

Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW
Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Elektrociepłownia przyszłości - możliwości techniczne

Kogeneracja jest pożądaną i potrzebną technologią pozwalającą na produkcję ciepła i energii elektrycznej. Wynika to z tego, że jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła pozwala na osiąganie znacznie większych sprawności (sprawność przetwarzania energii chemicznej na ciepło i energię elektryczną) w porównaniu do generacji rozdzielonej. To przekłada się na znacznie mniejsze emisje z produkcji takich samych ilości ciepła i energii elektrycznej w układach rozdzielonych. Niestety ta duża efektywność energetyczna nie przekłada się w tak pozytywny sposób na efektywność ekonomiczną.



foto: Nowa Energia

Powszechnie wiadomo, że elektrociepłownie (układy kogeneracyjne) potrzebują wsparcia ekonomicznego, aby mogły konkurować na rynku ciepła i energii elektrycznej. Konieczność wsparcia nie budzi wątpliwości, ponieważ rachunek ekonomiczny przeprowadzony z punktu widzenia społecznego wykazuje, że technologie kogeneracyjne są tańsze od wytwarzania rozdzielonego mimo dopłat [1]. Podsumowując można stwierdzić, że kogeneracja wygrywa pod względem efektywności energetycznej z układami siłowni ciepłych i jest opłacalna ekonomicznie (z punktu widzenia społecznego) metodą ograniczania emisji z łącznej produkcji ciepła i energii elektrycznej.



(...) celowość rozwoju układów kogeneracyjnych wynika z ich przewagi nad obecnie funkcjonującymi układami rozdzielonymi

Najważniejsze na co należy zwrócić uwagę w przedstawionych powyżej stwierdzeniach jest to, że celowość rozwoju układów kogeneracyjnych wynika z ich przewagi nad obecnie funkcjonującymi układami rozdzielonymi. Pojawi się pytanie, a co jeżeli układy rozdzielone się zmieniają? Produkcja energii elektrycznej nie będzie realizowana w układach opartych o silniki cieplne przetwarzające energię chemiczną na energię elektryczną ze sprawnością na poziomie 40-60%, a w oparciu o energię odnawialną (bezemisyjne). Należy również spodziewać się, że produkcja ciepła będzie przechodziła w dużej mierze na źródła bezemisyjne (np. z energetyki słonecznej, czy pomp ciepła). Wiele badań potwierdza taki kierunek rozwoju ciepłownictwa [2] [3]. W takim przypadku kogeneracja w znanej formie (układy parowe, czy gazowe zasilane paliwem kopalnym) traci przewagę nad układami rozdzielonymi. Wynika stąd, że układy kogeneracyjne muszą w najbliższej przyszłości ulec silnej transformacji w kierunku układów bezemisyjnych, zachowując swoją przewagę polegającą na wykorzystaniu ciepła wy-

tworzonego w procesie produkcji energii elektrycznej. Nasuwa się pytanie: jakie technologie będą dostępne w najbliższej przyszłości? Niniejszy artykuł ma za zadanie podjąć próbę odpowiedzi na tak postawione pytanie.

■ Wymogi dla nowoczesnych elektrociepłowni

Zdefiniowanie wymogów, jakim powinny odpowiadać nowoczesne układy kogeneracyjne, wymaga udzielenia odpowiedzi na pytanie: jaka będzie alternatywa dla wytwarzania skojarzonego? Patrząc na perspektywę 2050 r. i konieczność osiągnięcia neutralności kli-

matycznej, głównymi źródłami energii pierwotnej bezpośrednio zasilającymi układy energetyczne w przyszłości będą energia słoneczna i wiatr. Źródła takie będą bezemisyjne i pogodozależne. Źródła kogeneracyjne w związku z tym, aby być konkurencyjnym będą musiały być również bezemisyjne. Po drugie, będą musiały móc pracować bardzo elastycznie [4], w celu wyrównania obciążań pracy źródeł pogodozależnych.

