

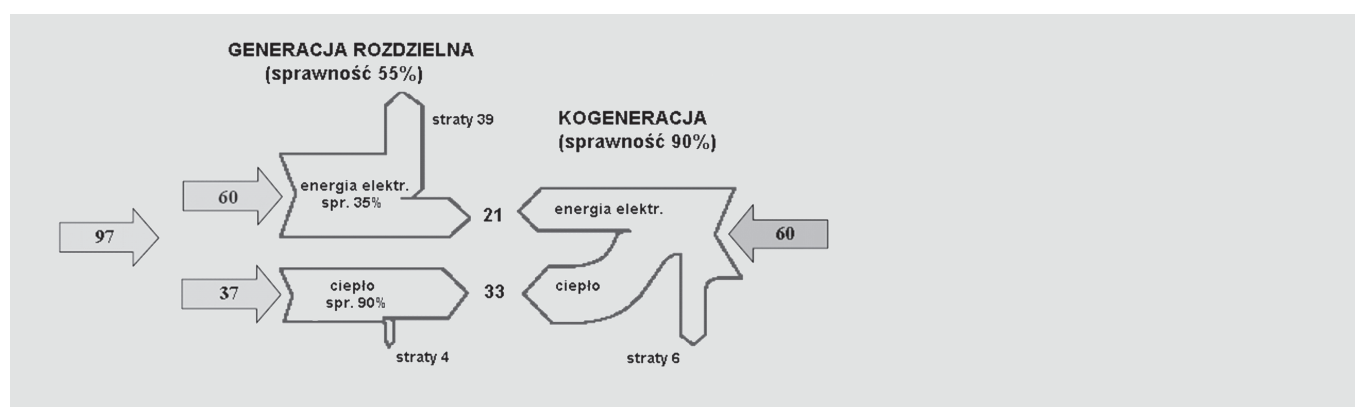
KOGENERACJA W DUŻEJ I MAŁEJ SKALI

prof. dr hab. inż. Jan Kiciński / Instytut Maszyn Przepływowych PAN
doc. dr hab. inż. Piotr Lampart / Instytut Maszyn Przepływowych PAN

WPROWADZENIE

Kogeneracja to jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej, które prowadzi do lepszego, niż w produkcji rozdzielnej, wykorzystania energii pierwotnej. Kogeneracja prowadzi zatem do obniżenia kosztów wytwarzania energii końcowej, jak i przyczynia się do zmniejszenia emisji, w szczególności CO₂. Kogeneracja jednak najczęściej zdeterminowana jest przez wielkość zapotrzebowania na ciepło. W zależności od odbiorcy ciepła jego ilość może ulec zmianom sezonowym i dobowym. Kompleksowa analiza instalacji energetycznej musi uwzględniać specyfikę odbioru ciepła.

Przykładowe liczbowe zyski z kogeneracji przedstawiono na rys. 1. Jak widać ze schematu, do wytworzenia 21 jednostek energii elektrycznej i 33 jednostek ciepła w kogeneracji (przy założeniu teoretycznej sprawności całkowitej na poziomie 90%) potrzeba 60 jednostek energii pierwotnej. Natomiast do wytworzenia tej samej ilości energii końcowej przy generacji rozdzielnej potrzeba aż 97 jednostek energii pierwotnej.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w trybie generacji rozdzielnej i kogeneracji

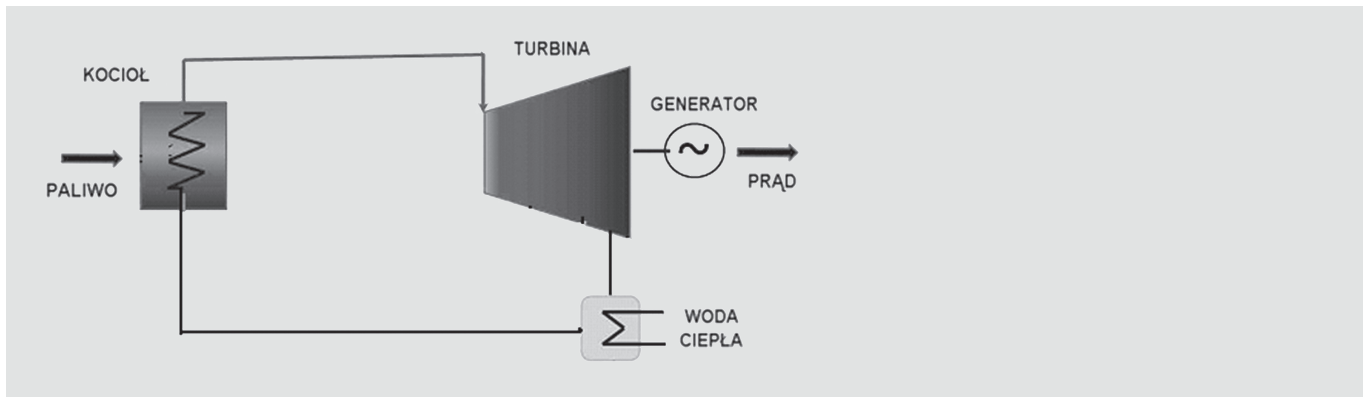
Kogeneracja w dużej skali

Podstawowymi urządzeniami układów kogeneracyjnych, lub inaczej systemów CHP (*combined heat & power systems*), w skali energetyki zawodowej są przede wszystkim turbiny parowe przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne, pracujące w obiegu zamkniętym Rankine'a oraz turbiny gazowe, pracujące w obiegu Braytona [1]. Spotyka się także układy kombinowane, dwupaliwowe. W obiegu zamkniętym turbiny przeciwprężnej (rys. 2), w kotle następuje produkcja pary i jej przegrzanie. Przegrzana para rozpręża się w turbinie i z wylotu turbiny zostaje skierowana do wymiennika (kondensatora), gdzie oddaje swoje ciepło przegrzania i kondensacji na podgrzanie wody sieciowej. Zaletą układu z turbiną przeciwprężną jest jego prostota, praktycznie niewielkie

