściej jest zatłaczany do sieci gazowej. Może także być z powodzeniem stosowany jako alternatywne paliwo (bioCNG) w pojazdach. Zastosowanie biometanu jako bioCNG jest możliwe po spełnieniu określonych parametrów jakościowych, które zostały przybliżone np. w pracy [8].

Wnioski

Znaczący potencjał surowcowy, cele polityki energetycznej to kluczowe czynniki, które mają wpływ na rozwój krajowego rynku biogazu, a w najbliższych latach będą także wspierać rozwój rynku biometanu. Biogaz i biometan mają potencjał stać się jednym z filarów transformacji energetycznej Polski. Ich rozwój wpisuje się zarówno w cele klimatyczne, jak i potrzeby gospodarki krajowej. Wybór technologii biometanowych jest także istotny dla rozwoju biometanu, odnawialnego paliwa gazowego, które może odebrać ważną rolę w dekarbonizacji gospodarki. Biogazownie, dzięki stabilności produkcji, stanowią istotne uzupełnienie dla dynamicznie rozwijających się, ale niestabilnych źródeł OZE, takich jak fotowoltaika czy energetyka wiatrowa. Ich obecność w miksie energetycznym zwiększa niezawodność dostaw energii, poprawia elastyczność systemu elektroenergetycznego i wzmacnia lokalne bezpieczeństwo energetyczne. W kontekście transformacji energetycznej, rola biogazowni jako źródeł regulacyjnych będzie zyskiwać na znaczeniu. Rozwój biogazowni przyczynia się w istotny sposób do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, zarówno na poziomie krajowym, jak i lokalnym. Dzięki lokalnemu charakterowi produkcji energii oraz wykorzystaniu krajowych zasobów organicznych, biogazownie ograniczają potrzebę importu surowców energetycznych i wzmacniają odporność systemu na zakłócenia zewnętrzne.

Prace zostały sfinansowane dzięki Subwencji badawczej na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie, nr 16.16.190.779.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Krzysztof Jan Chmielowski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: krzysztof.chmielowski@agh.edu.pl;

dr inż. Rafał Smulski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: smulski@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Adam Szurlej, prof. uczelni, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: szua@agh.edu.pl

Literatura

- [1] International Energy Agency, Outlook for Biogas and Biomethane. A global geospatial assessment. World Energy Outlook Special Report, May 2025.
- [2] Komunikat pt. „REPowerEU: Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie”, COM(2022) 108 final z 8.3.2022.
- [3] European Biomethane Map 2025; <https://www.europeanbiogas.eu/european-biomethane-map-2025/> (dostęp: 2.08.2025).
- [4] Chmielowski K.J., Usuwanie dwutlenku węgla z biogazu, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” 2024, nr 4, s. 4–8.
- [5] Galloni M., Marcoberardino G., Biogas Upgrading Technology: Conventional Processes and Emerging Solutions Analysis, „Energies” 2024, 17, 2907.
- [6] Ardolino F., Cardamone G.F., Parrillo F., Arena U., Biogas-to-Biomethane Upgrading: A Comparative Review and Assessment in a Life Cycle Perspective, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2021, 139, 110588.
- [7] European Biogas Association: Third EBA Biomethane Investment Outlook; https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/06/EBA-Biomethane-Investment-Outlook_2025.pdf (dostęp: 2.08.2025).
- [8] Filanowski P., Porównanie oraz wyznaczenie wspólnych parametrów jakościowych dla biometanu zatłaczanego do sieci gazowej oraz biometanu przeznaczonego do celów transportowych bioCNG, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” 2022, nr 10, s. 12–15.

11. Ciepło odpadowe



Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami

Dziekan: dr hab. inż. **Arkadiusz Kustra**, prof. AGH

Komitet Sterujący: prof. dr hab. inż. **Barbara Tora**
Komitet Organizacyjny: dr inż. **Wiktor Filipek**
Chairman: prof. dr hab. inż. **Barbara Tora**

Według raportu International Energy Agency (IEA (2024), *World Energy Outlook 2024*), ilość ciepła odpadowego wyprodukowanego tylko w samej UE wynosi 2 860 TWh rocznie, co jest prawie równe całkowitemu zapotrzebowaniu UE na ogrzewanie oraz ciepłą wodę w budynkach mieszkalnych i użytkowych. Zastosowanie technologii umożliwiających [wykorzystanie ciepła odpadowego może przynieść oszczędności rzędu 67,4 mld EUR rocznie przy pełnym ich wdrożeniu w roku 2050](#). Jednym z głównych celów strategicznych Unii Europejskiej jest poprawa [efektywności energetycznej](#), która przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego krajów członkowskich.

Badania i analizy dotyczące wykorzystania ciepła odpadowego prowadzone są na Wydziale Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami AGH od szeregu lat i obejmują między innymi:

- ciepło odpadowe z kopalń głębinowych – ciepło górotworu, ciepło z układu wentylacji i klimatyzacji, ciepło z wód podziemnych, metan z pokładów węgla,
- ciepło z instalacji przemysłowych (energetyka, gospodarka odpadami, ścieki przemysłowe),
- ciepło z instalacji komunalnych (infrastruktura budowlana, odpady komunalne, ścieki komunalne).

Badania obejmują zarówno technologie jak i ocenę ekonomiczną procesów: Ocenę Cyklu Życia (Life Cycle Assessment), Gospodarkę w Obiegu Zamkniętym (Circular Economy) a także opracowywaniem strategii minimalizowania śladu węglowego i poprawy efektywności energetycznej, połączenie modeli biznesowych z ekoinnowacjami.

W tegorocznej edycji KNER 2025 przedstawiono możliwości odzysku ciepła w kopalniach podziemnych, możliwość wykorzystania infrastruktury kopalnianej do magazynowania energii, trój-generacji w kopalni węgla kamiennego, wykorzystania silnika Stirlinga do odzysku energii w elektrociepłowni zawodowej a także zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji solarnej w domku letniskowym.

Prof. dr hab. inż. Barbara Tora
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Wykorzystanie silnika Stirlinga do odzysku ciepła z instalacji w elektrociepłowni

Krótki opis. Sprawność układów kogeneracyjnych produkujących energię elektryczną i ciepło osiąga 90%, jeszcze wyższą sprawność uzyskują układy trigeneracyjne. Mimo tego na każdym etapie wytwarzania energii występują straty. W artykule przedstawiono wykorzystanie silnika Stirlinga do odzysku ciepła odpadowego w elektrociepłowni. Wykorzystano do badań silnik o mocy 50 kW.

Brief description. The efficiency of cogeneration systems producing electricity and heat reaches 90%, and trigeneration systems achieve even higher efficiency. Despite this, losses occur at every stage of energy production. This article presents the use of a Stirling engine to recover waste heat from a combined heat and power plant. A 50 kW Stirling engine was used for testing.

Słowa kluczowe: odzysk ciepła odpadowego, gazy spalinowe, silnik Stirlinga.

Keywords: waste heat recovery, exhaust gases, Stirling engine.

Wstęp

Perspektywną metodą pozyskania energii elektrycznej z ciepła odpadowego jest obieg Stirlinga. Silnik Stirlinga jest to silnik cieplny, który zamiast wewnętrznego spalania wykorzystuje ciepło zewnętrzne. Energia cieplna jest konwertowana w pracę mechaniczną, która następnie za pomocą generatora może być konwertowana w energię elektryczną. Silnik Stirlinga posiada długą i ciekawą historię oraz szerokie możliwości zastosowania do celów energetycznych. Został on wynaleziony i opatentowany w roku 1816 przez Roberta Stirlinga. Pierwsze znane zastosowanie miało miejsce w Szkocji w Ayrshire w roku 1818 do napędzania pompy wodnej.

Z powodu wad dostępnych ówczesnie materiałów silnik pracował jedynie dwa lata, po czym został zastąpiony przez silnik parowy. Przed pierwszą wojną światową silniki Stirlinga były wykorzystywane głównie w małych warsztatach oraz w pompach wodnych, gdyż do ich obsługi, w przeciwieństwie do silnika parowego, nie potrzebna była kwalifikacja inżynierskich.

W roku 1954 rozpoczęto badania nad wykorzystywaniem jako czynnika roboczego wodoru lub helu zamiast powietrza. W okresie kryzysu paliwowego w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku silnik przeżył renesans (wykorzystanie do napędu autobusów, okrętów podwodnych) – zainteresowanie odzyskiem ciepła spadło wraz ze spadkiem cen paliw płynnych. Jednym z przyszłościowych kierunków zastosowania silnika Stirlinga jest technologia odzysku ciepła odpadowego. W tym zakresie ciekawe są rozwiązania mikrokogeneracji dla gospodarstw domowych i małych firm. Silnik Stirlinga najczęściej jest łączony z generatorem. Pracujące w takim połączeniu silniki Stirlinga spotykane są w generatorach przenośnych i stacjonarnych, na statkach podwodnych a prowadzone są także badania nad ich wykorzystaniem w motoryzacji.

Podstawową zaletą silnika Stirlinga jest jego wysoka sprawność termiczna w porównaniu do innych maszyn cieplnych, sprawność teoretycznie może niewiele ustępować sprawności silnika idealnego pracującego w obiegu Carnota.

Podstawową wadą silnika Stirlinga jest jego duża masa, która wynika z dużych gabarytów wymienników ciepła.

Niekonwencjonalne metody odzysku ciepła w elektrowniach

W tabeli 1 przedstawiono wskaźniki pracy bloków energetycznych [1]. Straty energii w elektrowniach mogą być redukowane w niekonwencjonalnymi metodami, takimi jak:

- organiczny cykl Rankine'a (OCR) – wykorzystanie cieczy organicznych o niskich temperaturach wrzenia (niższych niż woda) . Pozwala na odzyskanie ciepła odpadowego ze źródeł niskotemperaturowych [2],
 - cykl Kaliny – podobny do OCR , ale wykorzystujący mieszaninę dwu lub więcej płynów (dopasowanie składu mieszaniny do zakresu temperatur) [3],
 - generatory termoelektryczne (TEG) półprzewodnik wykorzystujący efekt Seebecka . Materiały termoelektryczne, które generują prąd elektryczny, gdy występuje między nimi różnica temperatur [4]
 - CO₂ w stanie nadkrytycznym (Cykl Braytona), scCO₂ jako płyn roboczy w zamkniętym cyklu zasilania [5].
- Można tu również zaliczyć wykorzystanie silnika Stirlinga [6].

Badania własne

Grupa badawcza na Wydziale Górnicztwa i Geoinżynierii AGH (obecnie Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami) rozpoczęła prace nad wykorzystaniem silnika Stirlinga w energetyce zawodowej w 2011 roku [7]. Do badań wykorzystano silnik typu beta o mocy 50 kW, produkcji chińskiej Rayming [7]. Silnik został zabudowany w układzie oczyszczania spalin w CEZ EC Skawina (od 2024 r. ResInvest Energy Skawina S.A.).

Uzyskane wyniki pozwoliły na obliczenie ilości energii, którą można odzyskać za pomocą silnika Stirlinga. W tabeli 1. przedstawiono wskaźniki pracy bloku dla warunków nominalnych (bez poboru ciepła do instalacji usuwania CO₂) [8], które były podstawą do bilansu [9]. Cykl Stirlinga to wysoce zidealizowany cykl termodynamiczny, który składa się z dwóch procesów izotermicznych i dwóch procesów izochorycznych. Cykl jest odwracalny termodynamicznie.

Tabela 1. Wskaźniki pracy bloku dla warunków nominalnych bez poboru ciepła do instalacji usuwania CO₂

Wielkość	Jednostka	Wartość	
		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Strumień pary pierwotnej	kg/s	439	439
Moc elektryczna	MW	600	600
Strumień spalin	kg/s	594	850
Strumień ciepła doprowadzony do obiegu w kotle	MW	1 201	1 201
Sprawność obiegu	%	50,54	50,54
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej	%	47,06	43,78
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	7 211,8	7 211,8
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	7 649,4	8 223,2
Prędkość wylotowa z ostatniego stopnia turbiny	m/s	182,59	182,59
Temperatura spalin wylotowych z kotła	°C	120	180
Sprawność kotła	%	94,28	87,70

Obliczona sprawność silnika wyniosła 35%

Podsumowanie

Warto zauważyć, że w przeciwieństwie do silników Otto i Diesla, przestrzenie robocze w silnikach Stirlinga są jednorazowo, trwale wypełnione gazem i szczelnie zamknięte. Dzięki takiej konstrukcji nie ma w nich zaworów i łańcuchów rozrządu, a za sprawą zewnętrznego doprowadzania ciepła, jego źródła mogą być dowolne, tj. nie tylko stałe, ciekłe czy gazowe, ale również nieodnawialne (węgiel, ropa, gaz ziemny) i odnawialne, czy odpadowe (ciepło odpadowe). Przykładowo stosuje się energię słoneczną poprzez bezpośrednie napromieniowanie podgrzewaczy silnikowych, wypełnionych gazem roboczym (najefektywniej wodorem lub helem). Silniki Stirlinga wykazują wiele zalet w porównaniu z konwencjonalnymi urządzeniami [10]:

- czasookres międzyremontowy silników Stirlinga wynosi 5000-8000 godzin, dzięki czemu ich koszty eksploatacyjne są znacznie niższe od silników Otto i Diesla;
- emisje szkodliwych dla środowiska spalin są wielokrotnie niższe z palników silników Stirlinga w porównaniu do Otto i Diesla nawet tych, które stosują katalizatory.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Barbara Tora, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Łądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: tora@agh.edu.pl;

dr inż. Krzysztof Broda, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Łądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: broda @agh.edu.pl;

dr inż. Wiktor Filipek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Łądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: victor@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Stanisław Pietrzyk, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Metali Nieżelaznych, Katedra Fizykochemii i Metalurgii Metali Nieżelaznych, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pietstan@agh.edu.pl;

Literatura

- [1] Kotowicz J., Brzeczek M., Integracja Elektrowni Gazowo - Parowej Z Silnikami Stirlinga W Celu Wykorzystania Ciepła Odpadowego, Rynek Energii, 2018, nr 1,
- [1] Chmielniak T., Łukowicz H., Kochaniewicz A., Mronec M., Nadkrytyczne bloki węglowe, Kierunki poprawy sprawności i ograniczenia emisji CO₂, Energetyka, 2011, luty-marzec, str 84-89
- [2] Jura P., Banaś M., (red) Innowacje w odnawialnych źródłach energii Katowice, 2024 r
- [3] Kubule, A., Kramens, J., Bimbere, M., Pedisius, N.; Blumberga D. Trends for Stirling Engines in Households: A Systematic Literature Review. *Energies* **2024**, *17*, 383, <https://doi.org/10.3390/en17020383>
- [4] <https://www.agh.edu.pl/studenci/aktualnosci/detail/naukowcy-z-agh-stworzyli-przelomowe-moduly-termoelektryczne>, opublikowane 19/10/2022, dostęp 1.08.2025
- [5] Węclaw-Solny L., Czardybon A., Ściążko M, *Analiza komercyjnych technologiczne perspektywy wykorzystania wykorzystania ditlenku węgla*, Energetyka nr 1, 2014 s. 25-33
- [7] Stewarski E., i zespół, Opracowanie innowacyjnej technologii wytwarzania prądu elektrycznego z przemysłowych odpadów cieplnych, AGH WGIG 2014 r. prace statutowe
- [9] Furmanek, M., Kropiwnicki, J. Stirling engines – the state of technology development and computational models. *Combustion Engines*. 2022, 188(1) , 3-12. <https://doi.org/10.19206/CE-142027>
- [10] Robert E. Holtz, Kenneth L. Uherka, A Study of the Reliability of Stirling Engines for Distributed Receiver Systems, Contractor Report, Materials and Components Technology Division, Argonne National Laboratory, 1988

Badania zostały sfinansowane z dotacji na utrzymanie i rozwój potencjału badawczego AGH Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Polska

Wykorzystanie instalacji solarnej w domku letniskowym do odzysku i zagospodarowania ciepła odpadowego – studium przypadku z użyciem regulatora SolarComp 971SD1

Krótki opis. Celem opracowania była analiza pracy dwóch instalacji solarnych zastosowanych w budynkach letniskowych, wyposażonych w regulatory SolarComp 971SD1, w kontekście odzysku i zagospodarowania ciepła odpadowego. Instalacje zostały wykonane w ramach projektu „Ekopartnerzy na rzecz Słonecznej Energii Małopolski” i objęte ograniczeniami formalnymi – zarówno co do przeznaczenia (przygotowanie ciepłej wody użytkowej), jak i zakazu modyfikacji przez okres pięciu lat od zakończenia realizacji. W okresie letnim, ze względu na sezonowy charakter użytkowania budynków, szczególną uwagę poświęcono ryzyku przegrzewu instalacji przy braku odbioru ciepła. W okresie jesienno-zimowo-wiosennym zrealizowano rozwiązanie umożliwiające częściowy odzysk i zagospodarowanie ciepła odpadowego w sposób zgodny z ograniczeniami technicznymi i formalnymi projektu. Efekt może być przydatny także w innych obiektach o nieregularnym profilu eksploatacji.