Kolejnym istotnym elementem, który należy rozważyć jest, to czy źródła ciepła dużej mocy będą miały sens istnienia w przyszłości. Patrząc na możliwości techniczne wytwarzania ciepła w technologiach bezemisyjnych wydaje się, że już obecnie istnieją technologie, które pozwalają na produkcję ciepła w sposób bezemisyjny i są one obecnie na granicy opłacalności. Można więc wysnuć wniosek, że rozwój rozproszonych bez emisyjnych źródeł ciepła nastąpi niebawem. Ograniczy to na pewno w znaczny sposób możliwości sprzedaży ciepła z układów centralnych zasilających systemy ciepłownicze. Nie wiadomo jak intensywny może to być proces.

Aby możliwe było pokrycie zapotrzebowania na ciepło w sposób lokalny (nie z energii elektrycznej doprowadzonej z zewnątrz), niezbędna jest odpowiednio niska gęstość zapotrzebowania na energię cieplną w stosunku do zajmowanego przez posesje terenu. Tego warunku na pewno nie będą spełniały obszary silnie zurbanizowane. Tam można spodziewać się deficytów energii na cele grzewcze i przygotowania ciepłej wody grzewczej. W szczególności na obszarach obecnie zabudowanych, ponieważ nie ma możliwości przeróbki tych budynków na technologię około zeroenergetyczną. Oznacza, to że w tych budynkach będzie jednak ograniczona możliwość redukcji zapotrzebowania na ciepło, będą to poza tym obszary miejskie, na których w przyszłości będzie bardzo duża konkurencja o energię elektryczną. W związku z tym należy spodziewać się, że na takich obszarach celowym będzie doprowadzanie ciepła na potrzeby bytowe z wykorzystaniem istniejących sieci ciepłowniczych. Z przedstawionego rozważania wynika, że systemy ciepłownicze będą niezbędnym elementem systemów energetycznych miast w przyszłości. Nawet przy założeniu, że znaczne obszary miast mogą osiągnąć samowystarczalność energetyczną, to tylko dlatego, że będzie tam wykorzystywanych wiele różnego rodzaju źródeł ciepła o różnej dostępności. To powoduje, że będzie tam musiała istnieć możliwość wymiany energii, w tym ciepła, pomiędzy poszczególnymi uczestnikami systemu. Funkcję wymiany ciepła pomiędzy budynkami może zapewnić sieć ciepłownicza. Może ona również stanowić formę magazynu krótkoterminowego, który na pewno będzie również elementem niezbędnym w przyszłościowych systemach energetycznych.

■ Przegląd technologii kogeneracyjnych dla systemów neutralnych klimatycznie

Podstawą, aby układ był neutralny klimatycznie, musi być zasilany paliwa-

mi bez emisyjnymi (pomija się układy z możliwością wychwytu CO₂). W związku z tym można przyjąć następującą listę źródeł energii mogących zasilać przyszłościowe układy kogeneracyjne:

- Energia słoneczna,
- Energia odpadowa,
- Paliwa wytwarzane z odnawialnej energii (np. wodór, amoniak),
- Biogaz,
- Biomasa,
- Odpady.

Pierwsza z możliwości, czyli układy kogeneracyjne z wykorzystaniem bezpośrednio energii słonecznej to głównie tzw. Concentrated Solar Power, czyli instalacje, w których energia słoneczna koncentrowana jest przez odpowiednie układy w jednym punkcie, dzięki czemu możliwe jest uzyskanie bardzo wysokiej temperatury. W taki sposób może być wytwarzany nośnik ciepła o bardzo wysokiej temperaturze, a następnie wykorzystany w konwencjonalnych układach siłowni ciepłych. Przegląd takich technologii został przedstawiony w [5]. Dyskusja o barierach rozwoju tej technologii w Unii Europejskiej została przedstawiona w [6]. Główną barierą rozwoju jest wysoka cena tych instalacji. W opinii autora, instalacja ma istotnie wyższe koszty niż elektrownie klasyczne, a stopień wykorzystania tej instalacji będzie wynikał z warunków słonecznych, czyli relatywnie niskiej. Brak jest badań wskazujących, aby taka technologia mogła zaistnieć w szerokościach geograficznych, w których leży Polska.