Streszczenie

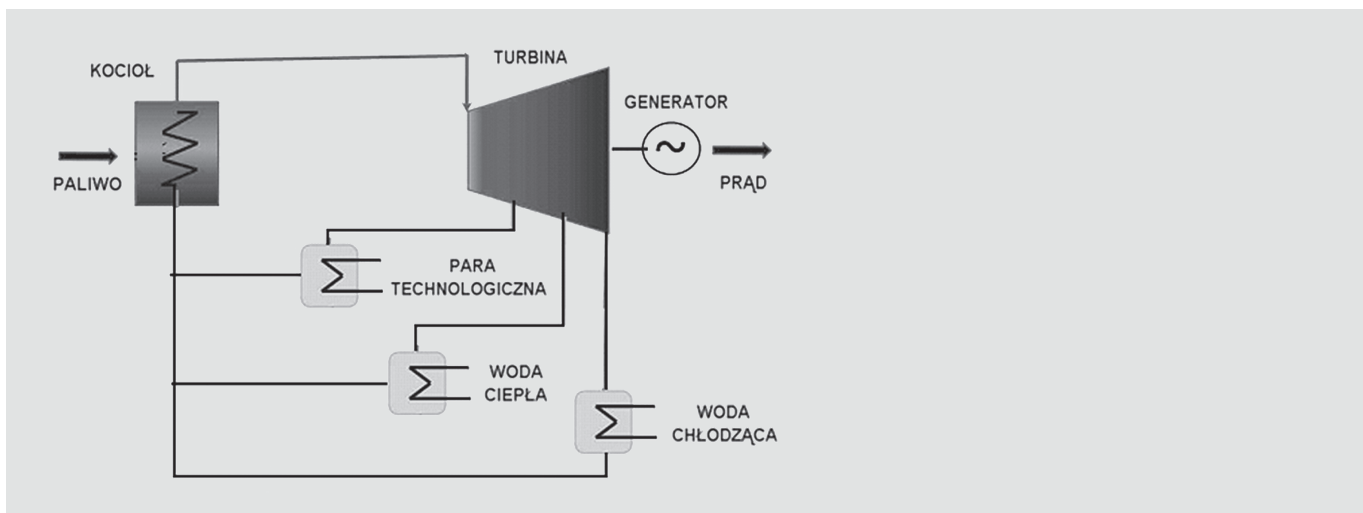
W pracy przedstawiono schematy ideowe oraz opisano zalety podstawowych urządzeń energetycznych stosowanych i przeznaczonych do stosowania w układach kogeneracyjnych. W pierwszej kolejności rozważano podstawowe układy kogeneracyjne stosowane w energetyce zawodowej. Następnie przedstawiono zalety energetyki rozproszonej oraz omówiono wybrane układy kogeneracyjne przeznaczone dla jednostek wytwórczych energetyki rozproszonej.

zapotrzebowanie na wodę chłodzącą i w związku z tym małe straty ciepła w kondensatorze. Do wad należy zaliczyć skróconą linię ekspansji (niewykorzystany obszar niskich ciśnień do produkcji energii elektrycznej) i dużą sztywność układu, tj. zależność produkcji energii elektrycznej od zapotrzebowania na ciepło.



Rys. 2. Schemat obiegu cieplnego turbiny przeciwprężnej

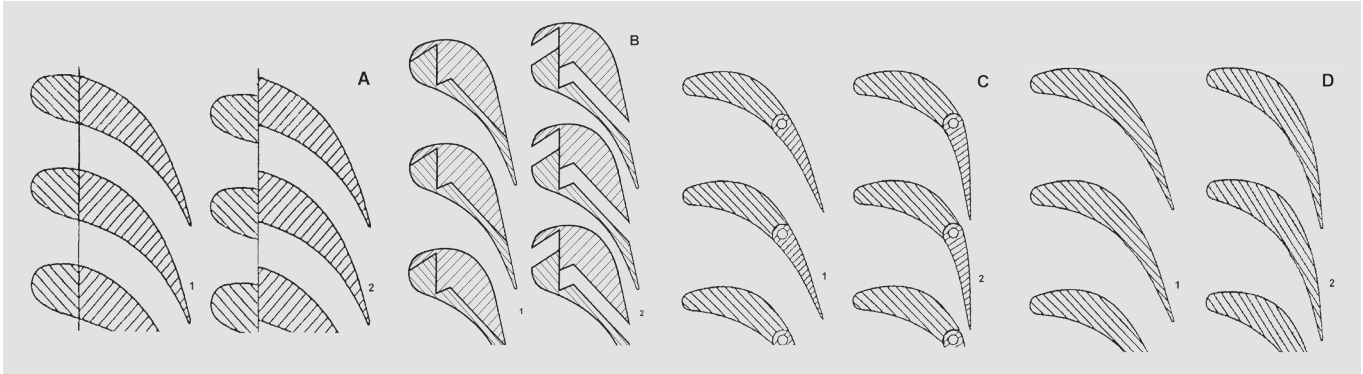
W turbinie upustowo-kondensacyjnej (rys. 3) upust ciepłowniczy znajduje się jeden, dwa lub więcej stopni w górę przepływu od wylotu. Zaletą takiego rozwiązania jest możliwość pełnej ekspansji pary do parametrów poniżej 0,1 bara i 40°C, co jest ważne dla celów produkcji energii elektrycznej. Zakres mocy turbin upustowo-kondensacyjnych wynosi od kilkunastu do kilkuset MWe. Co prawda, ciepło wylotowe jest tracone w kondensatorze, ale obciążenie cieplne upustów ciepłowniczych turbiny może, przy zastosowaniu odpowiednich zabiegów, zmieniać się bez znacznego uszczerbku dla produkcji energii elektrycznej. Jednym ze sposobów dostosowania układów łopatkowych turbin ciepłowniczych do pracy w warunkach zmiennego obciążenia, w związku z kogeneracją energii elektrycznej i ciepła, jest regulacja adaptacyjna. Podstawowym elementem regulacji adaptacyjnej jest stopień adaptacyjny umieszczony za upustem. Przy odprowadzeniu pary na cele ciepłownicze, zmienna geometria układu łopatkowego kierownicy stopnia adaptacyjnego pozwala na redukcję masowego natężenia przepływu bez redukcji spadku ciśnienia w grupie kolejnych stopni położonych w dół przepływu od upustu. Wykorzystany zostaje pełny dostępny spadek ciśnienia, co pozwala uniknąć ekspansji pozałopatkowych, które poza tym, że są źródłem strat mocy turbiny, wprowadzają dodatkowy element niepewności w pracy dyfuzora wylotowego.