Brief description. The aim of this study was to analyze the operation of two solar installations used in holiday buildings, equipped with SolarComp 971SD1 controllers, with a focus on the recovery and utilization of waste heat. The systems were implemented under the “Ekopartnerzy na rzecz Słonecznej Energii Małopolski” project and are subject to formal limitations — both regarding their intended use (domestic hot water preparation) and a five-year prohibition on any modifications after project completion. During the summer period, the seasonal nature of building use raised the issue of system overheating due to lack of heat consumption. In autumn, winter, and spring, a solution was implemented that allowed for partial recovery and utilization of waste heat, in full compliance with the technical and formal constraints of the project. This approach may also prove useful in other buildings with irregular operating profiles.

Słowa kluczowe: instalacja solarna, regulator SolarComp 971SD1, odzysk ciepła odpadowego, przegrzew, OZE.

Keywords: solar installation, SolarComp 971SD1 controller, waste heat recovery, overheating, renewable Energy.

Wstęp

W latach 2020–2021 Gmina Jodłownik uczestniczyła w projekcie „Ekopartnerzy na rzecz Słonecznej Energii Małopolski”, realizowanym w ramach RPO Województwa Małopolskiego 2014–2020. Projekt objął 31 gmin i miał na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii poprzez montaż kolektorów słonecznych, instalacji fotowoltaicznych oraz pomp ciepła w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej.

Za realizację instalacji solarnych odpowiadała firma **EcoTeam Sp. z o.o. Sp.k.**, działająca w konsorcjum z przedsiębiorstwami Sanito i Ekologika. Zakres działań obejmował wizje lokalne, opracowanie dokumentacji wykonawczej, montaż zestawów kolektorów oraz pełną obsługę serwisową. W Gminie Jodłownik prace zakończono do 30 listopada 2021 r., zgodnie z harmonogramem realizacyjnym projektu.

Instalacje solarne zostały wykonane według ujednoliconego standardu technicznego, określonego przez projekt, i przeznaczone były wyłącznie do przygotowania **ciepłej wody użytkowej (CWU)**. Warianty dopuszczały zastosowanie grzałki elektrycznej lub podłączenia do istniejącej instalacji centralnego ogrzewania – wyłącznie w celu **zabezpieczenia zasobnika przed wychłodzeniem** poza sezonem grzewczym. Przez pięć lat od zakończenia projektu (tj. do końca 2026 r.) instalacje te pozostają formalnie własnością gminy, a w tym czasie użytkownicy nie mogą wprowadzać żadnych zmian technicznych ani funkcjonalnych.

W ramach studium przypadku przeanalizowano działanie dwóch instalacji solarnych wyposażonych w regulatory **SolarComp 971SD1**, zainstalowanych w budynkach jednorodzinnych użytkowanych sezonowo. W pierwszej kolejności skupiono się na zagrożeniach związanych z nieregularną eksploatacją, w szczególności ryzykiem przegrzewu instalacji w okresach nieobecności użytkowników. Wdrożono **rozwiązanie zgodne z ograniczeniami technicznymi i formalnymi projektu**, polegające na wykorzystaniu standardowych funkcji regulatora do priorytetowego rozładunku ciepła i optymalizacji pracy pompy obiegowej.

W drugiej części studium **praktycznie zrealizowano możliwość zagospodarowania nadwyżek energii cieplnej**, bez naruszania struktury instalacji głównej. Doświadczenia zebrane w ramach tego przypadku pokazują, że nawet przy formalnych ograniczeniach projektowych możliwe jest uzyskanie bezpiecznego, stabilnego i bardziej efektywnego działania instalacji solarnej w budynkach użytkowanych niestandardowo.

Autorzy

dr inż. Wiktor Filipek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: victor@agh.edu.pl;

dr inż. Krzysztof Broda, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: broda @agh.edu.pl;

prof. dr hab. inż. Barbara Tora, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: tora@agh.edu.pl;

Literatura

Literatura:

- [1] Burchard-Dziubińska, M. (2020). *Zrównoważony rozwój energetyczny w Polsce – uwarunkowania, szanse, bariery*. Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego.
- [2] Lewandowski, W. M. (2017). *Proekologiczne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowe PWN.
- [3] Paska, J. (2021). *Odnawialne źródła energii – technologie, ekonomika, środowisko*. Oficyna Wydawnicza PW.
- [4] Dokumentacja techniczna regulatora SolarComp 971SD1, <https://compit.pl/produkty/regulatory-solarne/23-sterownik-ukladu-solarnego-z-pwm-solarcomp-971.html>
- [5] Regulamin projektu „Ekopartnerzy na rzecz Słonecznej Energii Małopolski”, <https://www.jodlownik.pl/files/regulamin.pdf>
- [6] Strona internetowa Gminy Jodłownik: <https://jodlownik.pl>
- [7] Strona Eco-Team Sp. z o.o. Sp.k. (wykonawca instalacji): <https://eco-team.pl>
- [8] Regionalny Program Operacyjny Województwa Małopolskiego 2014–2020: <https://www.rpo.malopolska.pl>

PODZIĘKOWANIA

Badania zostały sfinansowane z dotacji na utrzymanie i rozwój potencjału badawczego AGH Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Polska.

Możliwość odzysku ciepła z wybranych instalacji stosowanych w górnictwie podziemnym

Krótki opis. Eksploatacja złóż na dużych głębokościach często boryka się z temperaturą naturalną górotworu, która może przekraczać 30°C. Tym samym pompowane wody dołowe w punktach ich zrzutu na powierzchni mają temperaturę istotnie wyższą, niż wody gruntowe. Stwarza duże możliwości odzysku ciepła z tych wód z wykorzystaniem pomp ciepła. Innym źródłem odzysku ciepła mogą być instalacje klimatyzacji stosowane w wyrobiskach podziemnych, które mają zapewnić odpowiedni komfort pracy.

Brief description. Mining at great depths often challenges the natural temperature of the rock mass, which can exceed 30°C. Consequently, pumped underground water at its discharge point on the surface has a significantly higher temperature than groundwater. This creates significant opportunities for heat recovery from this water using heat pumps. Another source of heat recovery can be air conditioning systems used in underground workings, which are intended to ensure adequate work comfort.

Słowa kluczowe: górnictwo podziemne, odzysk ciepła, wody dołowe, klimatyzacja wyrobisk.

Keywords: underground mining, heat recovery, underground water, air conditioning of excavations.

Wstęp

Dzisiejsza eksploatacja wielu złóż surowców mineralnych wiąże się z koniecznością prowadzenia eksploatacji na coraz większych głębokościach, nierzadko przekraczających 1000 m. Prowadzenie wydobywania na tych głębokościach napotyka na szereg problemów, a jednym z nich jest naturalna temperatura skał. Wiąże się to z tzw. stopniem geotermalnym górotworu, który może osiągać wartość od kilkunastu do kilkudziesięciu metrów, nierzadko przekraczając nawet 100 m. Wartość stopnia geotermalnego pokazuje, co ile metrów wraz ze wzrostem głębokości temperatura naturalna górotworu wzrasta o 1°C. Wartość ta jest zmienna i zależy od lokalnych warunków górnictwo-geologicznych, ale jak pokazują dotychczasowe doświadczenia polskiego górnictwa, z temperaturą naturalną skał przekraczającą 30°C można się już spotkać na głębokościach 700-800 m.

Wody dołowe

Większość kopalń podziemnych boryka się z koniecznością odwadniania wyrobisk, co sprowadza się do zebrania wód dołowych w zbiornikach wodnych. Zbiornikom, które lokalizowane są w niewielkiej odległości od szybów, towarzyszą pompownie o odpowiednich wydajnościach. Ich zadaniem jest wyprowadzenie wód dołowych na powierzchnię, gdzie zrzucane są do odbiorników tych wód.

W przypadku wód pompowanych z dużych głębokości często ich temperatura (nieraz przekraczająca 30°C) jest istotnie wyższa od temperatury wód powierzchniowych, do których zrzucane są wody dołowe. Są to różnice wynoszące kilka, a nawet kilkanaście stopni. W miejscu zrzutu tych wód obserwuje się lokalną zmianę biocenozy na bardziej ciepłolubną.

Dzisiejsze technologie, głównie związane z pompami ciepła, pozwalają na efektywne odzyskanie ciepła z wód dołowych i wykorzystanie go do innych celów. W przypadku kopalń pompujących wody o podwyższonej temperaturze takim miejscem wykorzystania ciepła odzyskanego może być instalacja ciepłej wody użytkowej w łazienkach górniczych i pozostałych obiektach kopalnianych. W przypadku łazni górniczych odbiór ciepła jest zapewniony przez cały rok na mniej więcej tym samym poziomie, co pozwala na odpowiednie zaprojektowanie instalacji odzysku ciepła. W połączeniu z instalacją fotowoltaiczną zasilającą pompy ciepła układ taki jest niewątpliwie proekologiczny.

Klimatyzacja wyrobisk

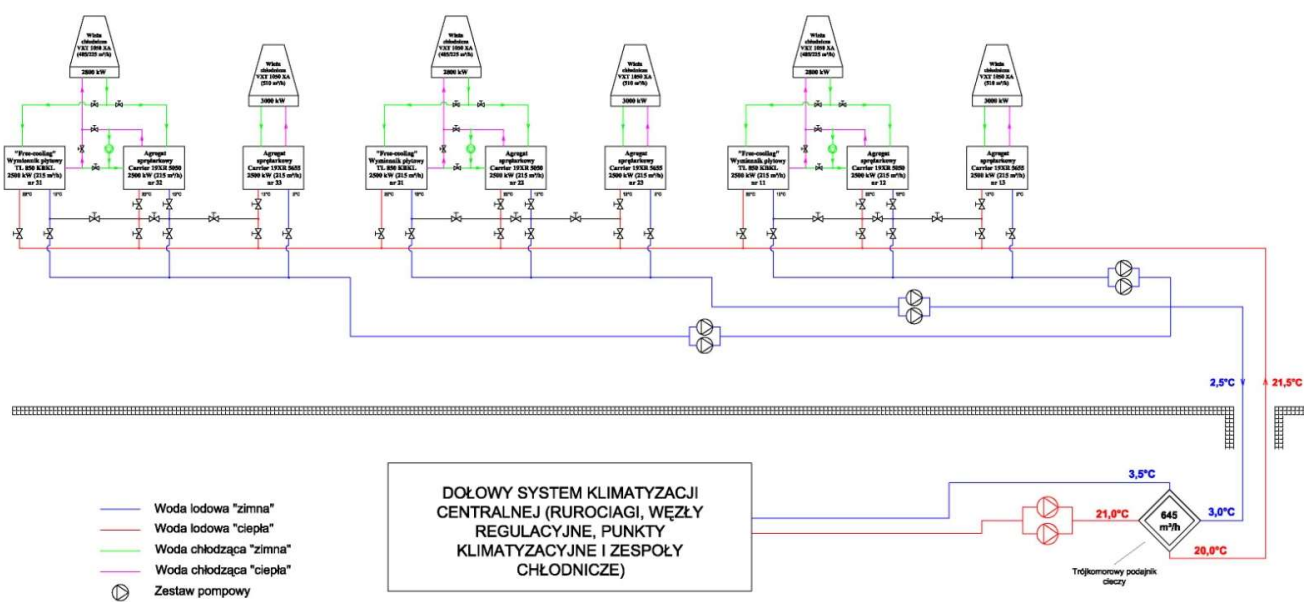
Konieczność zapewnienia parametrów środowiska pracy zgodnego z przepisami BHP w przypadku części kopalń wymusza zastosowanie przemysłowych systemów klimatyzacyjnych. Systemy te stosowane są wszędzie tam, gdzie temperatura w miejscu pracy przekracza 28°C. Schładzanie powietrza przez agregaty klimatyzacyjne sprowadza się do odbioru ciepła z tego powietrza i „wyrzuceniu” go poza strefę schładzaną, czyniąc z tego ciepła tzw. ciepło odpadowe. Przykładowy schemat ideowy dołowego systemu klimatyzacji dołowego systemu klimatyzacji pokazano na rys. 1.

Odzysk ciepła z urządzeń klimatyzacyjnych może być realizowany np. tylko na drodze wymiany ciepła. Temu celowi może służyć przeciuprądowy wymiennik ciepła. Przykładowy rozkład temperatury w wymienniku przedstawiono na rys. 2. Kierunek przepływu czynników w takim wymienniku jest przeciwny, co oznacza, że czynnik podgrzewający o temperaturze T_{1p} na wlocie do wymiennika poprzez przegrodę styka się z czynnikiem podgrzewanym o temperaturze T_{2k} na wylocie. Na wykresie przedstawiono schematycznie zmiany temperatur w zależności od wartości f stanowiącej bieżącą powierzchnię przegrody rozdzielającej czynniki, a obrazującą stadium wymiany ciepła. Wielkość A oznacza pole całej powierzchni przegrody, przez którą następuje wymiana ciepła. Ustalenie początkowej różnicy ΔT_p temperatury obu czynników opiera się na zasadzie: $\Delta T_p > \Delta T_k$. W równaniu przenikania ciepła

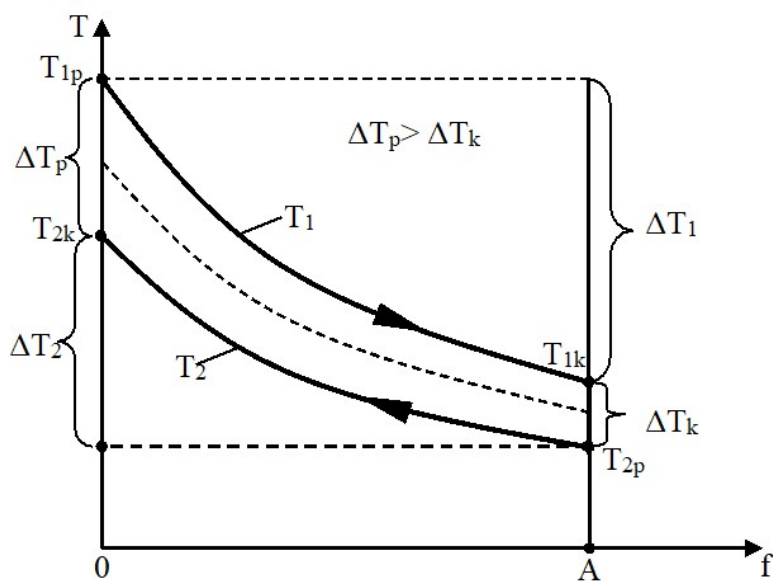
$$Q = k \cdot A \cdot \Delta T \quad (1)$$

gdzie: k – współczynnik przenikania ciepła, A – powierzchnia wymiany ciepła, ΔT – różnica temperatur