W tym miejscu należy wspomnieć o technologii takiej jak hybrydowe kolektory słoneczne. Realizowana jest w nich jednoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej.

Istotnym elementem bilansu energetycznego systemów energetycznych w przyszłości powinna być energia odpadowa. Dużo się obecnie mówi o poszukiwaniu źródeł takiej energii. Pojawia się pytanie o poziom temperatur tej energii. Będzie on silnie wpływał na ilość dostępnej energii i możliwości jej zagospodarowania. Jeżeli poziom tempera-

tur będzie wynosił około 30-50°C, to możliwe jest wykorzystanie takiej energii jedynie jako źródło dolne pomp ciepła. Może w przyszłości będzie możliwe wykorzystanie jej do bezpośredniego ogrzewania (konieczność wprowadzenia układów niskotemperaturowego ogrzewania). Ciepło na poziomie 50-100°C może być wykorzystane bezpośrednio do ogrzewania. Jeżeli temperatura takiego ciepła przekracza 100°C, należy zastanowić się nad możliwością wykorzystanie go do generacji energii elektrycznej. Obieg Carnota, czyli najbardziej sprawny obieg, realizowany na temperaturach między 100°C (tzw. źródło górne ciepła), a otoczeniem daje sprawność około 10%. Oznacza to, że realnie możliwe jest zbudowanie silnika cieplnego na takich temperaturach o sprawności około 5%. Na układy takie należy popatrzeć nieco inaczej niż na układy klasyczne siłowni ciepłych. W przemyśle jest bardzo dużo ciepła odpadowego, którego nie ma możliwości zagospodarowania. Jeżeli energia dostarczona jest za 0 zł, to w rachunku ekonomicznym liczy się tylko ilość energii elektrycznej

jaka zostanie wyprodukowana w relacji do wielkości nakładów inwestycyjnych. Kluczowym elementem w poszukiwaniach takiej technologii jest obniżenie kosztów inwestycyjnych. Przy wyższych temperaturach stosowane są tzw. klasyczne układy ORC [8] z turbiną parową. W układach takich najdroższym elementem jest turbina na czynnik niskowrzący. Dla niższych parametrów podejmowane są próby zbudowania silników ciepłych z alternatywnymi rozwiązaniami w oparciu o maszyny tłokowe [7].

Kolejną grupą paliw rozpatrywanych do zastosowania w elektrociepłowni przyszłości są biomasa, biogaz i odpady. W tym zakresie obecnie jest szereg dostępnych technologii. Wątpliwość będzie jedynie ich dostępność, tzn.:

- czy i jeżeli tak, to jaka biomasa będzie uznawana za energię odnawialną w horyzoncie 2050 r.?
- obecnie uznaje się, że spalanie odpadów jest najgorszym z możliwych rozwiązań i powinno się dążyć w przyszłości do jak największego stopnia wykorzystania tych odpadów, w związku z tym ile od-



foto. freemages.com

padów będzie dostępnych do tego typu procesów?

- biogaz z biomasy ma podobną sytuację jak biomasa,
- biogaz z oczyszczalni ścieków jest generowany w tak małych ilościach, że układy kogeneracyjne instalowane w oczyszczalniach praktycznie na miejscu utylizują ciepło i energię elektryczną.

Z przedstawionych rozważań wynika, że układy takie mogą pracować jako układy kogeneracyjne obecnie, ale trudno mówić o zastosowaniu takich technologii w przyszłości.

Niewątpliwie paliwami przyszłości będą paliwa generowane z użyciem nadwyżek energii ze źródeł pogodozależnych. Obecnie najwięcej mówi się o zielonym wodorze. Mimo wielu prowadzonych badań, nadal wiele problemów wiąże się z magazynowaniem i przetwarzaniem tego paliwa. W związku z tym poszukiwane są inne nośniki energii/paliwa, które mogłyby być syntetyzowane w okresach nadwyżki produkcji energii elektrycznej z OZE i przetwarzane z powrotem na energię elektryczną w okresie niedoborów energii elektrycznej. Takim przykładem są prace związane np. z amoniakiem [9].