Rys. 3. Schemat obiegu cieplnego turbiny upustowo-kondensacyjnej

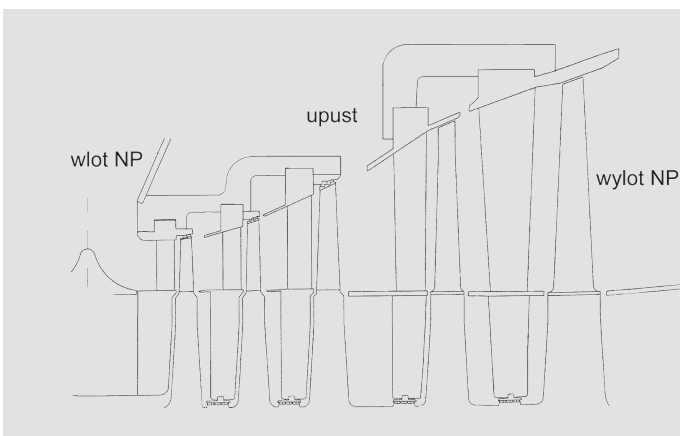
W najbardziej typowym rozwiązaniu stopnia adaptacyjnego kierownicy mają przestawne krawędzie wlotowe, które w miarę potrzeby blokują część kanału przepływowego, redukując masowe natężenie przepływu (rys. 4 – część A). Konstrukcja z przestawną krawędzią wlotową stosowana jest powszechnie w turbinach produkcji LMZ, ABB-Zamech, Alstom Power [2], [3]. Rys. 4 – część B ukazuje inny przykład rozwiązania układu kierowniczego stopnia adaptacyjnego o tej samej konstrukcji mechanizmu przestawnego, lecz o bardziej złożonej linii podziału łopatki kierowniczej. Interesujące rozwiązanie stopnia adaptacyjnego jest przedmiotem patentu [4]. Kierownica

stopnia adaptacyjnego charakteryzuje się obracaną krawędzią wylotową (tzw. lotką), która reguluje szerokość najmniejszego przekroju (gardła), a w porównaniu z konstrukcją z przestawną krawędzią wlotową zachowuje płynność kształtu profilu, również dla niskich poziomów otwarć, rys. 4 – część C. Podobna idea przyświeca układowi z obracaną całą łopatką kierowniczą, rys. 4 – część D.

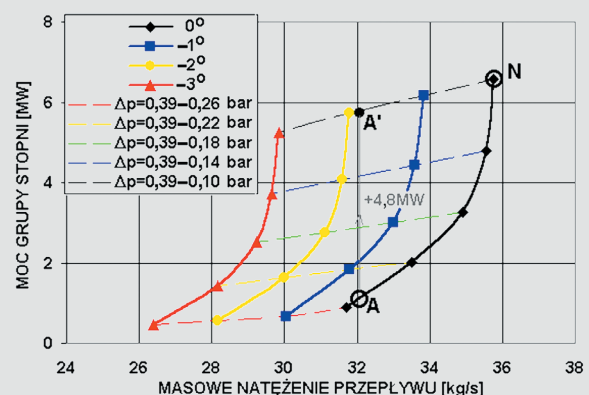


Rys. 4. Przykłady kierownic stopnia adaptacyjnego: łopatkę z przestawną krawędzią wlotową (A), łopatkę ze złożoną linią podziału (B), łopatkę z obracaną krawędzią wylotową – lotką (C), obracana łopatką (D); 1 – pełne otwarcie kanału, 2 – otwarcie częściowe

W pracy [5] przeprowadzono analizę numeryczną efektów regulacji adaptacyjnej w grupie stopni części NP turbiny dużej mocy (rys. 5), na podstawie rozwiązania konstrukcyjnego stopnia adaptacyjnego z przestawną (obracaną) kierownicą. Na rys. 6 przedstawiono zmiany mocy grupy dwóch stopni wylotowych w funkcji masowego natężenia przepływu przez grupę stopni w związku z odprowadzeniem pary do upustu ciepłowniczego. Naszkicowano tam zmiany mocy dla różnych kątów ustawień łopatki kierowniczej (kolorowe linie ciągłe) i dla różnych spadków ciśnień (kolorowe linie przerywane). Zaznaczono punkty pomocne w ocenie korzyści wynikających z regulacji adaptacyjnej. Są to: N – nominalny punkt pracy stopnia; A – przykładowy punkt pracy stopnia w warunkach odprowadzenia dodatkowo 10% masowego natężenia pary do upustu, oraz A' – ten sam punkt pracy po regulacji adaptacyjnej. Celem regulacji adaptacyjnej w warunkach odprowadzenia pary do upustu jest wykorzystanie pełnego dostępnego spadku ciśnienia i przeniesienie ekspansji poza układem łopatkowym na powrót do układu łopatkowego. Jak wynika z rys. 6, można to osiągnąć poprzez przymknięcie kierownic stopnia przedostatniego o kąt równy ok. 2°. Punkt pracy A zostaje wówczas przeniesiony do punktu A', znajdującego się na linii nominalnego spadku ciśnienia w grupie stopni od 0,39 do 0,10 bara. W wyniku tego można uzyskać znaczny spadek strat przepływowych, szczególnie w stopniu wylotowym. Obliczono, że w badanej turbinie ciepłowniczej o mocy 50 MW, w przypadku odprowadzenia 10% masowego natężenia przepływu pary do upustu bezpośrednio przed grupą dwóch ostatnich stopni części NP, zyski mocy sięgają średnio 2,5 MW na każdy stopień z tej grupy. W wyniku zastosowania regulacji adaptacyjnej moc badanej grupy dwóch stopni wylotowych jest niższa jedynie o ok. 11% od mocy grupy stopni przed odprowadzeniem pary (6,5 MW), a zatem maleje praktycznie w takim stopniu, w jakim obniża się masowe natężenie przepływu przez układ łopatkowy grupy stopni. Warto zwrócić uwagę, że dla turbiny o mocy 50 MW wzrost mocy grupy stopni wylotowych, uzyskany w wyniku regulacji adaptacyjnej, stanowi prawie 10% mocy całej turbiny.