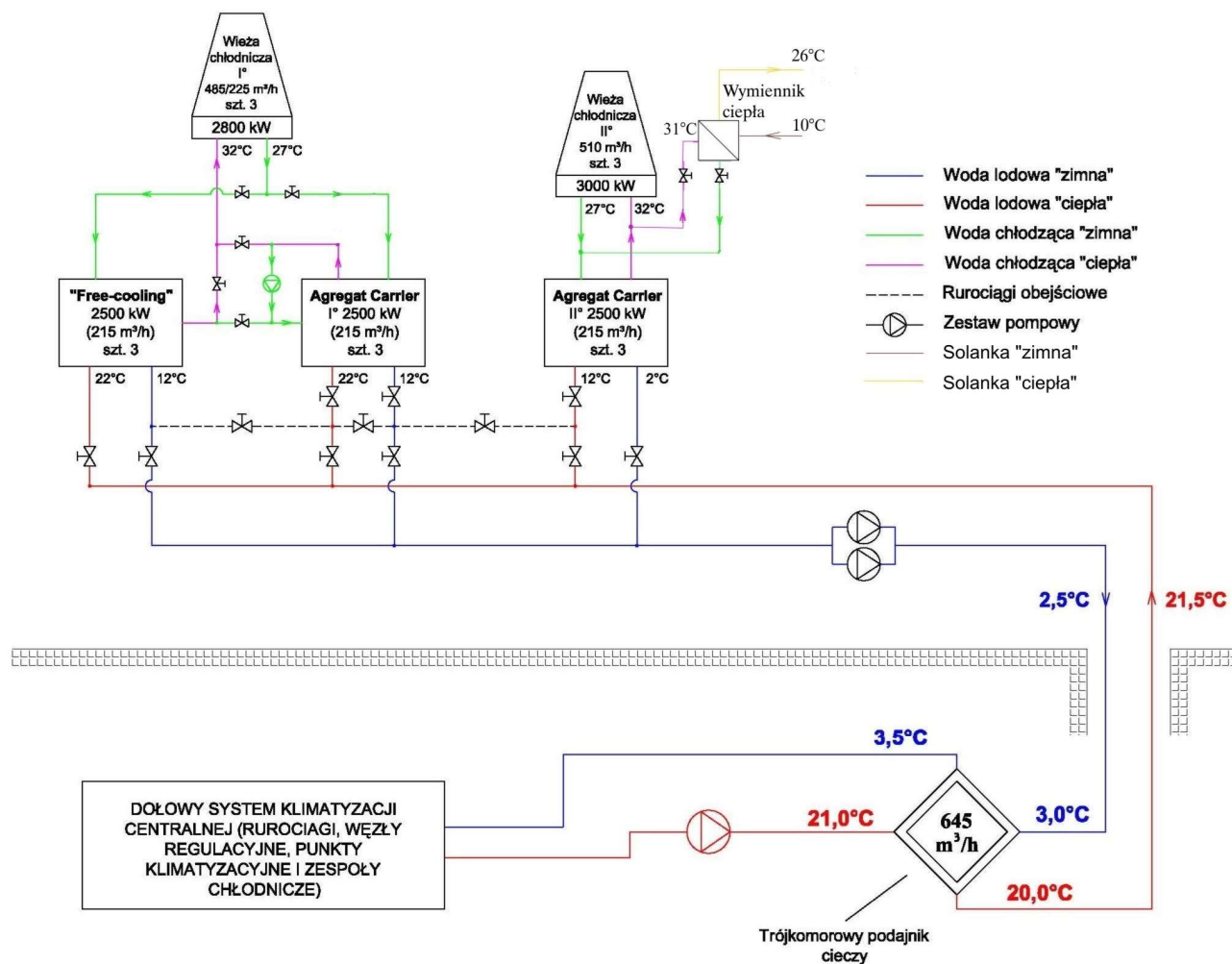
spadek temperatury ΔT stanowi niejako siłę napędową ruchu ciepła. Należy zauważyć, że na ogół spadek ten zmienia się wzdłuż drogi procesu, co widać na rys. 2.



Rysunek 1. Przykładowy schemat ideowy dołowego systemu klimatyzacji



Rysunek 2. Rozkład temperatury w wymienniku przeciwprądowym



Rysunek 3. Schemat zastosowania wymiennika ciepła w celu odzysku ciepła

Uwagi końcowe

Przedstawione propozycje zapewniają możliwość odbioru ciepła przez cały rok. Niesie to za sobą pewne niedogodności, ponieważ całoroczne stałe zapotrzebowanie na ciepło pojawia się w dość mocno ograniczonym zakresie. W przypadku kopalń niewątpliwie ciepło odzyskane można wykorzystać w instalacji ciepłej wody użytkowej. Ale już wykorzystane tego ciepła w systemach ogrzewania powoduje, że jest to zapotrzebowanie sezonowe, a do tego wymaga instalacji tzw. niskotemperaturowej.

Autorzy

dr hab. inż. Wacław Andrusikiewicz, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami, Katedra Inżynierii Górniczej i Bezpieczeństwa Pracy, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: andrus@agh.edu.pl;

dr inż. Michał Karch, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: karch@agh.edu.pl.

Literatura

- [1] <https://dziennikzachodni.pl/gigant-gorniczy-wykorzysta-cieplo-z-wod-dolowych-do-ogrzania-mieszkani-instalacje-powstana-w-trzech-kopalniach/ar/c1p2-27788755>, dostęp 14.08.2025
- [2] Andrusikiewicz W., Prace statutowe AGH. WILiGZ, 2025
- [3] Obracaj D., Sas S., Możliwości wykorzystania ciepła odpadowego dla ogrzewania powietrza wentylacyjnego w kopalniach podziemnych w: Nowoczesne technologie XXI w. Wydawnictwo Naukowe TYGIEL, 2019.

Badania zostały sfinansowane z dotacji na utrzymanie i rozwój potencjału badawczego AGH Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Polska

Układ trójgeneracyjny w kopalni węgla kamiennego - analiza parametrów pracy

Three-generation system in a coal mine - analysis of operating parameters

Krótki opis. Przedmiotem pracy jest układ trójgeneracyjny w czynnej kopalni węgla kamiennego w Polsce. Na przykładzie opisanej instalacji przedstawiono możliwości techniczne łączące działania ograniczające emisję metanu i korzyści ekonomiczne wynikające z zastosowania skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Przeanalizowano zmienność w czasie warunków pracy instalacji, w tym parametrów strumienia ujmowanej mieszanki powietrzno-metanowej oraz produkcji energii. Wyniki pokazują potencjał omawianych układów w kopalniach węgla kamiennego.

Brief description. This paper examines a trigeneration system in an active hard coal mine in Poland. Using the described installation as an example, it demonstrates the technical feasibility of combining methane emission reduction measures with the economic benefits of combined heat, power, and cooling. The time-variability of the system's operating conditions, including the parameters of the captured air-methane mixture and energy production, is analyzed. The results demonstrate the potential of these systems in hard coal mines.

Słowa kluczowe: emisja metanu, ograniczenie emisji, skojarzone wytwarzanie energii, trójgeneracja.

Keywords: methane emission, emission mitigation, combined production of energy, trigeneration.

Wstęp

Postępujące zmiany klimatyczne sprawiły, że problem emisji gazów cieplarnianych i możliwości ich redukcji stał się przedmiotem intensywnych badań i działań regulacyjnych. Choć największy udział w emisjach ma dwutlenek węgla, przez co to właśnie na nim koncentruje się większość polityk i celów klimatycznych, coraz większe znaczenie przypisuje się także metanowi. Około 60% emisji metanu ma charakter antropogeniczny, dlatego to właśnie w tym obszarze poszukuje się najbardziej efektywnych rozwiązań redukcyjnych. Sektor energetyczny odgrywa szczególną rolę w bilansie emisji gazów cieplarnianych, obejmując m.in. wydobywanie i przetwarzanie paliw kopalnych, ich konwersję w elektrowniach i rafineriach, a także transport, dystrybucję i końcowe wykorzystanie w energetyce stacjonarnej i transporcie. Eksploatacja ropy i gazu odpowiada za ok. 34% emisji metanu związanych z paliwami kopalnymi, natomiast udział węgla szacuje się na około 32%. W skali Europy emisje metanu pochodzące z energetyki są relatywnie niskie, jednak w Polsce ich wysoki poziom sprawia, że właśnie ten obszar jest kluczowy w działaniach redukcyjnych. Metan ujmowany w procesach odmetanowania, w zależności od składu i natężenia przepływu, może być wykorzystany na różne sposoby. Do najczęściej stosowanych metod należą: spalanie, przesyłanie do sieci gazowej, wykorzystanie jako źródło energii cieplnej lub elektrycznej, zastosowanie w przemyśle chemicznym. Z uwagi na trudne warunki geologiczno-górnictwa oraz ryzyko związane z metanem, polskie górnictwo stoi jednak przed poważnym wyzwaniem polegającym na jednoczesnym ograniczaniu emisji i zapewnianiu bezpieczeństwa wydobywania.

Metodyka

Przedmiotem niniejszego opracowania jest system pozyskiwania i zagospodarowania metanu w kopalni „Pniówek”, zlokalizowanej w rejonie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego na południu Polski. Analizie poddano funkcjonowanie układu trójgeneracyjnego, którego podstawę stanowił silnik gazowy zasilany metanem kopalnianym oraz chłodziarki absorpcyjne. Silniki generują zarówno energię elektryczną, jak i ciepło. Część chłodnicza systemu odpowiada natomiast za obniżanie temperatury powietrza wentylacyjnego w podziemnych wyrobiskach. Kluczowym elementem instalacji odmetanowania jest stacja, której rolą jest utrzymywanie podciśnienia w sieci rurociągów i transport ujętego gazu do urządzeń wykorzystujących metan. Układ energetyczno-chłodniczy funkcjonujący w kopalni „Pniówek” został wyposażony w system pomiarowy umożliwiający ocenę pracy instalacji trójgeneracyjnej – w tym rejestrowanie ilości pozyskanego gazu, zawartości metanu w mieszance oraz poziomu wytwarzanej energii elektrycznej. Dane zebrane w stacji odmetanowania posłużyły do przeprowadzenia analizy, której głównym celem było określenie zmienności strumienia ujętego metanu oraz wielkości produkcji energii.

Wnioski

Problem emisji metanu z kopalń od wielu lat stanowi przedmiot szczególnego zainteresowania. Ma on znaczenie nie tylko dla ochrony środowiska, ale również ze względu na potencjał energetyczny i wynikające z niego aspekty ekonomiczne. Kluczowe jest wdrażanie sprawdzonych praktyk górniczych we wszystkich krajach, co umożliwi skuteczne ograniczanie zagrożeń związanych z metanem, niezależnie od lokalnych warunków wydobywania. Jednym z przykładów efektywnego wykorzystania tego surowca jest zastosowanie układu trójgeneracyjnego, w którym metan z wyrobisk spalany jest w silnikach gazowych i wykorzystywany do jednoczesnej produkcji energii elektrycznej, cieplnej oraz chłodniczej. Takie rozwiązanie ogranicza ilość metanu uwalnianego do atmosfery, a jednocześnie zwiększa efektywność eksploatacji węgla w warunkach zagrożeń metanowych i klimatycznych. W artykule zaprezentowano wyniki badań wykonanych w jednej z polskich kopalń węgla kamiennego, wskazując na korzyści ekologiczne i ekonomiczne płynące z zastosowania układu trójgeneracyjnego.

Badania prowadzono w ramach działań statutowych AGH.

Autorzy

prof. dr hab. inż. Marek Borowski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami. Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: borowski@agh.edu.pl;

dr inż. Klaudia Zwołńska-Gładys, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami. Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: kzwolinska@agh.edu.pl;

dr inż. Rafał Łuczak, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami. Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: rluczak@agh.edu.pl;

dr inż. Piotr Życzkowski, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami. Katedra Inżynierii Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: piotr.zyczkowski@agh.edu.pl;

mgr inż. Marcin Płoneczka, Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. KWK Pniówek, ul. Krucza 18 Pawłowice Śląskie; e-mail: mploneczka@pniówek.jsww.pl

Wykonalność i funkcjonalność grawitacyjnych magazynów energii w opuszczonych kopalniach

Krótki opis. Celem magazynowania energii jest integracja odnawialnych źródeł energii, zapewnienie stabilności sieci energetycznej i optymalizacja kosztów energii. Rodzaje magazynów energii: baterie, elektrownie szczytowo-pompowe, magazyny ciepła, magazyny wodorowe. W artykule przedstawiono wykonalność i funkcjonalność praktyczną grawitacyjnych magazynów energii w opuszczanych kopalniach podziemnych

Brief description. The purpose of energy storage is to integrate renewable energy sources, ensure grid stability, and optimize energy costs. Types of energy storage include batteries, pumped-storage power plants, thermal storage, and hydrogen storage. This article presents the feasibility and practicality of gravity-based energy storage in abandoned underground mines.

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, opuszczone kopalnie, szyby kopalniane, grawitacyjne magazyny energii.

Keywords: Energy storing, abandoned mines, mine shafts, gravity Energy storages.

Wprowadzenie

Rozwój pogodowo- zależnych źródeł energii jest podstawową przyczyną zapotrzebowania na magazynowanie tej energii ze względu na różnice podaży i popytu w czasie. Jedynym stosowanym w przeszłości sposobem magazynowania energii wykorzystywanym do stabilizowania sieci elektroenergetycznych w postaci gwarantowanego obciążenia lub dodatkowego źródła były elektrownie szczytowo-pompowe[1], [2].

Jako krótkotrwałe, awaryjne źródła zasilania stosowano rzadko magazyny sprężonego gazu w wyrobiskach opuszczonych kopalń soli lub celowo wykonane w utworach solnych kawerny magazynowe. W razie potrzeby sprężony gaz napędzał silnik napędzający generator elektryczny. Pod koniec lat 60-tych XX wieku pojawiła się w Wielkiej Brytanii koncepcja przekształcenia opuszczonej kopalni węgla na elektrownię szczytowo-pompową. Choć pomysł porzucono to należy uznać, że było to pierwsza idea wykorzystania energii potencjalnej wynikającej z głębokości kopalni do magazynowania energii elektrycznej.

W Polsce w 1997 pojawiła się inicjatywa przekształcenia w podziemną elektrownię szczytowo-pompową kończącej wydobycie kopalni Pstrowski, jednak nie uzyskała aprobaty. Polityka odchodzenia od górnictwa węglowego i zamykanie podziemnych kopalń węgla kamiennego spowodowały, że zasadnym stało się pytanie: co zrobić z opuszczonymi czyli nie prowadzącymi już wydobycia podziemnymi kopalniami. Pytanie związane było z możliwością uzyskania innych korzyści z opuszczanych w postaci uniknięcia znacznych kosztów likwidacji kopalni, zachowania miejsc pracy wymagających specyficznych, górniczych umiejętności zawodowych oraz uzyskanie nowych funkcji systemu technicznego kopalni, w tym magazynowanie energii[3], [4]. Różnica poziomów pomiędzy powierzchnią terenu, a podziemnymi jej wyrobiskami sprzyja rozważaniom wykorzystania takich opuszczonych kopalń sprzyja koncepcjom wykorzystania energii potencjalnej do magazynowania energii elektrycznej. Oprócz idei wodnych elektrowni szczytowo-pompowych w kopalniach podziemnych od kilkunastu lat zgłaszane są pomysły innych grawitacyjnych magazynów energii do zastosowania w opuszczonych kopalniach, a w tym magazyny z obciążnikami stałymi (pojedynczymi o dużej masie lub wielociężarowe czy łańcuchowe) [5]. Pokazano także demonstrator technologii w postaci ciągłego analogu koła czerpakowego postaci pojemników na wodę zawieszonych na linie zamkniętej. W praktyce światowej dopiero w jesieni 2023 uruchomiono w Chinach pierwszy komercyjny powierzchniowy magazyn energii, a grawitacyjnych magazynów energii w kopalniach podziemnych dotąd nie uruchomiono. Pomimo, że istnieje wiele publikacji o wykorzystaniu opuszczonych kopalń jako grawitacyjne magazyny energii to poziom gotowości technologicznej proponowanych rozwiązań nie przekracza poziomu laboratoryjnej oceny technologii[6] [7][8].