Podstawową możliwością wykorzystania wodoru w układach kogeneracyjnych jest próba zastosowanie go w silnikach tłokowych i turbinach gazowych, przy czym obecnie nie ma w pełni komercyjnego i dopracowanego rozwiązania.

Trwają intensywne prace badawcze i rozwojowe nad opracowaniem technologii silników tłokowych na czysty wodór [10]-[14]. Pojawiają się już doniesienia o silnikach całkowicie zasilanych wodorem. Przykładem jest firma 2-G, która zrealizowała projekt, w którym od roku pracuje silnik zasilany czystym wodorem [15]. Moc tego silnika wynosi niewiele ponad 100 kW. Znacznie większą moc silnika pracującego na czystym wodorze osiągnęła firma Jenbacher [16]. Firma ta zrealizowała projekt pilotażowy w Niemczech, w ramach którego silnik

o mocy 1 MW może pracować na czystym wodorze [17]. Nie wiadomo jednak jak to wpływa na osiągi silnika, tzn. na jego moc i sprawność. W tabeli 1 przedstawiono dane dla silników zasilanych w 100% wodorem. Z przedstawionych danych wynika, że rośnie ilość ciepła generowanego w porównaniu do ilości energii. Poza tym, porównując dane katalogowe dla przedstawionych silników, przy zasilaniu gazem ziemnym, można sądzić, że silniki zasilane wodorem mają istotnie niższe sprawności w porównaniu do takich samych silników zasilanych gazem ziemnym.

Typ silnika	Moc elektryczna	Moc cieplna
J412	531	630
J416	710	838
J420	889	1 049

Tab. 1. Zestawienie podstawowych informacji o silnikach Jenbacher zasilanych w 100% H₂ [1]

To, co jest pewne, to możliwość mieszania wodoru z gazem ziemnym. Trudno jest podać jedną wartość, ponieważ różni producenci podają różne wartości. Wydaje się, że na obecnym etapie domieszanie 25% H₂ objętościowo nie powinno powodować konieczności wymiany instalacji pomocniczych (w szczególności gazowej, wentylacji, czy przeciwpożarowej). Nie mniej jednak celem wszystkich koncernów dostarczających obecnie silniki jest wyprodukowanie silników pozwalających na zasilanie w 100% wodorem. Na przykład firma Wartsilla obiecuje takie silniki do 2025 r. [18]. Na tym etapie rozwoju technologii nie wiadomo czy silnik wodorowy oferowany w latach przyszłych będzie nową konstrukcją, czy raczej przystosowaniem obecnie pracujących konstrukcji do spalania wodoru.

Rozwój technologii turbin gazowych zasilanych wodorem przebiega podobnie do transformacji technologii silników tłokowych spalających wodór. Obecnie różne maszyny (moc turbosespołu/dostawca) mają różne maksymalne udziały wodoru zasilającego je [19], a wszyscy

pracują nad możliwością zasilania turbin tylko wodorem. Na przykład Siemens deklaruje maszyny o możliwości zasilania w 100% wodorem w 2035 r. Trudno wchodzić w szczegóły w tym obszarze, ponieważ postęp jest bardzo dynamiczny i informacje szybko się dezaktualizują.

Patrząc na postęp rozwoju technologii wodorowych w silnikach tłokowych i turbinach gazowych można spodziewać się maszyn o możliwościach zasilania w 100% wodorem w horyzoncie czasowym 5 do 10 lat. Pojawia się tylko pytanie: skąd wodór? To w opinii autora jest znacznie trudniejsze pytanie. W samej elektrociepłowni oprócz urządzenia do transformacji energii zawartej w wodorze na energię elektryczną i ciepło muszą pojawić się instalacje wodorowe. Wodór będzie miał sens jako paliwo odnawialne, wtedy gdy pojawią się nadwyżki odnawialnej energii, np. z siłowni wiatrowych.