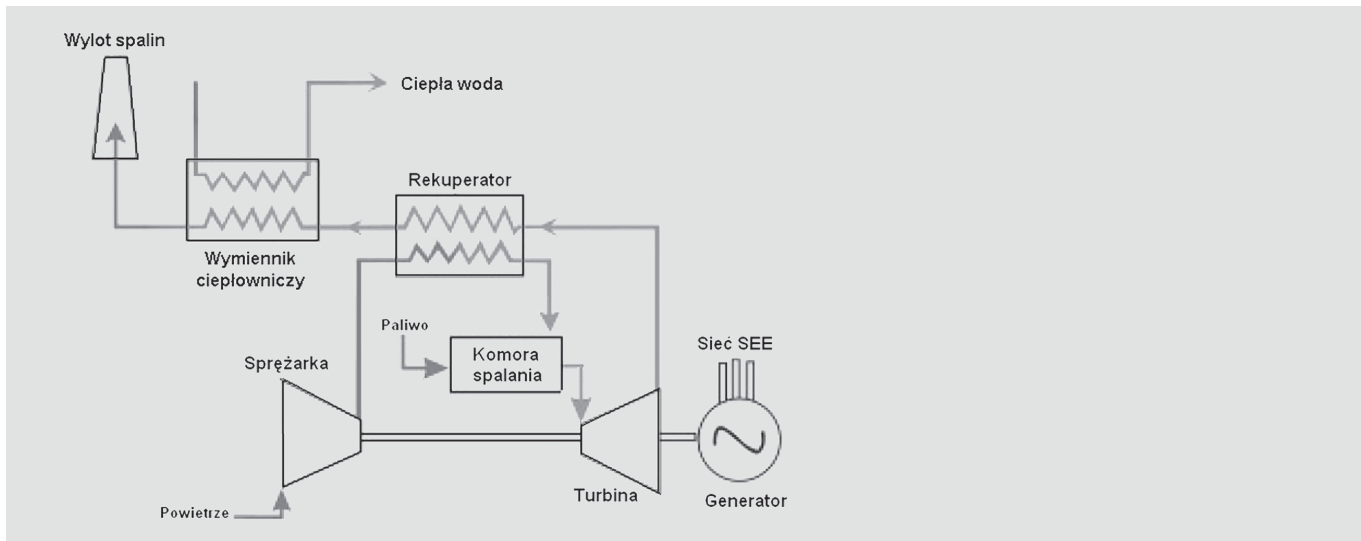


Rys. 5. Geometria układu przepływowego części nisko-średniej turbiny ciepłowniczej



Rys. 6. Zmiany mocy grupy dwóch stopni wylotowych w funkcji masowego natężenia przepływu

W układach kogeneracyjnych energetyki zawodowej często stosowane są także turbiny gazowe. Na rys. 7 przedstawiono schemat obiegu cieplnego kogeneracyjnej turbiny gazowej, pracującej w obiegu otwartym. Do komory spalania dostarczone jest sprężone powietrze. W komorze spalania następuje spalenie paliwa i przekazanie ciepła do spalin. Spaliny rozprężają się w turbinie, która napędza generator. Spaliny z wylotu turbiny, o jeszcze wysokiej temperaturze na poziomie 400–600°C, trafiają najpierw do rekuperatora, gdzie następuje wstępne ogrzanie sprężonego powietrza, po czym trafiają do wymiennika ciepłowniczego, gdzie zostaje podgrzana woda do celów ciepłowniczych. Z uwagi na wysoką temperaturę spalin z wylotu turbiny można także budować obiegi gazowo-parowe z kogeneracją o sprawności produkcji energii elektrycznej przewyższającej 50%. Zaletą turbin gazowych jest duża sprawność produkcji elektrycznej i możliwość szybkiego uruchomienia do uzyskania obciążenia nominalnego. Moc elektryczna turbin gazowych zwykle nie przekracza 100 MWe.