Podsumowanie

W referacie podjęto próbę odpowiedzi na pytania o wykonalność praktyczną i funkcjonalność praktyczną grawitacyjnych magazynów energii w opuszczanych kopalniach podziemnych. Przeprowadzono analizę uwarunkowań i ograniczeń dla różnych typów grawitacyjnych magazynów energii planowanych w opuszczanych kopalniach podziemnych, które wyjaśniają powody dla których nie rozwój takich idei nie przekroczył dzisiaj poziomu badań technologicznych. Przedstawiane w dostępnych publikacjach koncepcje nie uwzględniają przeważnie specyficznych warunków i ograniczeń systemu technicznego kopalni podziemnej, co wpływa na skalowalność i użyteczność takich rozwiązań.

Autor

dr inż. Jacek Korsi, Instytut Techniki Górniczej KOMAG, Kierownik Zakładu Infrastruktury Przemysłowej, ul. Pszczyńska 3744-101 Gliwice, e-mail: jkorsi@komag.edu

Literatura

- [1] Magazynowanie energii elektrycznej, Raport URE, Warszawa, zczerwiec 2024, dostępne www.ure.gov.pl 15 sierpnia 2025
- [2] Kalbarczyk A., Zalewska A., Marzantowicz M., Nowagiel M., Kalbarczyk M., Praktyczne aspekty magazynowania energii, Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN, DOI 10.33223/zn/2023/15, s.181-196
- [3] Hylla P., Figiel A., Deja P., Skóra M., Hybrydowe obiektowe magazyny energii, KOMEKO 2025, <https://doi.org/10.32056/KOMAG/KOMEKO2025>
- [4] *Śląski System Magazynowania Energii*, koordynator ITG Komag <https://ssme.komag.eu/program/>, dostęp 15 sierpnia 2025
- [5] Prostański D., Systemowe magazyny energii na terenach pogórnich jako element realizacji polityki energetycznej kraju, SEP2023 <https://szkolaeksploatacji.pl/sesja/system-magazynowania-energii-szansa-nowoczesnego-gornictwa-2/>, dostęp 15 sierpnia 2025
- [6] Project 101112380 — HESS, Hybrydowy system magazynowania energii wykorzystujący infrastrukturę pogórnich, <https://www.itpe.pl/en/hess/>, Koordynator: Instytut Technologii Paliw i Energii, partnerzy: Instytut Techniki Górniczej KOMAG – Politechnika Śląska, VSB - Technical University of Ostrava, Czechy, Premogovnik Velenje, d.d. – SI – Slovenia
- [7] Korsi J., Rak Z., Magazynowanie energii w szybach kopalnianych – grawitacyjny magazyn z ciągnem łańcuchowym, KOMTECH 2024, <https://doi.org/10.32056/KOMAG/KOMTECH2024.8>
- [8] Tobór-Osadnik K., Jacek Korsi J., Gajdzik B., Wolniak R., Grebski W, Gravity Energy Storage and Its Feasibility in the Context of Sustainable Energy Management with an Example of the Possibilities of Mine Shafts in Poland Energies 2025, 18(13), 3374; <https://doi.org/10.3390/en18133374>

Badania zostały sfinansowane w ramach prac Instytutu Techniki Górniczej Komag

12. Informatyka wspiera transformację energetyczną



Wydział Informatyki

Dziekan: Prof. dr hab. inż. **Marek Kisiel-Dorohinicki**

Komitet Sterujący: dr **Sławomir Kopeć**

Komitet Organizacyjny: dr inż. **Katarzyna Faryj**

Chairman: dr **Krzysztof Heller**

Polski sektor energetyczny przechodzi trudną transformację, której celem jest połączenie idei zrównoważonego rozwoju, zapewnienie niskich cen oraz bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię. Jednym z kluczowych aspektów skutecznej transformacji jest zrozumienie roli danych i ich przetwarzania przy pomocy narzędzi informatycznych. W systemach energetycznych dostępne są duże ilości cennych danych. Ich potencjał nie jest w pełni wykorzystywany. Inteligentny system energetyczny przyszłości może być efektywniej obsługiwany i projektowany dzięki holistycznemu podejściu, które uwzględni wiele wektorów energii (elektryczność, gaz, ciepło).

Narzędzia informatyczne odgrywają kluczową rolę w transformacji energetycznej, zwłaszcza w kontekście rozwijającej się energetyki rozproszonej. Umożliwiają one efektywne zarządzanie rozproszonymi źródłami energii, takimi jak instalacje fotowoltaiczne, wiatraki czy magazyny energii, poprzez monitorowanie, optymalizację i dystrybucję produkcji oraz zużycia energii w czasie rzeczywistym. Technologie, takie jak systemy zarządzania energią (EMS), Internet Rzeczy (IoT), analityka danych i sztuczna inteligencja, pozwalają na tworzenie inteligentnych sieci energetycznych (*smart grids*), które integrują różnorodne źródła i konsumentów energii, zwiększając stabilność systemu i obniżając koszty. Dzięki temu narzędzia informatyczne przyczyniają się do lepszego wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wspierają przejście na bardziej zrównoważony i zdecentralizowany model energetyczny.

W ramach niniejszej sesji prezentujemy różne aspekty zastosowań rozwiązań informatycznych. W ramach cyfryzacji sektora energetycznego skupiamy się na przestrzeniach danych. Przestrzenie danych energetycznych są jednym z kluczowych filarów niedawno opublikowanego "Planu działania na rzecz cyfryzacji energii" wydanego przez Komisję Europejską (KE) jesienią 2022 r., a także niedawno uchwalonej nowej europejskiej ustawy o danych. Wspólna europejska przestrzeń danych energetycznych ma na celu wzmocnienie interoperacyjności między różnymi systemami i umożliwienie wejścia na rynek bardziej innowacyjnych usług.

Kolejne dwa wystąpienia dotyczą predykcji produkcji energii oraz cen energii z wykorzystaniem narzędzi sztucznej inteligencji. Zastosowania sztucznej inteligencji w sektorze energii są coraz częściej spotykane i przechodzą z obszaru prac badawczo-rozwojowych do zastosowań praktycznych w rzeczywistych instalacjach.

Następny referat ilustruje wykorzystanie narzędzi informatycznych w procesie wdrożenia Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii. Prace te zostały zrealizowane w ramach projektu finansowanego z programu LIFE-IP EKOMAŁOPOLSKA we współpracy m.in. z Urzędem Marszałkowskim Województwa Małopolskiego i innymi jednostkami samorządowymi.

Informacja to coś więcej niż surowe dane, informacje to dane, które zostały zorganizowane i skontekstualizowane, aby nadać im sens. Ponadto odbiorcy informacji muszą mieć zaufanie do jakości i prawdziwości danych. Dlatego jako ostatnie wystąpienie w tej sesji prezentujemy wyniki badań dotyczących kluczowych aspektów społecznych uwarunkowań transformacji energetycznej, takich jak zaufanie, wiedza i akceptacja.

dr Krzysztof Heller

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Przestrzenie danych (*data space*) w energetyce ze szczególnym uwzględnieniem energetyki rozproszonej

Słowa kluczowe: przestrzenie danych, bezpieczeństwo danych, architektura systemów informatycznych, energetyka rozproszona

Abstrakt: Transformacja energetyczna w Europie wymaga nie tylko inwestycji w infrastrukturę fizyczną, ale przede wszystkim efektywnego zarządzania informacją. Współdzielenie danych, interoperacyjność systemów i ich bezpieczna integracja są możliwe tylko dzięki zastosowaniu wspólnych standardów wymiany danych. Artykuł omawia znaczenie standardów danych w energetyce, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki rozproszonej, a także główne modele ich wdrażania oraz przykłady referencyjnych architektur wspierających ich stosowanie.

Cyfryzacja sektora energetycznego

Transformacja energetyczna (TE) – obejmująca takie zjawiska jak masowe wdrażanie źródeł odnawialnych, rozwój sieci inteligentnych czy rozwój prosumeryzmu i lokalnych rynków elastyczności – generuje ogromne ilości danych, które muszą być przetwarzane, udostępniane i analizowane w czasie rzeczywistym. Brak wspólnych standardów utrudnia wymianę danych i prowadzi do powstawania silosów danych oraz fragmentacji rynku, co skutkuje ograniczeniem jego potencjału innowacyjnego. Cyfryzacja umożliwia zbieranie, analizowanie i zarządzanie danymi dotyczącymi zużycia energii, co pozwala na lepsze zrozumienie lokalnych potrzeb. Dzięki temu społeczności mogą dostosowywać produkcję energii do rzeczywistego zapotrzebowania. Ponadto, w powiązaniu z inteligentnymi sieciami (*smart grids*), cyfryzacja pozwala zarządcom i użytkownikom sieci na bardziej efektywne zarządzanie przepływem energii oraz umożliwia automatyczne monitorowanie i optymalizację procesów, co prowadzi do oszczędności dla wszystkich uczestników rynku energetycznego i zwiększenia efektywności energetycznej. Skala tych oszczędności silnie zależy od punktu wyjścia (poziomu odniesienia) oraz konkretnych przypadków, szacuje się jednak że może wynosić nawet do 20%.

Cyfryzacja sprzyja decentralizacji produkcji energii i ułatwia integrację OZE (takich jak panele słoneczne czy turbiny wiatrowe) z lokalnymi sieciami energetycznymi, a także stwarza możliwości do innowacji technologicznych i rozwijania nowych modeli biznesowych w sektorze energii.

Dzięki cyfryzacji społeczności mogą korzystać z platform edukacyjnych i aplikacji, które zwiększają świadomość mieszkańców na temat efektywności energetycznej oraz źródeł odnawialnych. Taka edukacja może prowadzić do lepszej mobilizacji społecznej na rzecz zrównoważonego rozwoju.

Cyfryzacja może także wspierać większe uczestnictwo obywatelskie w procesie podejmowania decyzji dotyczących energii. Dzięki platformom cyfrowym mieszkańcy mogą łatwiej angażować się w dyskusje, wyrażać swoje opinie oraz brać udział w kształtowaniu lokalnych polityk energetycznych.

Podsumowując, cyfryzacja ma fundamentalne znaczenie dla całego systemu energetycznego, ale jest szczególnie istotna dla lokalnych społeczności energetycznych, umożliwiając im lepsze zarządzanie zasobami, rozwijanie zrównoważonych rozwiązań energetycznych oraz zwiększenie niezależności energetycznej.

Przestrzenie danych

Przestrzeń danych to ramy wspierające udostępnianie danych w ekosystemie danych. Zapewnia uczestnikom jasną strukturę udostępniania, wymiany i współpracy nad zasobami danych w sposób zgodny z odpowiednimi przepisami prawa i regulacjami oraz zapewnia sprawiedliwe traktowanie wszystkich zaangażowanych stron.

Przestrzenie danych są niezbędne dla lokalnych społeczności energetycznych. Dzięki odpowiednim technologiom i podejściu do zarządzania danymi, lokalne społeczności mogą zyskać większą autonomię energetyczną i w swojej skali realizować cele związane z TE. W miarę postępowania cyfryzacji w TE rośnie znaczenie danych.

Koncepcja „przestrzeni danych” została zaproponowana w dokumencie *The European Strategy for Data* (2020)¹. Celem strategii jest ochrona danych generowanych przez obywateli i przedsiębiorstwa UE, a jednocześnie zapewnienie ich dostępności do innowacyjnego wykorzystania – np. w TE i realizacji Zielonego Ładu.

Przestrzeń danych to ramy współdzielenia danych w ekosystemie, w których uczestnicy zgadzają się na wspólne zasady dotyczące bezpieczeństwa, zgodności z regulacjami prawnymi oraz sprawiedliwego wynagradzania za udostępnianie danych. Przestrzenie danych wspierają bezpieczne udostępnianie danych komercyjnych, z zastosowaniem automatycznych kontroli legalności i wynagrodzenia. W przestrzeniach danych mamy do czynienia z następującymi aspektami ich funkcjonowania:

- biznesowym – modele biznesowe i role uczestników rynku,
- prawnym – aspekty organizacyjne, umowy i zgodność z przepisami,
- operacyjnym – przypadki użycia, procesy i działania operacyjne,
- funkcjonalnym – komponenty techniczne i standardy danych,
- technologicznym – standardy, narzędzia i oprogramowanie zapewniające interoperacyjność.

Ponieważ w ramach przestrzeni danych są przechowywane i wymieniane dane mające istotny wpływ na funkcjonowanie infrastruktury i uczestników rynku, niezbędne jest uregulowanie zagadnień bezpieczeństwa i spójności danych. Kluczowe cechy przestrzeni danych związane z tymi zagadnieniami to:

- bezpieczeństwo i prywatność – ochrona danych wymienianych w ekosystemie,
- jakość i integralność danych – walidacja, oczyszczanie, spójność danych,
- zarządzanie i polityka – struktura zarządzania, polityki udostępniania i dostępności danych.

Role w przestrzeni danych (model IDSA)

W ramach przestrzeni danych współpracuje ze sobą wiele podmiotów. Pełnią one różne role. Model rol opracowany przez IDSA (*International Data Spaces Association*, Międzynarodowe Stowarzyszenie Przestrzeni Danych, jest organizacją non-profit skupiającą się na ustanawianiu i promowaniu standardów dla przestrzeni danych - zaufanych środowisk, w których organizacje mogą udostępniać dane, zachowując pełną kontrolę nad ich wykorzystaniem); jest wykorzystywany także w GAIA-X (GAIA-X to pan-europejski projekt rozwoju federacji dostawców infrastruktury i usług w zakresie wymiany danych cyfrowych). Model ten wyróżnia cztery kategorie ról w przestrzeni danych pełnione przez podmioty publiczne lub prywatne:

1. Główni uczestnicy:

- właściciel danych – kontroluje dane, ustala zasady i model płatności,
- dostawca danych – technicznie udostępnia dane zgodnie z architekturą IDS-RAM,
- odbiorca danych – pośrednio przetwarza dane (np. broker ubezpieczeniowy),
- użytkownik danych – korzysta z danych zgodnie z udzielonymi prawami.

2. Pośrednicy:

- broker danych – udostępnia metadane, nie uczestniczy w wymianie danych,
- izba rozliczeniowa – obsługuje transakcje danych,
- biuro ds. tożsamości – zarządza tożsamościami uczestników.

3. Dostawcy technologii – oferują oprogramowanie, interfejsy i protokoły wymiany danych.

4. Organy zarządzające – jednostki certyfikujące i organizacje normalizacyjne, zapewniające zgodność z wymaganiami i standardami.

Model IDSA zapewnia zaufanie, bezpieczeństwo i interoperacyjność w federacyjnych przestrzeniach danych.

Przestrzenie danych w energetyce

Dane w energetyce mają wiele zastosowań. Narzędzia do analizy danych pomagają w identyfikacji wzorców i trendów, co może prowadzić do lepszej efektywności energetycznej. Wizualizacja danych w formie wykresów, map i dashboardów ułatwia również podejmowanie decyzji i może wspierać monitoring działania systemów energetycznych. Z kolei analiza danych historycznych może służyć do prognozowania obciążenia. Dzięki dostępności tych danych możliwe jest zarządzanie energią polegające na optymalizacji produkcji i dystrybucji energii w czasie rzeczywistym, a także monitorowanie stanu urządzeń, wykrywanie awarii i predykcje utrzymania ruchu, co zwiększa efektywność operacyjną. Ponadto dane te mogą być wykorzystane do planowania i wdrażania rozwiązań opartych na odnawialnych źródłach energii co efektywnie przyczynia się do zmniejszania emisji CO₂.

