

PERSPEKTYWY ROZWOJU SKOJARZONEGO WYTWARZANIA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Autor: Andrzej Reński

(„Rynek Energii” – nr 6/2008)

Słowa kluczowe: gospodarka skojarzona ciepłno-elektryczna, technologie wytwórcze, strategia rozwoju źródeł wytwórczych, potencjał inwestycyjny kogeneracji

Streszczenie. Omówiono strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem kogeneracji, scharakteryzowano strukturę źródeł wytwórczych oraz przewidywane zmiany tej struktury w wieloletnim horyzoncie czasowym, zwrócono uwagę na wpływ unijnych oraz krajowych uwarunkowań prawnych na zakres rozwoju układów skojarzonych, podkreślono relacje z ochroną środowiska oraz z bezpieczeństwem energetycznym kraju.

1. WPROWADZENIE

Do utrzymania tendencji wzrostowej rozwoju gospodarczego kraju niezbędny jest dynamiczny wzrost zużycia energii elektrycznej. Tymczasem, jak wynika z danych charakteryzujących sytuację elektroenergetyki na tle innych krajów europejskich, przytoczonych w opracowaniu [11], Polska ma jeden z najniższych wskaźników zużycia energii elektrycznej na jednego mieszkańca wśród krajów UE-27 (Unii Europejskiej, z uwzględnieniem Rumunii i Bułgarii), a ponadto wyróżnia się bardzo niekorzystną strukturą zużycia surowców pierwotnych do wytwarzania energii elektrycznej, wyraźnie zdominowaną przez węgiel kamienny i węgiel brunatny.

Natomiast dane dotyczące wartości średnich dla Europy i dla świata mówią o wytwarzaniu tylko trzeciej części energii elektrycznej w oparciu o węgiel. Pozostała ilość energii elektrycznej produkowana jest z wykorzystaniem paliw węglowodorowych (czwarta część w Europie i trzecia na świecie) oraz w elektrowniach jądrowych (32% w Europie i 16% na świecie). Szczególnie wysoki udział paliw stałych przyczynia się, jak wiadomo, do dużej emisji głównego gazu cieplarnianego - dwutlenku węgla CO₂, a także innych rodzajów zanieczyszczeń.

Realizacja założeń dotyczących tempa wzrostu gospodarczego w Polsce w okresie do 2030 r. będzie wymagać znacznego zwiększenia produkcji oraz zużycia energii elektrycznej. Projekt dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” przewiduje zwiększenie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu 146 TWh/a w 2005 r. do 280 TWh/a w 2030 r. [8]. Oznacza to prawie dwukrotny wzrost w ciągu 25 lat. Jeśliby nawet ocenić tę prognozę za zbyt wygórowaną, to z uwagi na bardzo zaawansowany wiek podstawowego wyposażenia krajowych elektrowni i elektrociepłowni, należy liczyć się z koniecznością zainstalowania w tym okresie w krajowym systemie elektroenergetycznym nowych źródeł wytwórczych o bardzo dużej łącznej mocy elektrycznej. W roku 2030 ok. 20 tys. MW mocy elektrycznej miałoby pochodzić z istniejących obecnie elektrowni, natomiast do wytworzenia blisko 35 tys. MW konieczne byłoby wybudowanie nowych źródeł wytwórczych.

Wśród tych źródeł istotną rolę, znacznie większą niż obecnie, powinny odegrać układy skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wynika to z ich niezaprzeczalnych zalet, które zostały wreszcie właściwie docenione w europejskiej polityce energetycznej i doczekały się wprowadzenia odpowiednich mechanizmów wspierających ich rozwój [3].

2. UKŁADY KOGENERACYJNE W ELEKTROENERGETYCE KRAJOWEJ

2.1. Aktualna struktura mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym

Strukturę mocy źródeł wytwórczych w KSE wg stanu na koniec 2007 r. ujęto w dwóch poniższych zestawieniach, oddzielnie dla elektrowni oraz dla elektrociepłowni (układów skojarzonych), przy czym moc jest zainstalowaną mocą elektryczną wyrażoną w MW.

ELEKTROWNIE:

- parowe opalane węglem kamiennym	15 697,
- parowe opalane węglem brunatnym	9 040,
- wodne przepływowe	854,
- wodne szczytowo-pompowe	1 330,
- wiatrowe	307,
- biogazowe	9,
razem	27 237.