Rys. 7. Schemat obiegu cieplnego kogeneracyjnej turbiny gazowej

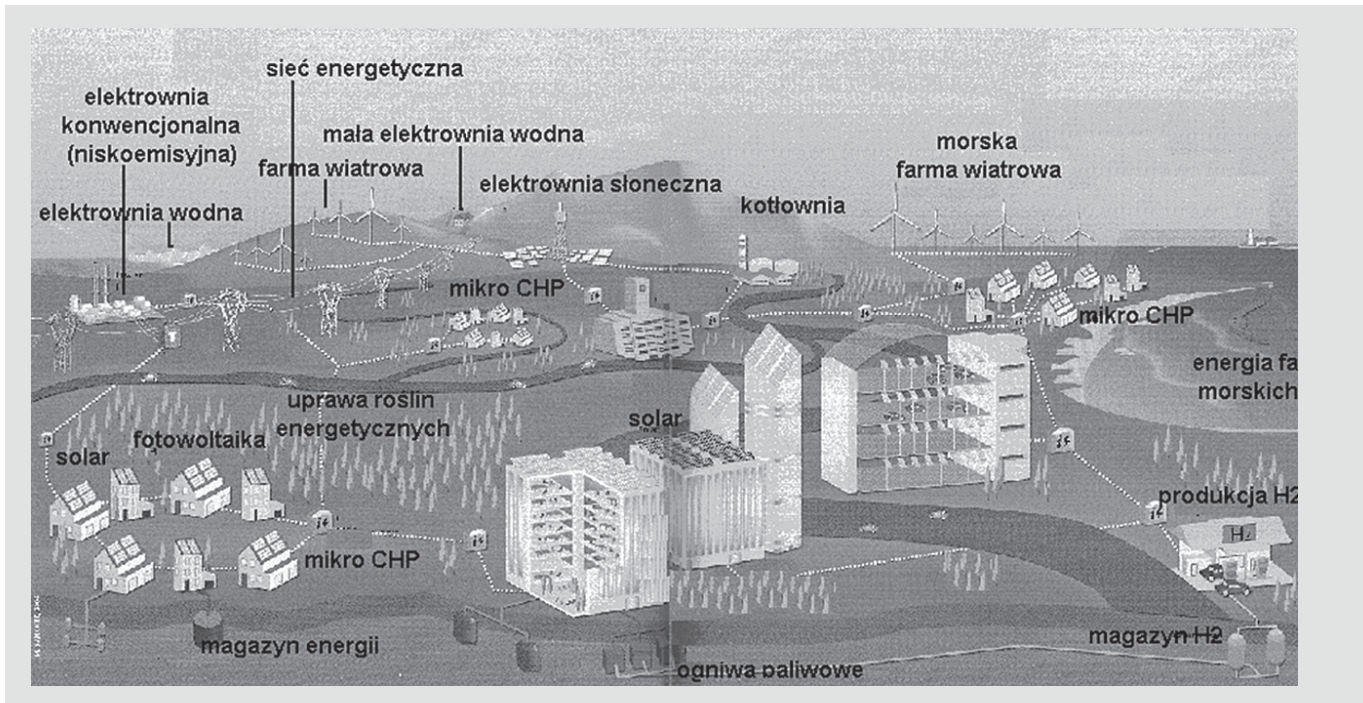
Energetyka rozproszona

Kogeneracja jako jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej znajduje szczególne zastosowanie w małych jednostkach wytwórczych energetyki rozproszonej [6], [7]. Rozwój tych jednostek nie jest planowany centralnie. Klasyfikacja jednostek energetyki rozproszonej odnosi się głównie do systemów wytwarzania energii elektrycznej, z możliwością wytwarzania także ciepła. Najbardziej adekwatny podział energetyki rozproszonej według mocy jednostek wytwórczych wydaje się następujący:

- Mikroenergetyka rozproszona (do 5 kW)
- Mała energetyka rozproszona (5 kW – 5 MW)
- Średnia energetyka rozproszona (5 MW – 50 MW)
- Duża energetyka rozproszona (50 MW – 100 lub 150 MW).

W źródłach rozproszonych stosowane są różne technologie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej. Mogą to być małe elektrownie konwencjonalne, ciepłownie lub elektrociepłownie węglowe, kotłownie biomasowe, elektrownie wodne, farmy wiatrowe, morskie farmy wiatrowe, elektrownie słoneczne, stacje ogniwo-paliwowych i magazynów energii, biogazownie i biorafinerie (rys. 8). W tych ostatnich odbywa się zresztą skojarzona produkcja paliw drugiej generacji i energii. Jakkolwiek za górną granicę mocy jednostek zaliczanych do energetyki rozproszonej uważa się 100–150 MW, nasze dalsze rozważania dotyczyć będą energetyki rozproszonej w małej skali, dotyczącej mocy jednostek do 5 MWe.

Energia wyprodukowana w jednostkach mikro- i małej energetyki rozproszonej trafia w pierwszej kolejności do lokalnego odbiorcy. Rozróżnia się generację na użytek własny gospodarstw, budynków przedsiębiorstw, obiektów administracji i użyteczności publicznej. Nadwyżki energii elektrycznej przekazywane są do rozdzielczych sieci elektroenergetycznych. Nadwyżki ciepła trafiają do lokalnych sieci ciepłowniczych. Wyprodukowane paliwa mogą zostać wykorzystane do celów transportowych lub być zatłoczone do lokalnych sieci paliwowych.



Rys. 8. Model energetyki rozproszonej

Wśród podstawowych zalet energetyki rozproszonej należy wymienić:

- możliwość wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych, w tym w szczególności odnawialnych źródeł energii
- możliwość produkcji różnych rodzajów energii w kogeneracji, w miejscu zapotrzebowania na ciepło
- uniknięcie nadmiernej mocy zainstalowanej
- zmniejszenie obciążenia szczytowego
- redukcję strat przesyłowych
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego przez dywersyfikację źródeł energii
- redukcję emisji gazów cieplarnianych (kogeneracja, odnawialne źródła energii).

Wśród wad energetyki rozproszonej należy wymienić:

- nieprzewidywalność produkcji energii z niektórych źródeł (elektrownie wiatrowe, słoneczne) i konieczność utrzymania rezerw mocy
- wysokie początkowe nakłady inwestycyjne
- wysokie koszty przyłączenia opomiarowania i bilansowania energii na jednostkę mocy wytworzonej.

Polityka Unii Europejskiej jest bardzo korzystna dla wytwarzania energii w jednostkach energetyki rozproszonej i z odnawialnych źródeł. Przykładami są:

- Dyrektywa 2004/8/WE w sprawie promocji kogeneracji
- Dyrektywa 2003/87/WE w sprawie ustanowienia handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych
- Dyrektywa 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej
- Dyrektywa 2001/77/WE określająca udział energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych dla poszczególnych krajów.