Przestrzenie danych odnoszą się do strukturalnych i organizacyjnych aspektów zarządzania danymi w sektorze energetycznym. Obejmują różne systemy, platformy, narzędzia i rozwiązania technologiczne, które umożliwiają zbieranie, przechowywanie, przetwarzanie i analizowanie danych związanych z produkcją, przesyłem i konsumpcją energii.

Komponentami tego ekosystemu są:

- infrastruktura AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), którą tworzą: inteligentne liczniki, czujniki i urządzenia IoT (*Internet of Things* - sieć połączonych urządzeń, które mogą komunikować się ze sobą i wymieniać dane przez Internet), systemy SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) zbierające dane z elementów infrastruktury energetycznej; a także dane pochodzące ze źródeł spoza sieci, takie jak np. dane meteorologiczne, kluczowe do przewidywania produkcji energii ze źródeł OZE;
- infrastruktura danych, w tym: chmury obliczeniowe, bazy danych, platformy analityczne do analizy dużych ilości danych.

Przestrzenie danych w energetyce muszą zapewnić bezpieczeństwo i prywatność danych oraz interoperacyjność. W kontekście energetyki rozproszonej, w której dane są generowane przez wiele rozproszonych źródeł (prosumentów, magazyny energii, mikrosieci, urządzenia IoT), kwestia wiarygodności i bezpieczeństwa informacji staje się kluczowa. Dane muszą być wiarygodne, nienaruszalne oraz dostępne w czasie rzeczywistym dla właściwych uczestników rynku.

Podstawowe wyzwania z tym związane to:

- identyfikowalność źródła danych – odbiorca ma pewność, że dane pochodzą z autoryzowanego urządzenia/systemu,
- integralność danych – ochrona przed nieautoryzowaną zmianą w trakcie transmisji i przechowywania,
- zarządzanie tożsamością i dostępem (IAM) – mechanizmy autoryzacji, uwierzytelniania i kontroli uprawnień,
- zgodność z RODO i *Data Act* – respektowanie praw właścicieli danych i przejrzystość w zakresie ich przetwarzania,
- cyberbezpieczeństwo – ochrona przed atakami hakerskimi, złośliwym oprogramowaniem czy manipulacją danymi.

Standardy wymiany danych i architektura referencyjna dla *Energy Data Spaces*

Standaryzacja dotycząca zagadnień danych w energetyce obejmuje wiele wprowadzonych i powszechnie używanych standardów danych. Najważniejsze z nich to:

- CIM (*Common Information Model*): model danych do reprezentacji struktury sieci, pomiarów, stanów pracy,
- SGAM (*Smart Grid Architecture Model*): ramy interoperacyjności obejmujące warstwy komponentów, komunikacji, informacji, funkcji i biznesu,
- EDIEL/ENTSO-E:: standardy wymiany danych rynkowych i systemowych w Europie,
- OpenADR, IEEE 2030.5, Green BuOon: standardy dla elastyczności popytu i danych konsumenckich.

Cyfryzacja europejskich systemów energetycznych wprowadza nowe wyzwania w zakresie danych ze względu na krytyczne kwestie związane z interoperacyjnością podstawowych platform cyfrowych.

Wyzwania te są kluczowe we wdrażaniu przestrzeni danych energetycznych i w konsekwencji są rozwiązywane przez architektury referencyjne, zdefiniowane jako model budowania struktur które wykazują znane podobieństwa. Warto jednak zauważyć, że zmiany regulacyjne i prawne umożliwiają zdrową konkurencję i dążenie do innowacji między technologiami przestrzeni danych. Ogólnie rzecz biorąc, kluczowe znaczenie ma zatem zapewnienie minimalnego dostosowania i interoperacyjności architektury referencyjnej.

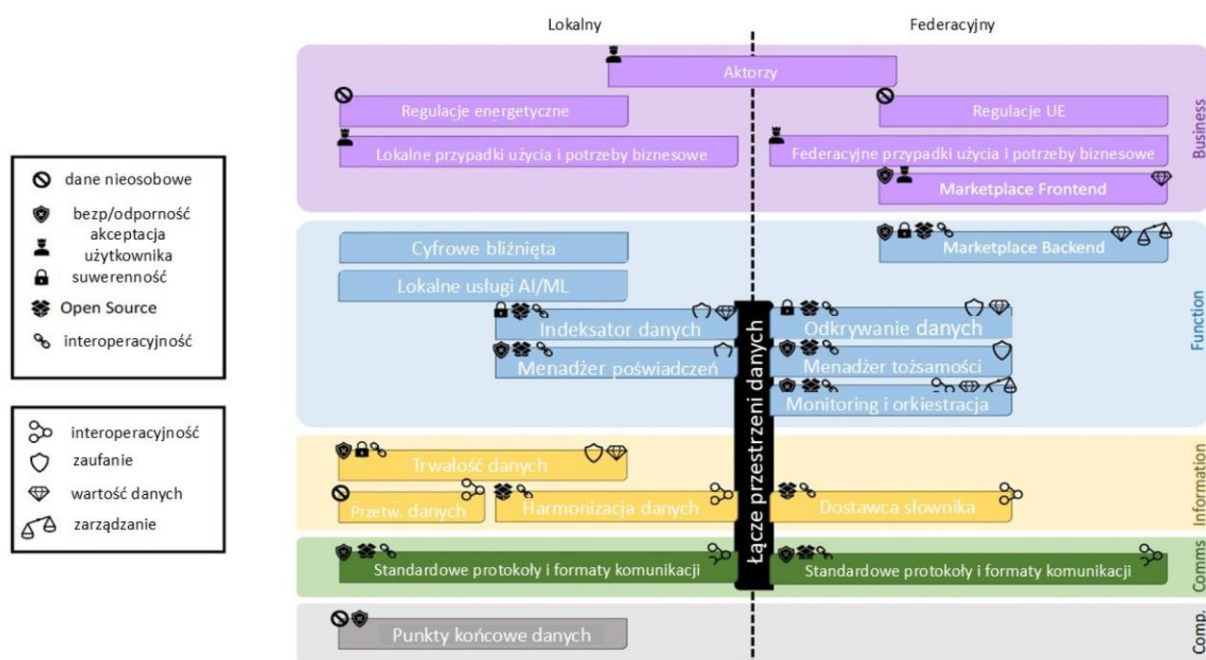
W energetyce główną rolę odgrywają dwie architektury wspierające standaryzację zarządzania danymi energetycznymi. Mają one szczególne znaczenie dla energetyki rozproszonej.

- GAIA-X gaia-x.eu: europejska inicjatywa na rzecz suwerennych przestrzeni danych, oparta na komponentach federacyjnych.
- DERA 3.0 (*Data Exchange Reference Architecture*): architektura BRIDGE oparta na SGAM, uwzględniająca lokalne i federacyjne przestrzenie danych, zgodna z Zharmonizowanym Modelem Roli Rynku Energii Elektrycznej (HEMRM).

Inicjatywa BRIDGE składa się z czterech stałych grup roboczych (ds. zarządzania danymi, modelu biznesowego, regulacji i zaangażowania klientów), których zadaniem jest przygotowywanie raportów i formułowanie zaleceń dla Komisji Europejskiej na różne tematy związane z przyszłością sektora energetycznego. Grupa robocza ds. zarządzania danymi zajmuje się różnymi aspektami związanymi z danymi, od technicznych środków wymiany i przetwarzania danych między zainteresowanymi stronami, po formułowanie zasad wymiany danych. Skupiła się ona na dalszym ulepszaniu architektury referencyjnej wymiany danych (DERA). Architektura zaczyna się od modelu architektury inteligentnych sieci (SGAM) i powiązanych wymian danych CIM (obejmuje zintegrowane zastosowanie komputerów we wszystkich związanych z produkcją obszarach działania przedsiębiorstwa) w celu zintegrowania przestrzeni danych w warstwach interoperacyjności: komponentowej, komunikacyjnej, informacyjnej, funkcjonalnej i biznesowej. Architektura DERA 3.0 została przedstawiona na Rys. 1. Ważnym aspektem modelu jest rozróżnienie między „lokalną przestrzenią danych” a „sfederowaną przestrzenią danych”, przy jednoczesnym podkreśleniu bloków konstrukcyjnych w różnych warstwach interoperacyjności dla każdej konfiguracji. Architektura BRIDGE oferuje łatwe opcje implementacji, w szczególności w sektorze energii elektrycznej.

W zakresie modeli zarządzania danymi w Europie w różnych państwach europejskich przyjęto różne rozwiązania.

- Model zdecentralizowany: dane pozostają u właścicieli (np. DSO, sprzedawca, agregator); stosowany m.in. w Niemczech i Austrii.
- Model scentralizowany: dane trafiają do centralnego *data hub* (np. Finlandia, Estonia).
- Model hybrydowy: łączy podejście lokalne i centralne (np. Hiszpania, platforma DataDis).



Rys. 1. Architektura DERA 3.0

Zdaniem autorów artykułu, najbardziej odpowiednim modelem zarządzania danymi dla Polski jest wariant hybrydowy. Wynika to z dużej pod względem liczby odbiorców i źródeł energii skali kraju, liczby uczestników rynku elektroenergetycznego i ciepłowniczego oraz potrzeby ich integracji w ramach jednej przestrzeni danych (*data space*). Połączenie tych dwóch obszarów energetyki pozwoli osiągnąć istotny efekt synergii, szczególnie w kontekście dekarbonizacji i rozwoju lokalnych rynków energii.

Jednocześnie Polska musi być przygotowana na integrację przestrzeni danych z systemem CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii - system teleinformatyczny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu), który opiera się na modelu scentralizowanym. Kombinacja przestrzeni danych z CSIRE może stworzyć potężne narzędzie do zarządzania rynkiem energii w czasie rzeczywistym, łącząc elastyczność systemu rozproszonego z siłą i spójnością systemu centralnego.

Wyzwania i kierunki rozwoju

Przestrzeń danych znajdują się obecnie w fazie bardzo szybkiego rozwoju. Osiągnięto już wiele w zakresie zdefiniowania ich architektury i wzajemnych powiązań oraz ustandaryzowano architekturę oraz zasady wymiany danych. Nadal jednak nie udało się osiągnąć harmonizacji modeli danych i standardów w Unii Europejskiej (UE), co jest niezbędne do sprawnego funkcjonowania procesu wymiany danych między uczestnikami rynku energetycznego. Podobnie jeżeli chodzi o rozwój wspólnych API (*Application Programming Interface* - interfejs programowania aplikacji, który jest integralną częścią systemu operacyjnego i pozwala na interakcję programów z jego zasobami) i rejestrów uczestników rynku. Kluczowe jest stworzenie przestrzeni danych, która umożliwi uczestnikom rynku wzajemne udostępnianie danych — to właśnie na ich bazie mogą powstawać nowe firmy oferujące innowacyjne usługi, a obecni uczestnicy rynku będą mogli tworzyć nowe modele biznesowe, optymalizować działania i zwiększać efektywność energetyczną. W wielu krajach podjęte są już działania w tym kierunku. W przypadku Polski należałoby jak najszybciej rozpocząć takie prace.

Autorzy

Dr Krzysztof Heller (kjheller@agh.edu.pl), Jacek Nawrot (nawrot@agh.edu.pl), Wydział Informatyki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Bibliografia

- [1]. *Common Informa_on Model* [hOps://www.entsoe.eu/digital/common-informaKon-model](https://www.entsoe.eu/digital/common-informaKon-model) [dostęp z 20.06.2025]
- [2]. *Data Act* Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2854 z dnia 13 grudnia 2023 r. w sprawie zharmonizowanych przepisów dotyczących sprawiedliwego dostępu do danych i ich wykorzystania oraz w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2017/2394 i dyrektywy (UE) 2020/1828.
- [3]. *Data Exchange Reference Architecture European (energy) data exchange reference architecture 3.0* <https://op.europa.eu/en/publicaKon-detail/-/publicaKon/dc073847-4d35-11ee-9220-01aa75ed71a1/language-en> [dostęp z 20.06.2025]
- [4]. *EDIEL* <https://ediel.org/common-ediel-documents> [dostęp z 20.06.2025]
- [5]. *Green Bu-on NAESB REQ.21 ESPI standard* [hOps://www.naesb.org/espi_standards.asp](https://www.naesb.org/espi_standards.asp) [dostęp z 20.06.2025]
- [6]. *HEMRM The Harmonised Electricity Market Role Model version 2022-01* https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/EDI/Library/HRM/Harmonised_Role_Model_2022-01.pdf [dostęp z 20.06.2025]
- [7]. *IEEE 2030.5 IEEE Standard for Smart Energy Profile Applica_on Protocol* <https://standards.ieee.org/ieee/2030.5/11216> [dostęp z 20.06.2025]
- [8]. *OpenADR* [hOps://www.openadr.org/specificaKon](https://www.openadr.org/specificaKon) [dostęp z 20.06.2025]
- [9]. *Smart Grid Architecture Model* <https://syc-se.iec.ch/deliveries/sgam-basics> [dostęp z 20.06.2025]
- [10]. *The European strategy for data (2020)* <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0066> [dostęp z 20.06.2025]

Wykorzystanie głębokich sieci neuronowych do predykcji produkcji energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) w Polsce

1. Abstrakt

W obliczu rosnącego zapotrzebowania na energię oraz konieczności ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, odnawialne źródła energii (OZE) odgrywają kluczową rolę w transformacji energetycznej Polski i świata. Efektywne wykorzystanie OZE wymaga precyzyjnych prognoz dotyczących ich produkcji, co umożliwia lepsze zarządzanie sieciami energetycznymi, optymalizację infrastruktury oraz zapewnienie stabilności dostaw energii. W niniejszym artykule omówiono zastosowanie głębokich sieci neuronowych jako zaawansowanej metody predykcji produkcji energii z OZE w Polsce. Skupiono się na wyzwaniach związanych z prognozowaniem na podstawie danych meteorologicznych oraz korzyściach wynikających z implementacji tych technologii w kontekście zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Wyniki analizy potwierdzają wysoką skuteczność głębokich sieci neuronowych jako narzędzia wspierającego strategiczne decyzje w sektorze energii odnawialnej.

2. Wprowadzenie

W grudniu 2024 roku moc pochodząca z odnawialnych źródeł energii w Polsce osiągnęła poziom 33,6 GW, co stanowi wzrost o 18,2% w porównaniu do grudnia 2023 roku. Aktualnie dominującym źródłem energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jest energia słoneczna, natomiast energia wiatrowa zajmuje drugie miejsce pod względem zainstalowanej mocy. Całkowita moc zainstalowana wszystkich źródeł energii elektrycznej w Polsce, obejmujących zarówno energetykę konwencjonalną, jak i odnawialną, wyniosła w grudniu 72,8 GW, z czego 46,2% przypada na odnawialne źródła energii. Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), w maju 2025 roku produkcja energii elektrycznej w kraju wyniosła 12 862 GWh, co stanowiło spadek o 1,14% w porównaniu do tego samego miesiąca roku 2024. Jednocześnie krajowe zużycie energii elektrycznej osiągnęło poziom 13 223 GWh, co stanowiło wzrost o 0,22% w odniesieniu do analogicznego okresu poprzedniego roku. Na rysunku 1 (stan na marzec 2025 roku) zilustrowano wielkości produkcji energii elektrycznej w Polsce w ujęciu rocznym, z rozbiciem na źródła konwencjonalne oraz odnawialne [1].