ELEKTROCIEPŁOWNIE:

- parowe zawodowe	5 004,
- parowe przemysłowe	2 225,
- gazowo-parowe	745,
- gazowe z turbinami w obiegu prostym	51,
- gazowe z silnikami gazowymi na gaz ziemny	32,
- gazowe z silnikami gazowymi na biogaz	12,
razem	8 069.

Ogółem elektrownie i elektrociepłownie 35 306.

Moc elektryczna elektrociepłowni wynika z wielkości zapotrzebowania na ciepło użytkowe: do celów grzewczych (elektrociepłownie zawodowe) oraz do celów technologicznych (elektrociepłownie przemysłowe). Łączna wartość mocy cieplnej tych układów skojarzonych jest ponad dwukrotnie większa od ich ogólnej mocy elektrycznej. Jak widać z powyższych zestawień udział mocy elektrycznej elektrociepłowni w całkowitej mocy zainstalowanej wynosi obecnie blisko 23%, a zatem układy skojarzone stanowią istotne źródła energii nie tylko dla systemów ciepłowniczych (w miastach ich udział przekracza 50%), ale także dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Na wyraźnie niższym poziomie kształtował się na przestrzeni ostatnich 25 lat udział łącznej produkcji energii elektrycznej elektrociepłowni w całkowitej rocznej produkcji energii elektrycznej kraju, nie przekraczając 15%. Wynikało to ze znacznie niższej wartości rocznego czasu wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej elektrociepłowni w porównaniu z elektrowniami. Odpowiednie przebiegi rocznej produkcji energii elektrycznej przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu na tle całkowitej rocznej produkcji energii elektrycznej w Polsce [7]

W elektrociepłowniach zawodowych w Polsce funkcjonują obecnie 123 bloki ciepłownicze, w tym 75 bloków o mocy 2780 MW z turbinami upustowo-przeciwprężnymi oraz 48 bloków o mocy 2220 MW z turbinami upustowo-kondensacyjnymi. W elektrociepłowniach przemysłowych o łącznej mocy 2225 MW przewaga turbin typu UP jest zdecydowanie wyraźniejsza: 215 bloków z tymi turbinami przy 35 z turbinami typu UK. W elektrociepłowniach tych większość stanowią bloki o małej mocy jednostkowej: ponad 150 sztuk o mocach poniżej 10 MW, podczas gdy największy blok ma moc 70 MW [16].