Na wzrost opłacalności wytwarzania energii w jednostkach energetyki rozproszonej wpływa system zachęt ekonomicznych, np. za zieloną energię (zielone certyfikaty), za kogenerację (czerwone certyfikaty), za efektywność energetyczną oraz tzw. płytkie opłaty za przyłączenie do sieci.

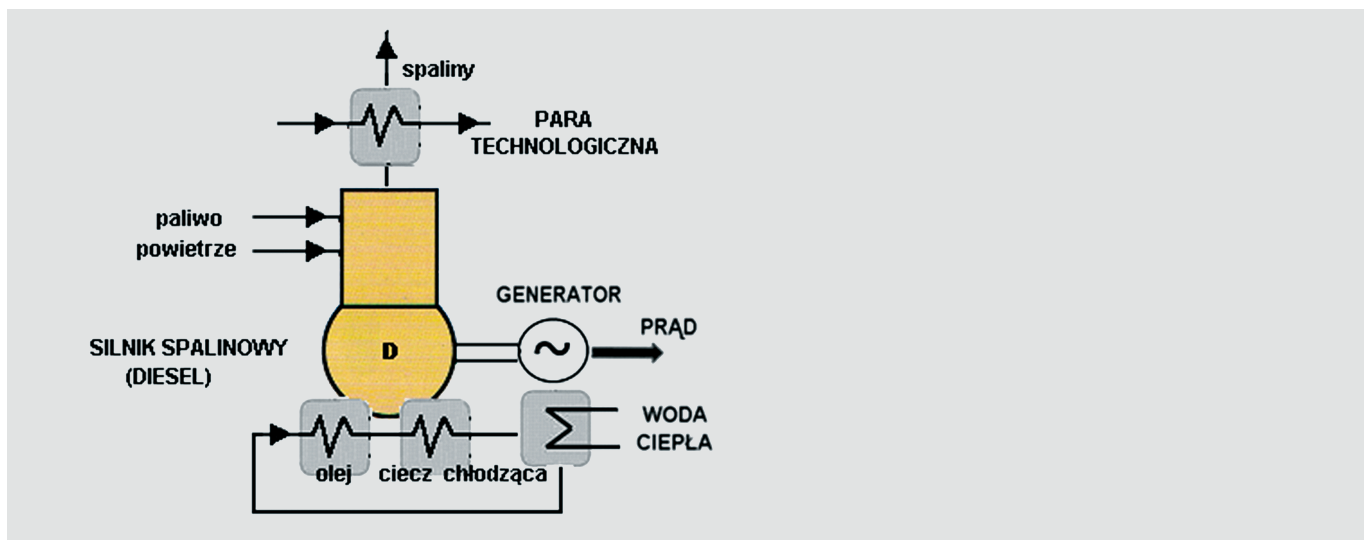
Istnieje też wiele regulacji, które mogą działać zarówno na korzyść, jak i na niekorzyść wywarzania energii w jednostkach energetyki rozproszonej, np.:

- regulacje dotyczące przyłączenia do sieci
- regulacje środowiskowe odnośnie emisji gazów cieplarnianych i innych szkodliwych gazów (SO_2 , NO_x), zanieczyszczeń pyłowych, emisji hałasu, zszpecenia krajobrazu, oddziaływania na środowisko
- regulacje dotyczące bezpieczeństwa i bezpiecznej eksploatacji.

Kogeneracja w małej skali

Podstawowymi urządzeniami układów kogeneracyjnych w małej energetyce rozproszonej są silniki spalinowe. Agregaty prądowórcze na bazie silników spalinowych nadbudowane węzłem ciepłowniczym stanowią trzon układów kogeneracyjnych skojarzonych z układami do produkcji paliw z biomasy – biogazowniami i biorafineriami. Wyposażone w odpowiednie układy zasilania i automatykę zapłonu mogą spalać paliwa gazowe, jak i ciekłe, także paliwa mniej kaloryczne, takie jak biogaz z biogazowni fermentacyjnej, gaz syntezowy otrzymywany w wyniku zgazowania pirolitycznego, ciekłe produkty fermentacji alkoholowej i pirolizy, produkty palne z procesu estryfikacji tłuszczów zwierzęcych itp. Silniki spalinowe zazwyczaj pracują w zakresie mocy od kilkunastu kWe do kilku MWe.

Na rys. 9 przedstawiono schemat obiegu kogeneracyjnego silnika spalinowego. Spalinowy silnik tłokowy napędza generator energii elektrycznej. Ciepło z układu chłodzenia i smarowania zostaje wykorzystane na podgrzanie ciepłej wody. Ciepło spalin z wylotu silnika można wykorzystać do produkcji pary dla procesów technologicznych lub także dla celów ciepłowniczych.



Rys. 9. Schemat obiegu kogeneracyjnego silnika spalinowego

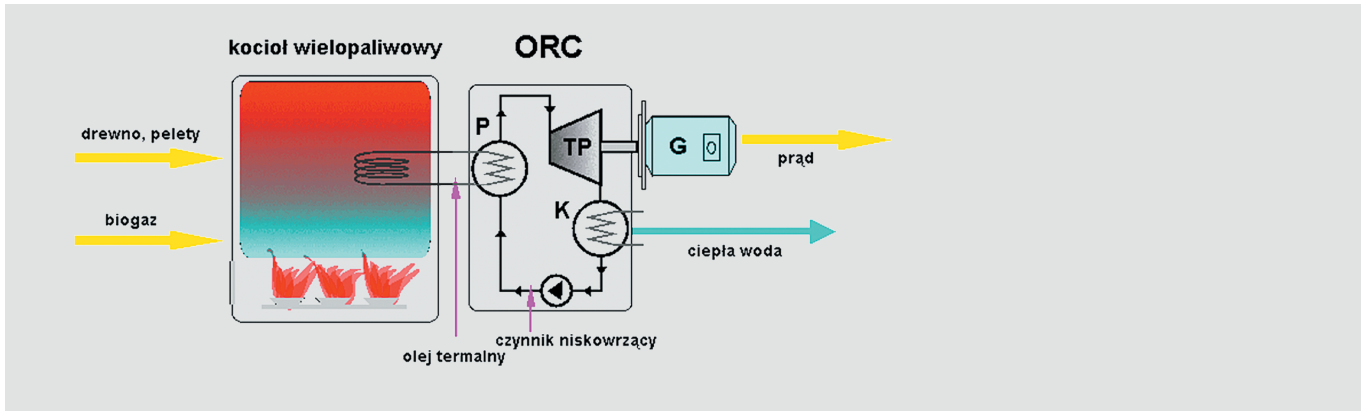
Podstawowymi zaletami elektrowni opartych na silnikach tłokowych są:

- wysoka sprawność produkcji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy, w tym także podczas pracy w obszarze obciążeń częściowych
- możliwość szybkiego uruchomienia i uzyskania obciążenia nominalnego
- możliwość pracy w miejscach oddalonych od linii przesyłowych i w charakterze zasilania awaryjnego
- duża różnorodność stosowanych paliw
- stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne.

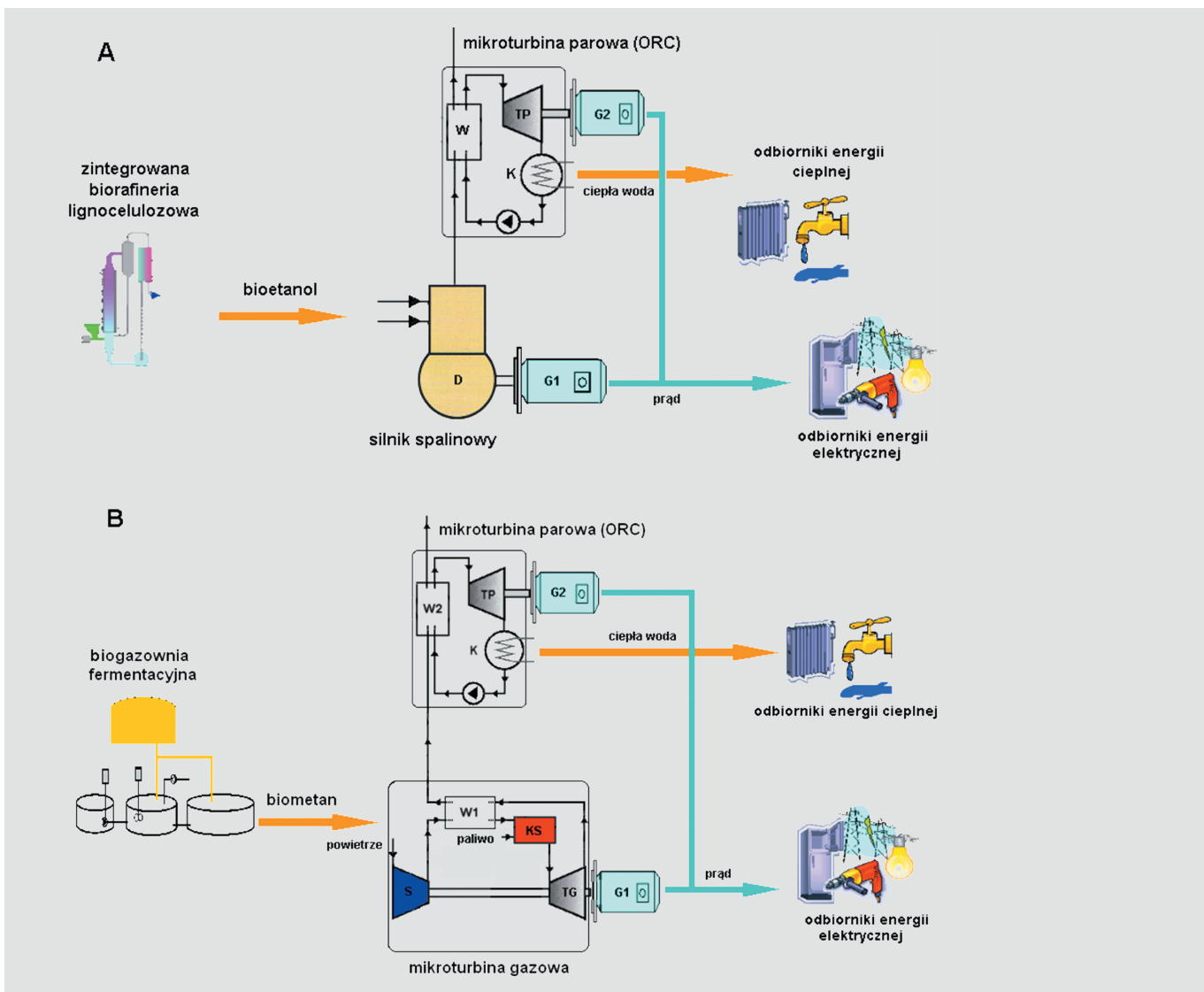
W układach kogeneracyjnych w małej skali można także wykorzystywać turbiny lub mikroturbiny gazowe. Idea układu kogeneracyjnego jest tu identyczna jak w obiektach w dużej skali (rys. 7). Turbiny gazowe charakteryzują się znacznie dłuższym czasem eksploatacji niż silniki spalinowe i nie wymagają częstych usług podtrzymujących eksploatację. Sprawność turbin gazowych w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej wypada jednak przeważnie o kilka punktów procentowych gorzej niż dla silników spalinowych w rozważanym zakresie mocy. Wyższe są także koszty inwestycyjne.