Celem niniejszej pracy jest ocena użyteczności sieci neuronowych w prognozowaniu produkcji energii odnawialnej dla całej Polski, ze szczególnym uwzględnieniem rozróżnienia na źródła wiatrowe i słoneczne. W tym kontekście zakłada się prognozowanie na poziomie godzinowym, obejmujące cały nadchodzący dzień, co skutkuje przewidywaniem 24 wartości dla kolejnych 24 godzin jako szeregu czasowego (ang. *time series*).

Podsumowując, niniejsza praca odpowie na następujące pytania badawcze:

- **RQ1:** Czy na podstawie danych meteorologicznych możliwa jest prognoza produkcji **energii wiatrowej** dla każdej godziny dnia następnego, przy wykorzystaniu głębokich sieci neuronowych?
- **RQ2:** Czy na podstawie danych meteorologicznych możliwa jest prognoza produkcji **energii słonecznej** dla każdej godziny dnia następnego, przy wykorzystaniu głębokich sieci neuronowych?

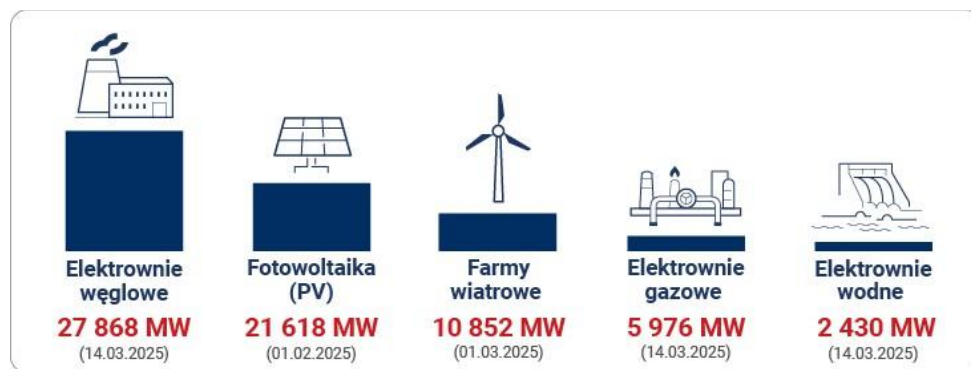


Fig. 1. Moc zainstalowana w poszczególnych źródłach energii [2]

3. Literatura pokrewna

Głębokie sieci neuronowe typu LSTM, Bi-LSTM oraz GRU zostały wykorzystane do prognozowania produkcji energii z turbin wiatrowych zlokalizowanych w Etiopii, co zostało opisane w [3]. Autorzy wykazali skuteczność tych algorytmów na podstawie danych zgromadzonych w latach 2016–2019, z interwałami pomiarowymi co 5 minut. Wydajność proponowanych modeli głębokiego uczenia została oceniona przy użyciu metryk błędów, takich jak Mean Absolute Error (MAE), Mean Absolute Percentage Error (MAPE), Root Mean Squared Error (RMSE) oraz współczynnik determinacji R^2 . Wyniki wskazują, że model Bi-LSTM przewyższa pozostałe dwa algorytmy, osiągając wartości odpowiednio: MAE = 0,644, MAPE = 0,388, RMSE = 0,769 oraz $R^2 = 0,978$.

Techniki sztucznej inteligencji, takie jak sieci neuronowe, lasy losowe oraz metody hybrydowe, zostały szczegółowo przedstawione w pracy [4]. Autorzy przeprowadzili kompleksową analizę zastosowania tych metod do prognozowania mocy wyjściowej instalacji fotowoltaicznych, uwzględniając szeroki zakres danych meteorologicznych, takich jak nasłonecznienie, temperatura, wilgotność oraz dane historyczne dotyczące produkcji energii. W badaniu porównano skuteczność różnych modeli, takich jak sieci neuronowe wielowarstwowe (ANN), modele lasów losowych (RF) oraz modele hybrydowe łączące te techniki, w celu optymalizacji dokładności prognoz. Dodatkowo, autorzy zastosowali techniki optymalizacji hiperparametrów, takie jak grid search i optymalizacja bayesowska, aby zwiększyć wydajność modeli. Wyniki wykazały, że modele hybrydowe osiągają najwyższą precyzję, szczególnie przy uwzględnieniu czynników meteorologicznych, a dokładność prognoz mierzona przy użyciu metryk takich jak MAE, RMSE i R^2 była znacząco wyższa w porównaniu do pojedynczych modeli. Badanie to podkreśla wartość integracji danych meteorologicznych z zaawansowanymi technikami AI w celu efektywnego prognozowania wydajności systemów fotowoltaicznych.

4. Znaczenie precyzyjnego prognozowania produkcji energii z OZE dla bilansowania systemu elektroenergetycznego

Przewidywanie produkcji energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) na każdy dzień jest kluczowym elementem skutecznego bilansowania mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. W kontekście rosnącego udziału OZE, który w grudniu 2024 roku osiągnął 46,2% łącznej mocy zainstalowanej (33,6 GW z 72,8 GW), oraz zmienności generacji, wynikającej z warunków meteorologicznych i słonecznych, precyzyjne prognozy umożliwiają optymalne zarządzanie zasobami i minimalizację ryzyka niedoborów lub nadwyżek energii.

W przypadku takich dużych udziałów odnawialnych źródeł energii, ich produkcja jest naturalnie bardziej niestabilna i podatna na czynniki pogodowe, co wymaga zastosowania zaawansowanych metod prognozowania. Bez dokładnych prognoz na poziomie dziennym system może nie być w stanie odpowiednio zbilansować podaży i popytu, co może prowadzić do konieczności korzystania z kosztownych źródeł fakultatywnych lub zwiększonych rezerw mocy. Dlatego też precyzyjne prognozy produkcji energii OZE stanowią nieodzowny warunek zapewnienia stabilności systemu, bezpieczeństwa dostaw oraz optymalizacji kosztów operacyjnych.

Uwzględnienie fluktuacji w produkcji, szczególnie w kontekście rosnącego udziału energii odnawialnej, jest nie tylko koniecznością techniczną, lecz również strategicznym elementem wspierającym integrację OZE w krajowej infrastrukturze energetycznej. W efekcie, prognozowanie z odpowiednią dokładnością na poziomie dziennym zapewnia stabilność systemu oraz optymalne wykorzystanie dostępnych źródeł, co jest fundamentem bezpieczeństwa energetycznego oraz zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego kraju.

5. Zastosowanie sieci neuronowych do krótkoterminowego prognozowania energii z OZE w szeregach czasowych

Sieci neuronowe są szczególnie skuteczne w prognozowaniu produkcji energii z odnawialnych źródeł, ze względu na zdolność do modelowania złożonych, nieliniowych zależności i adaptacji do dynamicznych warunków meteorologicznych. Generacja energii z OZE, takich jak słońce i wiatr, jest silnie uzależniona od zmiennych czynników pogodowych, które trudno zamodelować tradycyjnymi metodami. Sieci neuronowe efektywnie uczą się na dużych zbiorach danych i wykrywają ukryte wzorce, co przekłada się na wysoką trafność prognoz.

Dodatkowo, ich zdolność do adaptacji i generalizacji umożliwia tworzenie wiarygodnych prognoz w warunkach niepełnych lub zakłóconych informacji. Szczególnie istotne jest to w kontekście systemów zarządzania energią, gdzie PSE wymaga bilansowania produkcji OZE co 15 minut w formie szeregów czasowych (time series). Sieci neuronowe doskonale nadają się do analizy takich danych, umożliwiając krótkoterminowe prognozy, co jest kluczowe dla bilansowania i zarządzania systemem energetycznym, szczególnie przy rosnącym udziale energii odnawialnej.

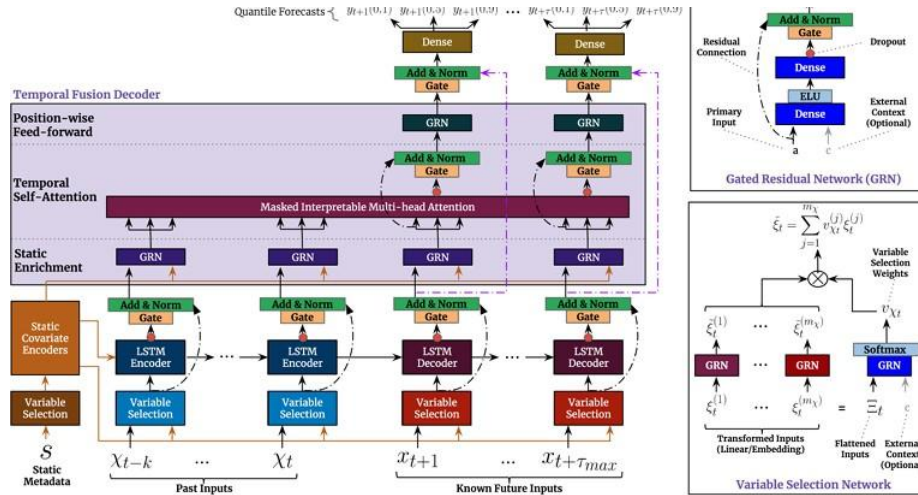


Fig. 2. Architektura TFT [5]

5.1. Temporal Fusion Transformer - TFT

Jako model predykcyjny do szeregów czasowych przewidujących produkcję energii z OZE w niniejszej pracy zastosowano Temporal Fusion Transformer (TFT) [5], będący zaawansowaną architekturą głębokiego uczenia przeznaczoną do analizy i prognozowania danych szeregowych. Model przedstawiony na rysunku 2 wykorzystuje mechanizmy uwagi (attention), architekturę enkoder-dekoder oraz komponenty umożliwiające interpretację wyników. Dzięki temu jest w stanie skutecznie modelować złożone i dynamiczne dane, takie jak szeregi czasowe produkcji energii z odnawialnych źródeł energii (OZE).

TFT wyróżnia się zdolnością do integracji danych wieloaspektowych, uwzględniania zmiennych warunków pogodowych i sezonowych fluktuacji, co przekłada się na wysoką trafność prognoz. Ponadto, mechanizmy uwagi umożliwiają modelowi skupienie się na najważniejszych elementach danych historycznych, zapewniając precyzyjne prognozy w warunkach niestabilności. Dzięki elastyczności i interpretowalności, TFT jest szczególnie skuteczny w analizie krótkoterminowych, niestabilnych szeregów czasowych, co czyni go optymalnym wyborem dla przewidywań produkcji energii z odnawialnych źródeł.

6. Proces uczenia sieci neuronowych

6.1. Przygotowanie danych

Jako wejściowe dane metrologiczne zostały użyte dane pochodzące z portalu *Visual crossing* [6]. Posiadając dane historyczne od 2022 roku, możliwe stało się dokonanie treningu sieci neuronowej, a przy wykorzystaniu prognoz pogody osiągnięto działanie systemu w czasie rzeczywistym. W celu zapewnienia wysokiej efektywności, dane pogodowe gromadzone są dla każdego z województw z osobna. Taki podział ma istotne uzasadnienie, ponieważ uwzględnia lokalne różnice w warunkach meteorologicznych i charakterystyce produkcji energii z OZE, co pozwala na bardziej precyzyjne prognozy produkcji. W procesie przygotowania danych (preprocessing), dane wejściowe są organizowane jako szeregi czasowe (TimeSeries) z krokiem godzinowym, ponieważ prognozy dokonujemy na podstawie danych z każdej godziny, obejmując przewidywanie na kolejne 24 godziny.

6.1.1. Dane wejściowe dla prognozy energii wiatrowej

W przypadku prognozowania produkcji energii wiatrowej, kluczowym czynnikiem jest prędkość i kierunek wiatru. W celu zwiększenia dokładności modelu, dane dotyczące wiatru są pobierane na kilku wysokościach: 10, 50, 80 i 100 metrów, ponieważ prędkość i kierunek wiatru zmieniają się wraz z wysokością. Uwzględnienie tych kilku poziomów pozwala na lepsze odwzorowanie profilu prędkości wiatru i dokładniejsze oszacowanie potencjału energetycznego turbiny na różnych wysokościach. Dodatkowo, do prognozy wykorzystywane są dane temperatury, wilgotności oraz nasłonecznienia, które są mierzone na wysokości 2 metrów.

6.1.2. Dane wejściowe dla prognozy energii słonecznej

Prognozowanie produkcji energii słonecznej opiera się przede wszystkim na poziomie nasłonecznienia. Dodatkowo do modelu wprowadzane są podstawowe dane meteorologiczne, takie jak kąt padania promieniowania słonecznego, zachmurzenie, temperatura, widoczność, mgła oraz ciśnienie atmosferyczne, które wpływają na efektywność paneli fotowoltaicznych. Uwzględnienie tych parametrów pozwala na bardziej precyzyjne oszacowanie potencjału produkcyjnego systemu fotowoltaicznego.

6.2. Parametry modelu TFT

Aby zapewnić wysoką skuteczność modelu, parametry zostały dobrane metodą eksperymentalną spośród poniższego zbioru (finalne parametry zostały pogrubione):

- encoder_length: {72, 128 **256**}
- hidden_size: {16, **32**}
- attention_head_size: {**8**, 16}
- lstm_layers: {**2**, 4}
- dropout: {**0,1**, 0,2}
- hidden_continuous_size: {**16**, 32}

7. Wyniki

Tabela 1 przedstawia błędy ewaluacji dotyczące produkcji energii z farm fotowoltaicznych i wiatrowych w wybranych miesiącach, wskazując na średni błąd liczony jako Mean Absolute Error wraz z procentowym udziałem błędu.

Rodzaj produkowanej energii	Czerwiec 2025	Marzec 2025	Styczeń 2025	Listopad 2024
Fotowoltaika	378,43 (12%)	172,19 (7%)	28,54 (9%)	89,87 (15%)
Energia wiatrowa	258,38 (13%)	247,86 (15%)	425,22 (8%)	342,18 (9%)

Table 1. Błędy ewaluacji, średnia z 7 dni w MWh (Mean Absolute Error (Błąd procentowy))

Z kolei na wykresach 3, 4, 5, 6 przedstawiono osiągane wyniki dla farm wiatrowych w poszczególnych miesiącach, a na wykresach 7, 8, 9, 10 analogiczne wyniki dla produkcji pochodzącej z farm wiatrowych. Niebieska linia na wszystkich wykresach oznacza aktualną produkcję energii z danego źródła, a czerwone linie wskazują przewidywaną wartość wraz ze średnim błędem. Każdy wykres przedstawia wartości dla pojedynczego dnia z danego miesiąca.

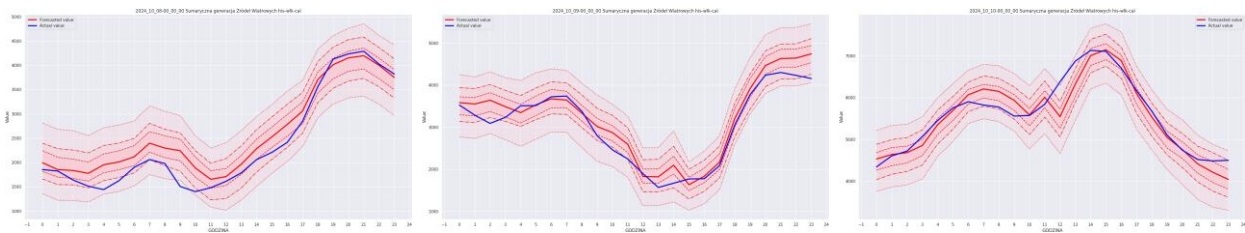


Fig. 3. Wyniki farm wiatrowych ewaluacji dla przykładowych dni z listopada 2024

W przypadku fotowoltaiki, w czerwcu 2025 zanotowano błąd 378,43 MWh (12%), co sugeruje większą przewidywalność produkcji energii dzięki wyższemu nasłonecznieniu. Z drugiej strony, w styczniu 2025 błąd zmniejszył się do 28,54 MWh (9%), z kolei w marcu 2025 wyniósł 172,19 MWh (7%). Jesienią, w listopadzie 2024, błąd osiągnął 89,87 MWh (15%). Różnorodność błędów w produkcji energii słonecznej pomiędzy miesiącami zimowymi a letnimi wynika głównie z różnic w nasłonecznieniu, długości dnia oraz zmiennych warunków pogodowych. W okresie zimowym, zmniejszona liczba słonecznych dni i krótsze dni powodują wyższe błędy w przewidywalności.