W ten sposób łatwo jest przejść do kolejnej technologii, tj. technologii przeznaczanej do produkcji odnawialnego wodoru. Do tego celu używane są elektrolizery. Obecnie na świecie najwięcej badań prowadzi się nad elektrolizerami typu PEM (Proton-exchange membrane) i alkalicznymi. Te drugie są tańsze w produkcji, ale bardziej popularne są elektrolizery typu PEM. Wydaje się, że duże zainteresowanie elektrolizerami typu PEM spowodowane jest dużą elastycznością ich pracy. Mogą pracować z bezpośrednim zasilaniem ze źródeł pogodozależnych w trybie dostosowania mocy w zależności od produkcji energii elektrycznej. Elastyczność pracy jest na tyle duża, że potencjalnie mogą być wykorzystywane nawet do regulacji częstotliwości w sieci. Poza tym praktycznie nie ma zanieczyszczeń podczas eksploatacji.

Pojawi się jednak pytanie: co elektrolizer może mieć wspólnego w elektrociepłowni? Podczas transformacji energii elektrycznej na wodór występują straty. Straty te są w postaci ciepła, które musi być odprowadzane z układu. Poziom temperatur tego ciepła jest niski, na poziomie kilkudziesięciu stopni. Powoduje to, że do bezpośredniego zastosowania

do grzania nie jest ono przydatne, ale po podniesieniu temperatury przy użyciu pomp ciepła może być wykorzystane do zasilania systemów ciepłowniczych. W związku z tym, takie układy powinny powstawać w miejscach, gdzie będzie możliwe zagospodarowanie tego ciepła. Obecnie sprawność takich układów to około 50%, czyli 50% będzie stanowiło ciepło. Ale czy to jest układ kogeneracyjny? W obecnym rozumieniu nie. Trwają prace nad układami tzw. odwracalnych ogniw, czyli takich, w których w okresach nadmiaru produkcji energii elektrycznej będzie produkowany wodór, a w okresach, w których będzie niedobór energii w tym samym urządzeniu będzie wytwarzany prąd z wodoru. Tu również straty będą w postaci ciepła i taki układ z pewnością będzie można nazwać układem kogeneracyjnym.

Omawiając ważniejsze technologie kogeneracyjne przyszłości warto jeszcze wspomnieć o jednej technologii. Zaspokojenie potrzeb bytowych na ciepło (ogrzewanie pomieszczeń i ciepła wo-

da użytkowa) może być pokrywane ze źródeł odnawialnych (energia słoneczna i pompy ciepła). Co z przemysłem, gdzie wymagany poziom temperatur ciepła jest na poziomie 300°C, a nawet czasami 500°C? Najczęściej pojawiającą się w tym kontekście technologią jest elektrownia jądrowa z reaktorem typu HTR [20]. Daje on możliwość generowania nośnika o bardzo wysokich parametrach. W tym przypadku niezbędne będą klasyczne układy siłowni parowych. Układy takie dają również możliwość prowadzenia elektrolizy wody, ponieważ osiągnięte temperatury są rzędu 1000°C. W Polsce intensywne badania na rozwoju tej technologii prowadzi Narodowe Centrum Badań Jądrowych [1].

■ Podsumowanie

Z przedstawionego przeglądu technologii dla kogeneracji w aspekcie osiągnięcia neutralności klimatycznej widać, że na obecnym etapie jest szereg technologii rozwijanych. Nie można wskazać

jednoznacznie, które z tych technologii w jakiś znaczący sposób mogą być wiodące. Wydaje się, że będzie musiało istnieć szereg technologii. To co ważne, to że istnieje szereg możliwości, które pozwalają na stopniowe obniżanie emisji. Współczesne technologie gazowe (zasilane gazem ziemnym) będą kończyły swój techniczny i ekonomiczny okres eksploatacji około 2050 r. Prawdopodobnie w ciągu kilku lat powinny pojawić się technologie turbin gazowych i silników tłokowych pozwalających na elastyczność paliwową z możliwością transformacji na 100% wodoru. To pozwoli na płynną transformację do neutralności klimatycznej. Technologia, którą na pewno warto obserwować to technologia elektrolizy. W opinii autora będzie ona ważnym elementem przyszłych układów elektrociepłowni. Pozostałe układy oparte na biomase, biogazie i odpadach na pewno będą istniały, ale chyba nie będą miały dużego znaczenia ze względu na ograniczoną dostępność paliwa. □