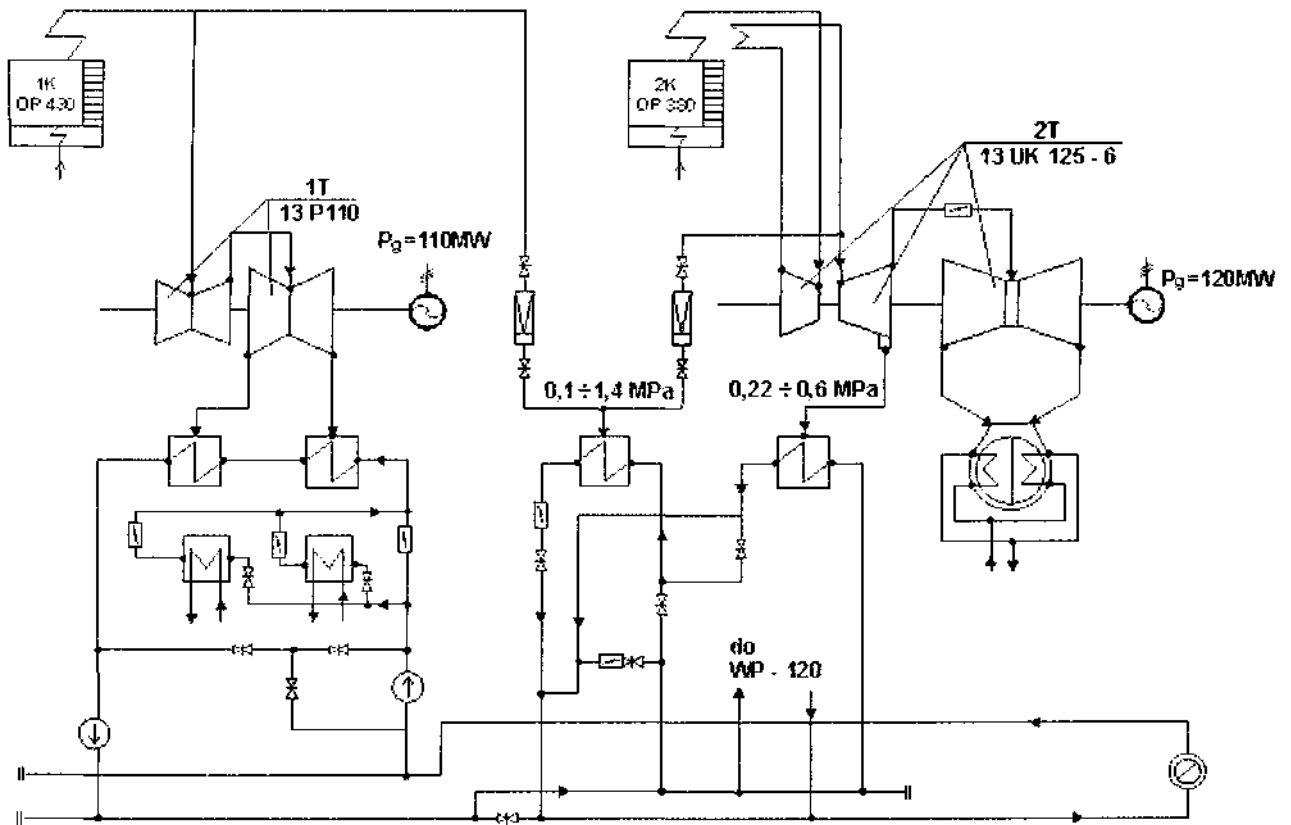
Zainteresowanie kogeneracją wynika z wielu korzyści, jakie niesie za sobą jej stosowanie. Są to korzyści natury termodynamicznej, energetycznej, ekonomicznej, a także społecznej. Należy tu wymienić skrócenie łańcucha nieodwracalnych przemian termodynamicznych prowadzące do wzrostu sprawności energetycznej i ekonomicznej, a tym samym także do zwiększenia oszczędności zużywanej energii pierwotnej oraz do ograniczenia emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń gazowych, jak również stałych. Wprowadzenie skojarzenia umożliwia też zmniejszenie strat przesyłania energii elektrycznej przez przybliżenie źródła wytwarzania odbiorcy oraz częściową kompensację strat ciepła w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym, dzięki produkcji energii elektrycznej. Wymienione zalety układów skojarzonych, zwłaszcza zaś możliwość zmniejszenia zużycia surowców pierwotnych oraz ograniczenia szkodliwego oddziaływania na środowisko, mają istotny wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

2.2. Obecne i przyszłościowe układy technologiczne elektrociepłowni

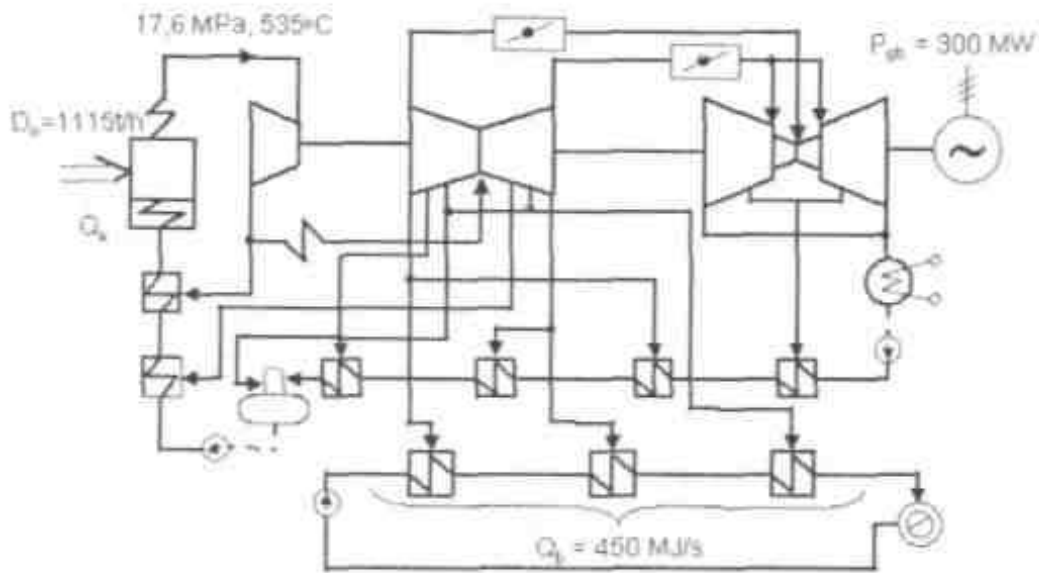
Rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej związany był i jest nadal głównie z powstaniem i rozbudową scentralizowanych systemów zasilania w ciepło, charakterystycznych przede wszystkim dla większych miast. Pierwsze takie systemy powstały w Polsce w latach pięćdziesiątych.