W przypadku energii wiatrowej, błędy w produkcji są stosunkowo stabilne: w czerwcu błąd wyniósł 258,38 MWh (13%), w marcu 247,86 MWh (15%), w styczniu 425,22 MWh (8%), a w listopadzie 342,18 MWh (9%). Brak znaczącej różnorodności pomiędzy poszczególnymi miesiącami może wynikać z tego, że prędkość wiatru jest mniej zależna od pór roku niż nasłonecznienie, co sprawia, że produkcja energii wiatrowej jest bardziej równomierna i przewidywalna przez cały rok.

Podsumowując, różnorodność błędów dla energii słonecznej wynika z sezonowych zmian związanych z nasłonecznieniem, natomiast produkcja energii wiatrowej wykazuje większą stabilność dzięki stałym warunkom wiatrowym.

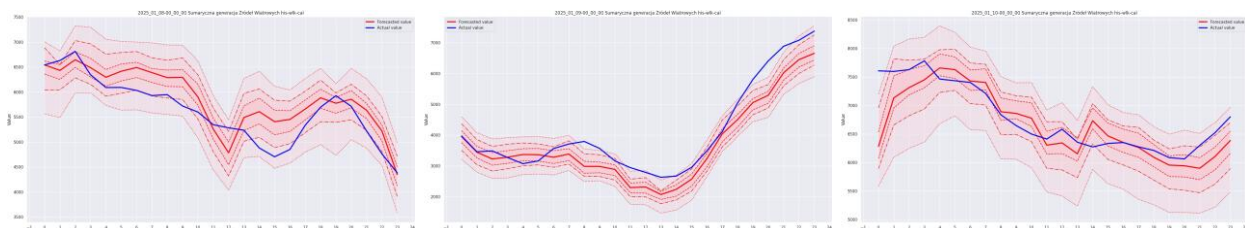


Fig. 4. Wyniki farm wiatrowych ewaluacji dla przykładowych dni ze stycznia 2025

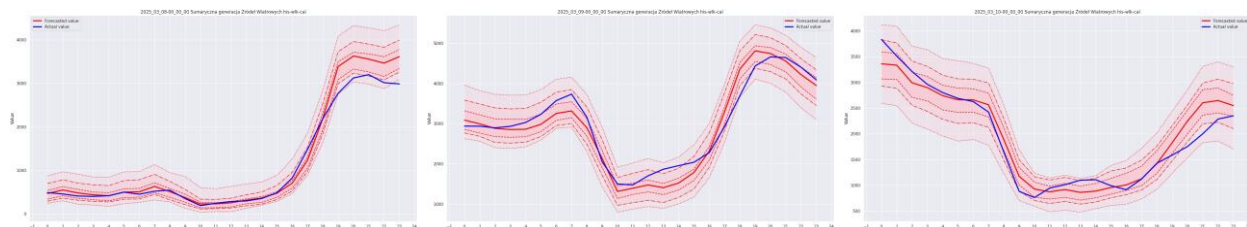


Fig. 5. Wyniki farm wiatrowych ewaluacji dla przykładowych dni ze marca 2025

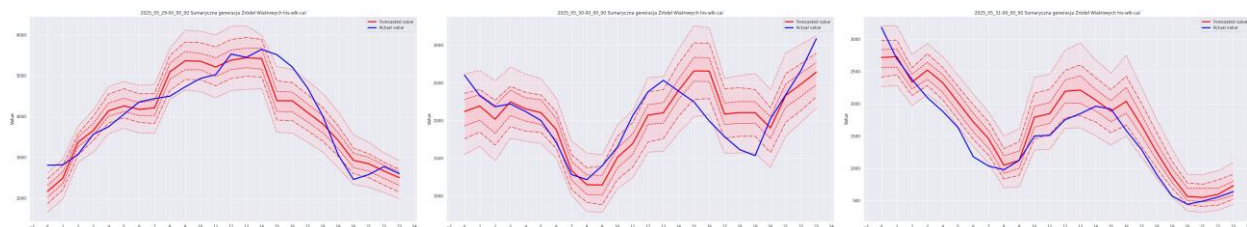


Fig. 6. Wyniki farm wiatrowych ewaluacji dla przykładowych dni ze czerwca 2025

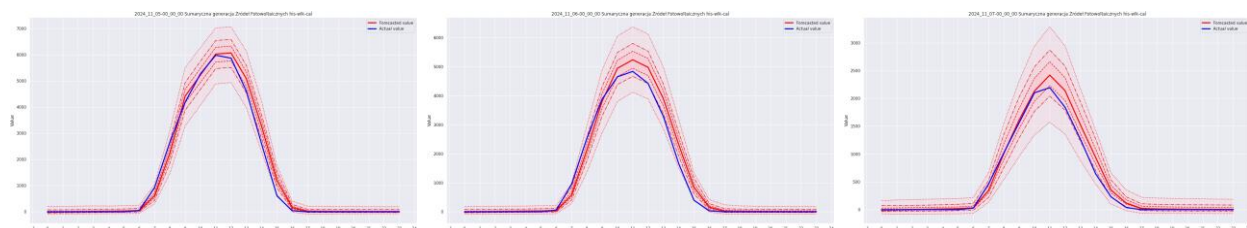


Fig. 7. Ewaluacja produkcji energii słonecznej dla przykładowych dni ze listopada 2024

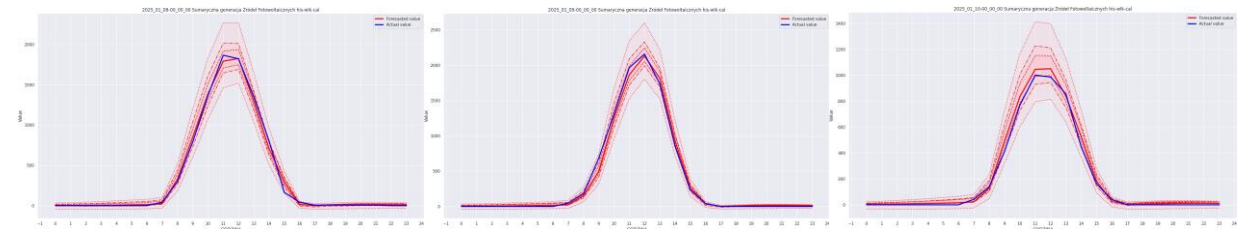


Fig. 8. Ewaluacja produkcji energii słonecznej dla przykładowych dni ze stycznia 2025

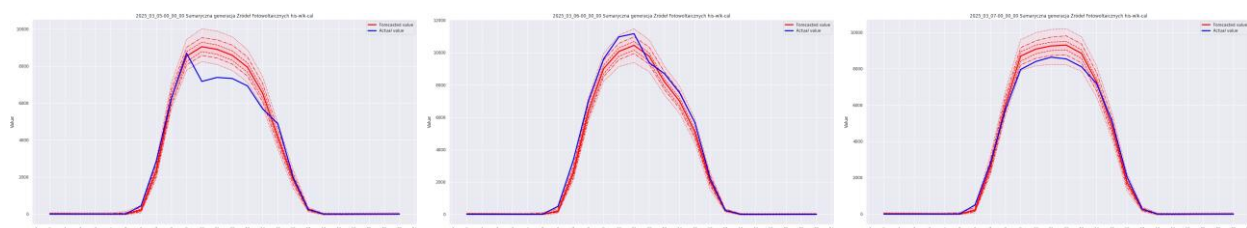


Fig. 9. Ewaluacja produkcji energii słonecznej dla przykładowych dni ze marca 2025

8. Podsumowanie

Przedstawione wyniki eksperymentalne pokazują, że zaproponowane rozwiązanie oparte o sieci TFT mogą z dużą skutecznością, sięgającą 85-93% przewidywać produkcję energii pochodzącej z OZE dla dnia następnego, na podstawie bieżących danych mete- orologicznych (**RQ1**, **RQ2**). Wdrożenie tego typu rozwiązań u operatora sieci energetycznych może przyczynić się nie tylko do wzrostu stabilności infrastruktury energetycznej, ale również do optymalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Należy również podkreślić, że zaproponowane rozwiązanie ma duży potencjał do poprawy skuteczności w przypadku wykorzystania bardziej szczegółowych danych historycznych dot. produkcji energii z OZE (np. w zakresie lokalizacji geograficznej).

Autorzy

¹Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie al. Adama Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, Poland

²Columbus Energy ul. Jasnogórska 9 klatka A 31-358 Kraków

dzurek@agh.edu.pl, dominik.zurek@columbusenergy.pl, kfaber@agh.edu.pl, kamil.faber@columbusenergy.pl, mkarwat@agh.edu.pl, michal.karwatowski@columbusenergy.pl, kpietak@agh.edu.pl, doroh@agh.edu.pl, azielinska@agh.edu.pl, dawid.zielinski@columbusenergy.pl

Literatura

1. “Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. - PSE — pse.pl,” <https://www.pse.pl/home>, [Accessed 16-06-2025].
2. “Rodzaje źródeł wytwórczych i definicje - PSE — pse.pl,” https://www.pse.pl/jak-funkcjonuje-krajowy-system-elektroenergetyczny/rodzaje-zrodel-wytworczych-i-definicje?utm_source=chatgpt.com, [Accessed 16-06-2025].
3. S. M. Ayene and A. M. Yibre, “Wind power prediction based on deep learning models: The case of adama wind farm,” *Heliyon*, vol. 10, no. 21, p. e39579, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024156101>
4. M. Gupta, A. Arya, U. Varshney, J. Mittal, and A. Tomar, “A review of pv power forecasting using machine learning techniques,” *Progress in Engineering Science*, vol. 2, no. 1, p. 100058, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2950425225000106>
5. B. Lim, S. Anik, N. Loeff, and T. Pfister, “Temporal fusion transformers for interpretable multi-horizon time series forecasting,” *International Journal of Forecasting*, vol. 37, no. 4, pp. 1748–1764, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169207021000637>
6. “The Easiest Weather API — visualcrossing.com,” <https://www.visualcrossing.com/weather-api/>, [Accessed 16-06-2025].

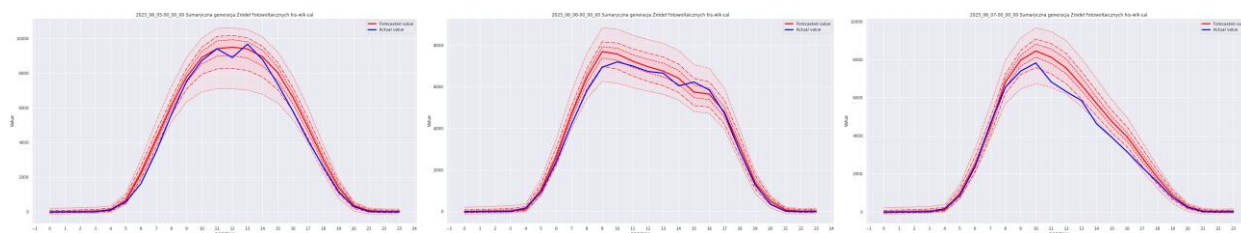


Fig. 10. Ewaluacja produkcji energii słonecznej dla przykładowych dni ze czerwca 2025

Zaufanie, wiedza i akceptacja: kluczowe aspekty społecznych uwarunkowań transformacji energetycznej

Krótki opis. Przedstawiony tekst analizuje społeczne determinanty transformacji energetycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem roli wiedzy, zaufania i akceptacji społecznej jako kluczowych czynników warunkujących skuteczność polityk klimatyczno-energetycznych. W oparciu o wyniki badań Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE) ukazano zależności między świadomością klimatyczną, legitymizacją instytucjonalną a gotowością obywateli do wspierania innowacji technologicznych w obszarze energetyki rozproszonej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, zaufanie społeczne, akceptacja technologii, ubóstwo energetyczne

Keywords: energy transition, social trust, technology acceptance, energy poverty

Opis:

Transformacja energetyczna coraz częściej analizowana jest nie tylko w kategoriach technologicznych i ekonomicznych, ale również społecznych. Jak zauważa Anthony Giddens, polityka klimatyczna wymaga szerokiej mobilizacji i kształtowania kultury odpowiedzialności, ponieważ bez społecznego poparcia działania instytucji mogą zostać uznane za technokratyczne i oderwane od codziennych doświadczeń obywateli [1]. Zmiany w sektorze energii wymagają więc nie tylko innowacji technologicznych, lecz także legitymizacji społecznej, której podstawą są wiedza, zaufanie i akceptacja. Badania realizowane w ramach Obserwatorium Transformacji Energetycznej pokazują, że świadomość klimatyczna w Polsce jest stosunkowo wysoka – ponad dwie trzecie badanych wskazuje zmiany klimatu jako istotny problem. Jednocześnie jedynie 35% respondentów deklaruje, że dobrze rozumie działania państwa w tym obszarze. Deficyt wiedzy sprawia, że poparcie dla inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE) opiera się często na emocjach, a nie na rzetelnych informacjach. Wyniki te są zgodne z szerszymi badaniami europejskimi i amerykańskimi, które wskazują, że brak dostępu do wiarygodnych źródeł informacji osłabia akceptację działań klimatycznych i sprzyja polaryzacji społecznej [2]. Kwestia zaufania stanowi drugi filar powodzenia transformacji. OTE pokazuje, że Polacy darzą większym zaufaniem władze lokalne niż instytucje centralne. Samorządy postrzegane są jako bliższe obywatelom i bardziej otwarte na dialog, co sprzyja poparciu dla lokalnych inwestycji w OZE. Jak podkreśla Peter Devine-Wright, sprzeciw wobec projektów energetycznych rzadko wynika jedynie z czynników technicznych – częściej jest wyrazem braku zaufania do instytucji odpowiedzialnych za ich realizację oraz niedostatecznego uwzględniania lokalnych interesów [3]. Transparentność i dialog społeczny stają się więc warunkami akceptacji. Znaczenie wiedzy i przejrzystej komunikacji znajduje także potwierdzenie w obszarze technologii. Wyniki badań OTE pokazują, że osoby znające zasady działania biogazowni, instalacji geotermalnych czy elektrowni wodorowych wykazują znacznie większą gotowość do ich akceptacji w swoim otoczeniu. Zjawisko to dobrze ilustruje koncepcja social acceptance rozwinięta przez Wüstenhagena, Wolsinka i Bürera, którzy wyróżnili trzy poziomy akceptacji: socjopolityczną, lokalną oraz rynkową [4]. Brak wiedzy ogranicza gotowość do wspierania nowych inwestycji, natomiast edukacja technologiczna i transparentna komunikacja mogą skutecznie zmniejszać obawy i bariery. Nie mniej istotnym czynnikiem jest ubóstwo energetyczne, które dotyka niemal co trzecie gospodarstwo w Polsce. Wysokie koszty ogrzewania zmuszają część obywateli do rezygnacji z komfortu cieplnego, co obniża jakość życia i ogranicza uczestnictwo w procesach transformacyjnych. Jak pokazuje Stefan Bouzarovski, ubóstwo energetyczne w Europie prowadzi do wykluczenia infrastrukturalnego – osoby i społeczności o ograniczonych zasobach nie są w stanie korzystać z dobrodziejstw transformacji i pozostają na jej marginesie [5]. Wsparcie finansowe i programy termomodernizacji stają się więc warunkiem inkluzywności procesów modernizacyjnych. Sukces transformacji energetycznej zależy od tego, czy równoległe z rozwojem technologii uda się zbudować społeczne fundamenty: wiedzę, zaufanie i akceptację. Badania OTE oraz doświadczenia międzynarodowe potwierdzają, że brak tych elementów skutkuje oporem i polaryzacją, podczas gdy ich wzmocnienie otwiera drogę do szerokiego poparcia i stabilnego wdrażania polityk publicznych.