Literatura

1. "Comprehensive assessment of the potential for the application of high-efficiency cogeneration and efficient district heating and cooling in Poland." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ReportPolandEN.pdf>.
2. E. Ciesielka, "Analiza możliwości współpracy instalacji PV z pompą ciepła," *Przegląd elektrotechniczny*, vol. 2021, no. 97, pp. 144–147, 2021, doi: 10.15199/48.2021.01.2.
3. A. Madej, O.; Kruszelnicka, W.; Mroziński, "Współpraca pompy ciepła z ogniwem PV w ciągu roku," *Ekol. i Tech.*, vol. 24, no. 2, pp. 55–60, 2016.
4. H. A. Gabbar, M. R. Abdussami, and M. I. Adham, "Techno-economic evaluation of interconnected nuclear-renewable micro hybrid energy systems with combined heat and power," *Energies*, vol. 13, no. 7, 2020, doi: 10.3390/en13071642.
5. A. Peinado Gonzalo, A. Pliego Marugán, and F. P. Garcia Márquez, "A review of the application performances of concentrated solar power systems," *Applied Energy*, vol. 255, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113893.
6. P. del Río, C. Peñasco, and P. Mir-Artigues, "An overview of drivers and barriers to concentrated solar power in the European Union," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.038.
7. W. Bujalski, K. Futyma, J. Milewski, and A. Szczepaniak, "A model of the novel concept liquid piston engine sourced by waste heat," 2018, doi: 10.1051/mateconf/201824005003.
8. R. Loni, G. Najafi, E. Bellos, F. Rajaei, Z. Said, and M. Mazlan, "A review of industrial waste heat recovery system for power generation with Organic Rankine Cycle: Recent challenges and future outlook," *Journal of Cleaner Production*, vol. 287, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125070.
9. "Siemens ma kolejny pomysł na magazynowanie energii." <https://gramwzielone.pl/siemens-ma-kolejny-pomysl-na-magazynowanie-energii>.
10. L. Ren, S. Zhou, and X. Ou, "Life-cycle energy consumption and greenhouse-gas emissions of hydrogen supply chains for fuel-cell vehicles in China," *Energy*, vol. 209, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118482.
11. C. Zhao and Y. Luo, "Introduction of HCCI for Hydrogen Fuel Engines," *J. Sci. Res. Reports*, 2020, doi: 10.9734/jsrr/2020/v26i930316.
12. S. Karthikeyan and M. Periyasamy, "Impact on the power and performance of an internal combustion engine using hydrogen," *Mater. Today Proc.*, 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2021.02.356.
13. D. Akal, S. Öztuna, and M. K. Büyükkakin, "A review of hydrogen usage in internal combustion engines (gasoline-Lpg-diesel) from combustion performance aspect," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 60, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.001.
14. A. Boretti, "Hydrogen internal combustion engines to 2030," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 43, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.022.
15. "Hydrogen CHP: The Future Has Begun." https://www.2-g.com/module/designvorlagen/downloads/2g_chp_journal_july_2020.pdf.
16. "New hydrogen engine from INNIO ready for operation after passing all tests." <https://www.innio.com/en/news-media/news/press-release/new-hydrogen-engine-from-innio-ready-for-operation-after-passing-all-tests>.
17. "Gas & Oil Fired." <https://www.powerengineeringint.com/gas-oil-fired/>.
18. "Wärtsilä launches major test programme towards carbon-free solutions with hydrogen and ammonia." <https://www.wartsila.com/media/news/14-07-2021-wartsila-launches-major-test-programme-towards-carbon-free-solutions-with-hydrogen-and-ammonia-2953362>.
19. "The future of gas turbines." <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen/zehtc.html>.
20. A. A. Salehi, M. Ghannadi-Maragheh, M. Torab-Mostaedi, R. Torkaman, and M. Asadollahzadeh, "An overview of sustainable energy development by using cogeneration technology and opportunity for improving process," *International Journal of Energy Research*, vol. 45, no. 8, 2021, doi: 10.1002/er.5742.