W nowobudowanych elektrociepłowniach zarówno komunalnych, jak i przemysłowych uruchamianych do 1960 r. instalowano głównie turbiny upustowo-kondensacyjne (UK). Później, zwłaszcza w przemyśle, coraz częściej zaczęto stosować turbiny przeciw-prężne (P) i upustowo-przeciwprężne (UP). Pierwsze elektrociepłownie powstawały jednak na bazie elektrowni kondensacyjnych (np. Elektrowni Powiśle w Warszawie czy Elektrowni Ołowianka w Gdańsku) z turbinami odpowiednio przystosowanymi do oddawania ciepła. W elektrociepłowniach zawodowych z turbinami typu UK w latach 50-tych do pokrywania cieplnych obciążeń szczytowych używano stacji redukcyjno-schładzających. Turbiny te często jednak okazywały się mało efektywne ze względu na nieekonomiczny podgrzew wody sieciowej oraz nadmierny przepływ pary przez skraplacz. W początkowym okresie rozwoju energetyki odgrywały one istotną rolę z uwagi na dostarczanie do krajowego systemu elektroenergetycznego niezbędnej mocy elektrycznej przy jednoczesnym pokrywaniu potrzeb dopiero rozbudowujących się sieci ciepłowniczych. W latach 60-tych opracowano i wdrożono w kraju konstrukcje turbin typu P oraz UP z przeznaczeniem do celów ciepłowniczych [14]. Powstały konstrukcje bloków ciepłowniczych BC-50, a później BC-100, charakteryzujące się wysoką sprawnością oraz relatywnie niskimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi, które w zakresie szczytowych obciążeń cieplnych współpracują z kotłami wodnymi WP-120 oraz WP-200. Ze względu na rosnące znaczenie zdolności do wytwarzania mocy elektrycznej niezależnej od aktualnego zapotrzebowania na moc cieplną, bloki te przystosowano do pracy pseudokondensacyjnej. I tak blok ciepłowniczy BC-50 wyposażony jest w kocioł parowy typu OP-230 oraz turbinę ciepłowniczą 13UP-55 w okresie szczytowych obciążeń cieplnych współpracuje z kotłem wodnym WP-120, natomiast w okresach obniżonego zapotrzebowania na moc cieplną (w szczególności latem) pracuje w układzie z pomocniczą kondensacją wykorzystując wymienniki-chłodnice typu woda-woda. Blok ciepłowniczy BC-100 obejmuje kocioł parowy OP- 430, turbinę ciepłowniczą 13UP-110 i w zależności od potrzeb może współpracować z kotłem wodnym WP-200 lub z wymiennikami woda-woda. W elektrociepłowniach zawodowych o największych mocach elektrycznych pracują obecnie również bloki ciepłowniczo-kondensacyjne BCK-125 wyposażone w kocioł parowy OP-380 z wtórnym przegrzewem pary i turbozespół upustowo-kondensacyjny 13UK-125 [5]. Rozwiązanie takie, zastosowane w Elektrociepłowni Siekierki w Warszawie, przedstawiono na rys.2. Z czasem wdrożono także blok ciepłowniczy bez przegrzewu międzystopniowego z turbiną UK-135. W blokach tych szczytowa moc cieplna przekazywana jest z wymiennika zaopatrywanego ze stacji redukcyjno-schładzającej zasilanej parą z przelotni pomiędzy wysoko- i średnioprężną częścią turbiny bądź ze stacji redukcyjno-schładzającej zasilanej parą świeżą.