Autorzy

dr hab. Barbara Worek, prof. UJ, Uniwersytet Jagielloński, Instytut Socjologii, ul. Grodzka 52, 31-044 Kraków, e-mail: barbara.worek@uj.edu.pl

dr hab. Marcin Kocór, prof. UJ, Uniwersytet Jagielloński, Instytut Socjologii, ul. Grodzka 52, 31-044 Kraków, e-mail: marcin.kocor@uj.edu.pl

Dorota Micek, Uniwersytet Jagielloński, Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych, ul. Ingardena 3, 31-044 Kraków, e-mail: dorota.micek@uj.edu.pl

Anna Szczucka, Uniwersytet Jagielloński, Centrum Ewaluacji i Analiz Polityk Publicznych, ul. Ingardena 3, 31-044 Kraków, e-mail: anna.szczucka@uj.edu.pl

Literatura

- [1] Giddens A., The Politics of Climate Change, Polity Press, Cambridge 2009.
- [2] Lorenzoni I., Pidgeon N. F., Public views on climate change: European and USA perspectives, Climatic Change, 2006, t. 77, nr 1, s. 73–95.

- [3] Devine-Wright P., Reconsidering Public Acceptance of Renewable Energy Technologies: a Critical Review, w: Taking Climate Change Seriously: a Low Carbon Future for the Electricity Sector, Cambridge University Press 2007.
- [4] Wüstenhagen R., Wolsink M., Bürer M. J., Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept, Energy Policy, 2007, t. 35, nr 5, s. 2683–2691.
- [5] Bouzarovski S., Energy Poverty: (Dis)Assembling Europe's Infrastructural Divide, Palgrave Macmillan, London 2018.

Podziękowania: Artykuł powstał w ramach projektu Obserwatorium Transformacji Energetycznej (NCBiR, program GOSPOSTRATEG). Autorzy dziękują zespołowi badawczemu AGH i UJ za współpracę oraz respondentom badań sondażowych.

Hybrydowe podejście do prognozowania cen energii z wykorzystaniem modelu AR(1) ze współczynnikami zmiennymi w czasie oraz sieci neuronowych

Krótki opis. Podczas referatu przedstawione zostanie hybrydowe podejście do predykcji cen energii, będące połączeniem metod statystycznych i sztucznej inteligencji, czyli modelu autoregresyjnego rzędu 1 (AR(1)) z sieciami neuronowymi. W zaproponowanym rozwiązaniu uwzględniamy zależność współczynników modelu AR(1) od czasu, co umożliwia zwiększenie dokładności prognoz.

Brief description. We present a hybrid approach to energy price forecasting that combines statistical and machine learning methods, namely an AR(1) model and neural networks. The proposed solution considers time-dependent parameters of the AR(1) model, which improves the accuracy of the forecasts.

Słowa kluczowe: modele hybrydowe, model AR(1), sieci neuronowe, prognozowanie cen energii

Keywords: hybrid models, AR(1) model, neural networks, energy price forecasting

Wstęp

Postępująca transformacja energetyczna, rosnące znaczenie odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz dynamiczny rozwój infrastruktury energetycznej pociągają za sobą konieczność stosowania coraz bardziej zaawansowanych metod prognostycznych i narzędzi, które wspomagają zarządzanie sektorem energetycznym. Metody sztucznej inteligencji są coraz szerzej stosowane w celu analizy i prognozy ceny energii czy jej zużycia. W prezentowanym rozwiązaniu łączymy je ze statystycznym modelem autoregresyjnym rzędu 1 (AR(1)) o zmiennych w czasie współczynnikach, co umożliwia uzyskanie celnych prognoz na jeden dzień do przodu.

Kalibracja zależnych od czasu parametrów modelu AR(1) z wykorzystaniem sieci neuronowych

Rozważany przez nas model autoregresyjny rzędu 1 (AR(1)) o zmiennych współczynnikach zdefiniowany jest wzorem

$$y_t = c(t) + \phi(t)y_{t-1} + \varepsilon_t, \quad t \in \{1, 2, 3, \dots\}, \quad (1)$$

gdzie $y_0 \in \mathbb{R}$ jest znaną liczbą rzeczywistą, natomiast elementy ciągu $(\varepsilon_t)_{t \geq 1}$ to niezależne zmienne losowe o rozkładzie normalnym, przy czym

$$\varepsilon_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma^2(t)).$$

Zakładamy więc zależność od czasu wszystkich jego parametrów, również wariancji składnika losowego, co umożliwia uwzględnienie heteroskedastyczności danych.

W modelu tym, jak można zauważyć ze wzoru (1), kolejna wartość jest zależna jedynie od bezpośrednio poprzedzającej. Należy on zatem do klasy procesów stochastycznych o własności Markowa rzędu 1, dzięki czemu możliwe jest zastosowanie podobnego podejścia jak w pracy [1]. Dzięki założeniu o zależności współczynników modelu AR(1) od czasu, można z większym powodzeniem wykorzystywać go do modelowania dynamiki wielu zjawisk obserwowanych w otaczającym nas świecie, jak np. zmian cen energii elektrycznej czy jej zużycia. Pokażemy, jak na podstawie danych historycznych można estymować jego parametry za pomocą sieci neuronowej, wykorzystując funkcję straty otrzymaną metodą największej wiarygodności.

Predykcje przyszłych wartości i konstrukcja przedziałów predykcji

W ostatniej części referatu omówimy sposób dokonywania prognoz poza obserwowany horyzont czasowy. Przedstawimy także metodę konstruowania przedziałów predykcji, co stanowi przewagę naszego rozwiązania nad metodami deterministycznymi, takimi jak powszechnie stosowane sieci LSTM. Skuteczność prezentowanej metody potwierdzają eksperymenty numeryczne z wykorzystaniem danych rzeczywistych, których wyniki zaprezentujemy. Pokażemy, że pomimo względnej prostoty modelu, możliwa jest dokładna predykcja ceny energii elektrycznej na kolejny dzień.

Autorzy

mgr Agnieszka Kopeć, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Statystyki Matematycznej, Analizy Danych i Matematyki Finansowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: agkopez@agh.edu.pl;

dr hab. Paweł Przybyłowicz, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Statystyki Matematycznej, Analizy Danych i Matematyki Finansowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: pprzybyl@agh.edu.pl;

mgr Martyna Wiącek, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Matematyki Stosowanej, Katedra Statystyki Matematycznej, Analizy Danych i Matematyki Finansowej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: martynawiacek@agh.edu.pl.

Literatura

[1] Kałuża A., Morkisz P.M., Mulewicz B., Przybyłowicz P., Wiącek M., Deep learning-based estimation of time-dependent parameters in Markov models with application to nonlinear regression and SDEs, „Applied Mathematics and Computation” 2024, t. 480, 128906.

Wdrażanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii z wykorzystaniem narzędzi informatycznych

Krótki opis. W obliczu narastającego kryzysu klimatycznego Unia Europejska wyznaczyła ambitny cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku. Odpowiadając na te wyzwania, Małopolska podjęła działania zmierzające do transformacji energetycznej regionu. Jednym z kluczowych kroków w tym kierunku było opracowanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii, który m.in. wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE). W ramach realizacji planu, szczególnie nacisk położono na wykorzystanie lokalnych zasobów OZE, takich jak energia słoneczna, geotermia, woda i wiatr. Projekt LIFE-EKOMALOPOLSKA wspiera wdrażanie tych działań poprzez stworzenie innowacyjnego narzędzia — aplikacji internetowej z kalkulatorem doboru OZE. Regionalny Plan Działań dla Klimatu i Energii oraz projekt LIFE-EKOMALOPOLSKA stanowią istotny krok w kierunku zrównoważonego i samowystarczalnego energetycznie regionu. Dzięki nowoczesnym narzędziom, takim jak aplikacja z kalkulatorem OZE, mieszkańcy Małopolski zyskują realne wsparcie w podejmowaniu świadomych decyzji energetycznych. Inicjatywa ta nie tylko wspiera indywidualne inwestycje, lecz także umożliwia strategiczne planowanie rozwoju OZE na poziomie lokalnym i regionalnym, przyczyniając się do realizacji celów klimatycznych UE.

Brief description. In the face of the escalating climate crisis, the European Union has set an ambitious goal of achieving climate neutrality by 2050. In response to these challenges, the Małopolska region has undertaken actions aimed at transforming its energy system. One of the key steps in this direction is the development of the Regional Climate and Energy Action Plan, designed to support the expansion of renewable energy sources (RES) and improve energy efficiency. As part of the plan's implementation, particular emphasis has been placed on the use of local RES resources, such as solar energy, geothermal energy, water, and wind. The LIFE-EKOMALOPOLSKA project supports these efforts by creating an innovative tool — an online application with a RES selection calculator. RAPCE together with the LIFE-EKOMALOPOLSKA project, represents a significant step toward building a sustainable and energy self-sufficient region. Thanks to modern tools such as the RES calculator application, residents of Małopolska receive tangible support in making informed energy decisions. This initiative not only facilitates individual investments but also enables strategic planning for RES development at the local and regional levels, contributing to the achievement of the EU's climate goals.

Keywords: transformacja energetyczna, OZE, polityka klimatyczna, narzędzia informatyczne

Wstęp

Polityka Unii Europejskiej ustaliła cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. [1,2]. W odpowiedzi na wyzwanie związane z kryzysem klimatycznym i konieczność wzmocnienia działań w zakresie przeciwdziałania i adaptacji do zmian klimatu w Małopolsce podjęto decyzję o przygotowaniu Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii [3] wspierającego niskoemisyjną transformację energetyczną regionu. Środki służące osiągnięciu tego celu obejmują m.in. poprawę efektywności energetycznej i wdrożenie OZE. Realizacja ambitnych planów wykorzystania OZE oznacza, że Małopolska musi zwiększyć udział energii odnawialnej we wszystkich wskazanych w Regionalnym Planie Działań dla Klimatu i Energii. Lokalne zasoby odnawialne będą odgrywać tutaj szczególnie ważną rolę. Badania zostały zrealizowane w ramach projektu LIFE-IP EKOMALOPOLSKA, którego nadrzędnym celem jest pełne wdrożenie małopolskiego Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii, przyjętego przez Zarząd Województwa Małopolskiego w dniu 18 lutego 2020 r.

Aplikacja OZE

W ramach projektu LIFE-EKOMALOPOLSKA opracowane zostało narzędzie wspierające wdrażanie Regionalnego Planu Działań dla Klimatu i Energii [3] i stworzenie regionu zrównoważonego energetycznie, a w dłuższej perspektywie samowystarczalnego energetycznie bazującego na energetyce rozproszonej. Jest to kluczowe narzędzie wspierające planowanie lokalnego i regionalnego wykorzystania odnawialnych źródeł energii m.in. geotermii głębokiej i płytkiej, energii słonecznej, wody i wiatru. Mapy lokalnego potencjału OZE opracowała Katedra Surowców Energetycznych na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH. Na ich podstawie Wydział Informatyki AGH stworzył zaawansowaną aplikację internetową wraz z kalkulatorem zintegrowanym z mapami potencjału OZE, który ułatwia mieszkańcom dokonanie świadomego wyboru i umożliwia optymalny dobór instalacji OZE w konkretnej lokalizacji, równocześnie oblicza koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz dostarczy informacji o możliwych źródłach finansowania do danego typu inwestycji i kontakt z przeszkolonymi instalatorami. Kalkulator pozwala na integrację różnych technologii OZE i ich porównanie z zestawem predefiniowanych czynników. Użytkownicy wybierają lokalizację inwestycji na mapie potencjału OZE i wprowadzą dane dotyczące np.: liczby mieszkańców, rodzaju taryfy za energię elektryczną, zużycia energii elektrycznej i ciepła, a także informacje o bieżących źródłach ciepła i energii. Na podstawie tych danych kalkulator dostarcza informacji o tym, które mikroinstalacje OZE są optymalne ze względu na czynniki techniczne, ekonomiczne i środowiskowe, a także możliwe źródła finansowania inwestycji. Kalkulator dostarcza danych m.in. o szacunkowej wydajności instalacji, nakładach finansowych i kosztach utrzymania, okresie zwrotu, możliwych ograniczeniach technicznych, jak również optymalnych rozwiązaniach hybrydowych. Aplikacja jest obecnie testowana przez powiatowych doradców ds. klimatu i energii podczas opracowywania, aktualizacji i integracji dokumentów strategicznych, a także gminnych Ekodoradców przy doradzaniu mieszkańcom Małopolski w zakresie wykorzystania OZE.

Podsumowanie i wnioski

Aplikacja będzie dostępna dla ogółu społeczeństwa i każda zainteresowana osoba będzie mogła z niej korzystać m.in. ludzie budujący domy, ludzie, którzy chcą zmienić istniejące źródło ciepła i/lub energii elektrycznej, rolnicy, przedsiębiorcy, zarządcy budynków publicznych.

Aplikacja internetowa wraz z kalkulatorem doboru OZE jest aktualizowana i uzupełniana o nowe funkcjonalności nie tylko jako efekt zaleceń ekodoradców i doradców ds. klimatu i środowiska testujących aplikację, ale również z uwagi na fakt, że niektóre parametry instalacji OZE (w szczególności aspekty ekonomiczne) ulegają zmianie. Narzędzia te przydadzą się nie tylko przy podejmowaniu indywidualnych decyzji dotyczących inwestycji w OZE, ale również przy planowaniu gminnych, powiatowych i regionalnych strategii rozwoju OZE dążąc do koncepcji regionu zrównoważonego energetycznie, a w dłuższej perspektywie samowystarczального energetycznie bazującego na energetyce rozproszonej.

Autorzy

Dr inż. Justyna Mazurkiewicz, Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego, Departament Ochrony Środowiska; ul. Królewska 57, 30-081 Kraków; e-mail: Justyna.Mazurkiewicz@umwm.malopolska.pl

Dr inż. Jacek Dajda, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Informatyki, Kawiory 21, 30-055 Kraków, e-mail: dajda@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Ewa Adamiec, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: eadamiec@agh.edu.pl;

dr hab. inż. Anna Sowiżdżał, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, e-mail: ansow@agh.edu.pl;

Literatura

[1] The European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[2] European Commission, 2018. European Commission 2018, In-Depth Analysis In Support Of The Commission Communication Com(2018) 773, Brussels, 28 November 2018

[3] Regionalny Plan Działań dla Klimatu i Energii, Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego Kraków, 2020, Załącznik nr 1 do uchwały Nr 228/20 Zarządu Województwa Małopolskiego z dnia 18 lutego 2020 r.

Finansowanie:

Badania zostały zrealizowane w ramach projektu LIFE-IP EKOMALOPOLSKA / LIFE19 IPC/PL/000005 realizowany jest przy dofinansowaniu z programu LIFE Unii Europejskiej oraz z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

ISBN: 978-83-943772-5-0
"Materiały konferencyjne" COPYRIGHT © 2024 KRAKÓW | KNER 2024
streszczenia COPYRIGHT © 2024 KRAKÓW | Autorzy
© CC-BY-SA 4.0

Wydawnictwo Nowy Wspaniały Holding
mail: c@nwh.pl

Marcin Tora
redaktor wydawniczy
projekt, typografia
marcin.tora@nwh.pl

Julia Okręglińska
redaktor techniczny
typografia, grafika, skład/łamanie

DRUK
Typografia (www.typografia.com.pl)

Złożono przy pomocy fontów:
DM Sans
Times New Roman