Odpowiednikami turbin parowych wielkiej mocy w energetyce rozproszonej są małe turbiny lub mikroturbiny parowe pracujące w organicznym obiegu Rankine'a (ORC), którego schemat przedstawiono na rys. 10. Podstawowymi elementami składowymi siłowni są: ekologiczny kocioł przystosowany do spalania różnego rodzaju biomasy i biopaliw, obieg pośredni oleju termalnego odbierający ciepło od spalin i przekazujący je do czynnika roboczego, parownik, turbina na czynnik niskowrzący, generator, skraplacz oraz pompy obiegowe czynnika roboczego i oleju termalnego [8], [9]. W przyjętym rozwiązaniu prąd elektryczny stanowi ok. 10–20% mocy cieplnej układu. Na cele ciepłownicze wykorzystuje się ciepło przegrzania i kondensacji czynnika roboczego układu ORC. Rozwiązanie to jest ciekawe ze względu na jego szczególną predyspozycję do wykorzystania niskotemperaturowych źródeł ciepła, możliwość użycia różnych rodzajów paliwa i możliwość zastosowania budowy modułowej

– a zatem łatwość dostosowania do wymaganego zakresu mocy. W IMP PAN opracowywane są urządzenia dla odbiorców indywidualnych o mocy do 20 kWc i 4 kWe oraz na potrzeby kompleksów agroenergetycznych o mocy modułu do 1000 kWc i 200 kWe (maksymalnie do: 5 MW i 1 MWe odpowiednio). W zakresie mocy do kilku lub kilkunastu kWc perspektywiczne są także układy kogeneracyjne z silnikiem Stirlinga (ze spalaniem zewnętrznym) oraz zbudowane na bazie stosu ogniw paliwowych.



Rys. 10. Siłownia kogeneracyjna w obiegu parowym ORC;
P – parownik, TP – turbina parowa, K – kondensator, G – generator



Rys. 11. Schematy siłowni kogeneracyjnych w układzie kombinowanym: A – silnik spalinowy + układ ORC; B – turbina gazowa + układ ORC;
TP – turbina parowa, TG – turbina gazowa, K – kondensator, G1, G2 – generatory, S – sprężarka, KS – komora spalania turbiny gazowej,
W, W1, W2 – wymienniki ciepła



Z myślą o rozwijaniu technologii minisiłowni kogeneracyjnych skojarzonych z układami produkcji paliw z biomasy i charakteryzujących się wysoką sprawnością produkcji energii elektrycznej (40–50%), w IMP PAN prowadzone są prace nad realizacją obiegów kombinowanych gazowo-parowych, przedstawionych na rys. 11. Wydaje się, że największą rolę odegrają tu jednostki o mocy 0,5–1 MWe. Podstawowy obieg siłowni to obieg silnika spalinowego lub turbiny gazowej, gdzie generator napędzany jest przez silnik spalinowy/turbinę gazową. Dodatkowym obiegiem jest obieg parowy ORC pracujący na ciepło odpadowym, stanowiącym ciepło spalin oraz ciepło chłodzenia silnika/turbiny. Turbina parowa w obiegu ORC napędza dodatkowy generator, który produkuje dodatkową energię elektryczną. Ciepło przegrzania i kondensacji czynnika roboczego układu ORC jest wówczas wykorzystywane na cele ciepłownicze.

PODSUMOWANIE

W pracy przedstawiono przegląd podstawowych siłowni kogeneracyjnych stosowanych w energetyce zawodowej i rozproszonej. W zakresie siłowni wielkiej mocy szczególną uwagę zwrócono na układy ciepłownicze z turbinami upustowo-kondensacyjnymi. Przedstawiono zalety regulacji adaptacyjnej, która pozwala na zmianę obciążenia cieplnego upustów ciepłowniczych turbiny bez znacznego uszczerbku dla produkcji energii elektrycznej. Następnie przedstawiono zalety energetyki rozproszonej oraz omówiono wybrane układy kogeneracyjne przeznaczone dla jednostek wytwórczych energetyki rozproszonej. Szczególną uwagę zwrócono na siłownie kogeneracyjne wyposażone w układy ORC. Wydaje się, iż wiele egzemplarzy tych siłowni w perspektywie kilku, kilkunastu lat zostanie wdrożonych w jednostkach wytwórczych energetyki rozproszonej opartej na biomasie. Są to:

- mikrosiłownie kogeneracyjne o mocy cieplnej do kilkudziesięciu kWc i elektrycznej od kilku do kilkunastu kWc, dedykowane dla indywidualnych gospodarstw domowych jako domowe siłownie kogeneracyjne
- minisiłownie kogeneracyjne o mocy cieplnej do ok. 5 MWc i elektrycznej 1 MWe dedykowane dla gmin i powiatów (np. jako gminne centra energetyczne)
- minisiłownie kogeneracyjne w obiegu gazowo-parowym skojarzone z układami produkcji paliw z biomasy i o wysokiej sprawności produkcji energii elektrycznej w zakresie mocy 0,5–1 MWe.

BIBLIOGRAFIA

1. Perycz S., Turbiny parowe i gazowe, Wyd. PAN, Seria Maszyny Przepływowe, tom 10, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Wrocław – Warszawa – Kraków 1992.
2. Budyka I., Bułanin W., Kantos S., Rodin K., Atlas konstrukcji parowych i gazowych turbin, Gazenergoizdat, Moskwa (w jęz. rosyjskim) 1959.
3. Dejcz M.E., Filippov G.A., Lazarev L.Ja., Atlas profili palisad turbin osiowych, Maszinostrojenie, Moskwa (w jęz. rosyjskim) 1965.
4. Puzyrewski R., Palisada kierownicza do regulacji natężenia przepływu w turbinie cieplnej, Urząd Patentowy PRL, nr 96981, 1978.
5. Lampart P., Puzyrewski R., On the importance of adaptive control in extraction/condensing turbines, ASME Pap. GT2006–91160, 2006.
6. Distributed Energy Peer Review, Darlington, USA, December 2005.
7. Polimeros G., Energy Cogeneration Handbook, Industrial Press Inc., 2002.
8. <http://www.turboden.it/en/>
9. Mikielewicz J., Bykuć S., Mikielewicz D., Application of renewable energy sources to drive ORC mikro CHP, w: Heat transfer and Renewable Sources of Energy, red.: Mikielewicz J., Nowak W., Stachel A.A., 2006.