Istnieją także możliwości (w kraju do tej pory w niewielkim stopniu zrealizowane), wykorzystania odbioru ciepła do celów ciepłowniczych z bloków elektrowni kondensacyjnych. Jeszcze w latach 80-tych ubiegłego wieku w firmie Zamech w Elblągu opracowano projekty turbin ciepłowniczo-kondensacyjnych przystosowanych do wytwarzania znacznych mocy do celów ciepłowniczych o wartościach sięgających nawet 150% mocy elektrycznej odpowiedniego turbozespołu kondensacyjnego [4]. Przykład takiego rozwiązania w odniesieniu do bloków kondensacyjnych o mocy elektrycznej 360 MW zaprezentowano na rys. 3.

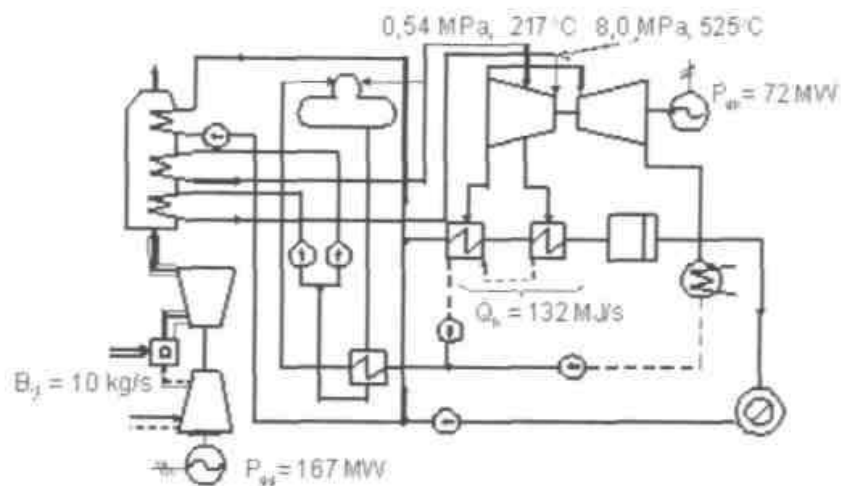


Rys. 2. Schemat układu technologicznego elektrociepłowni zawodowej wyposażonej w bloki ciepłownicze: BC-100 z turbozespołem upustowo-przeciwprężnym o mocy elektrycznej 110 MW oraz BCK - 125 z turbozespołem upustowo-kondensacyjnym o mocy elektrycznej 125 MW



Rys. 3. Blok energetyczny elektrowni kondensacyjnej przystosowany do pracy ciepłowniczej

Projekty te nie doczekały się jednak realizacji. Natomiast koncepcję uciepłownienia elektrowni kondensacyjnych wdrożono w ostatnich latach np. w Danii, gdzie do pracy ciepłowniczej przystosowano bloki na nadkrytyczne parametry pary w elektrowniach Nordjyllandsvaerket oraz Avedore. Blok nr 2 elektrowni Avedore jest w stanie dostarczać do systemu ciepłowniczego mocy cieplnej o wartości aż 545 MJ/s. Wskutek tego moc elektryczna bloku zmniejsza się z 570 MW przy pracy czysto kondensacyjnej do poziomu 485 MW przy pracy ciepłowniczej [1]. Bloki na parametry nadkrytyczne ze względu na bardzo wysokie parametry pary świeżej są szczególnie predestynowane do wprowadzania wysokosprawnej kogeneracji. Warto zwrócić uwagę, że w elektrowni Avedore 2 realizowany jest również proces współspalania paliwa gazowego z biomasą w oddzielnych kotłach, a jednocześnie turbina gazowa współpracuje z układem turbiny parowej.



Rys. 4. Uproszczony schemat cieplny układu technologicznego bloku gazowo-parowego na przykładzie PGE Elektrociepłowni Lublin-Wrotków

Kombinowane bloki gazowo-parowe są coraz powszechniej wprowadzane w energetyce światowej. W Polsce przyjęły się one do tej pory przede wszystkim w elektrociepłowniach. W części parowej stosuje się w nich głównie turbiny upustowo-kondensacyjne. Znamiennym przykładem takiego rozwiązania jest PGE Elektrociepłownia Lublin Wrotków, której uproszczony schemat cieplny pokazany jest na rys. 4.

Przedsięwzięcia rozwojowe w obrębie źródeł skojarzonych, podejmowane w kraju, powinny zatem koncentrować się przede wszystkim na odnowieniu istniejących (często przestarzałych) urządzeń, a także budowie nowych wysokosprawnych jednostek wytwórczych gwarantujących uzyskanie odpowiednich oszczędności w zużyciu energii pierwotnej oraz spełnienie norm ochrony środowiska, określonych międzynarodowymi przepisami. W warunkach krajowych przedsięwzięcia te powinny obejmować:

- przejście na inny rodzaj paliwa, co wiąże się z wymianą istniejących kotłów węglowych na opalane gazem ziemnym bądź na kotły fluidalne,
- modernizację istniejących turbozespołów upustowo-przeciwprężnych poprzez dodanie członu kondensacyjnego, względnie zastąpienie turbinami upustowo-kondensacyjnymi w celu zapewnienia bardziej elastycznego ich dostosowania do zmieniającego się sezonowo zapotrzebowania na moc cieplną,

- wprowadzenie bądź zastąpienie wyeksploatowanych bloków ciepłowniczych oraz układów kocioł-turbina blokami kombinowanymi gazowo-parowymi,
- zrealizowanie koncepcji przystosowania bloków kondensacyjnych, zwłaszcza wyposażonych w kotły na nadkrytyczne parametry pary, do pracy ciepłowniczej,
- wykorzystanie paliwa pozyskiwanego ze zgazowania węgla kamiennego lub produktów przerobu ropy naftowej w połączeniu z zastosowaniem techniki spalania fluidalnego wraz z zainstalowaniem bloku gazowo-parowego,
- zastosowanie nowych rozwiązań technicznych i technologicznych umożliwiających współspalanie różnych paliw w obrębie jednego kotła, np. pyłu węglowego oraz biomasy czy też pyłu węglowego wraz z paliwem gazowym, bądź spalanie różnych paliw w oddzielnych kotłach w obrębie danego źródła skojarzonego,
- wprowadzanie nowych jednostek wytwórczych wykorzystujących lokalnie dostępne paliwa w postaci biogazu z procesów fermentacji w oczyszczalniach ścieków, gazu odpadowego z zakładów chemicznych lub spożywczych, gazu kopalnianego, gazu z wysypisk śmieci, wykorzystanie na skalę techniczną ogniw paliwowych,
- dwa ostatnie rozwiązania dotyczą głównie (przynajmniej na początkowym etapie) jednostek wytwórczych małej mocy.

Można w tym zakresie czerpać przykład z wysoko uprzemysłowionych krajów Unii Europejskiej, takich jak Dania, Finlandia, Niemcy, Austria, Holandia, w których udział źródeł skojarzonych w produkcji ciepła sieciowego jest szczególnie wysoki (w zakresie od 70 do 90%). Przedsięwzięcia związane z rozwojem źródeł kogeneracyjnych zmierzają tam do podnoszenia parametrów i mocy obiektów wytwórczych oraz doskonalenia ich współpracy z sieciami ciepłowniczymi (wzrost stopnia automatyzacji, stosowanie zasobników ciepła) oraz dywersyfikacji paliw pod kątem poprawy sprawności wytwarzania oraz ograniczenia emisji (wzrost udziału paliw gazowych oraz biopaliw). Przykładami mogą być wymienione wyżej uciepłownione elektrownie duńskie Nordjyllandsva-erket oraz Avedore 2.

3. NOWE MOCE WYTWÓRCZE W GOSPODARCE SKOJARZONEJ

Na podstawie różnych materiałów źródłowych, m.in. [6,13,16] oraz badań prowadzonych aktualnie w ramach Projektu Badawczego Zamawianego nr PB Z-1/2/2006 pt. „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” zaproponowano prognozę zapotrzebowania na moc elektryczną w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem mocy elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem. Rozpatrzono w niej dwa skrajne warianty: wariant umiarkowanego wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu, zwany wariantem umiarkowanym, a także wariant ze zwiększonym wykorzystaniem paliwa gazowego oraz ze zwiększonym zużyciem surowców odnawialnych, głównie biomasy, określony jako wariant optymistyczny. W wariantcie umiarkowanym przewiduje się wzrost udziału mocy elektrycznej zainstalowanej w jednostkach kogeneracyjnych z obecnego poziomu 23% do 29% w docelowym roku 2030, natomiast w wariantcie optymistycznym miałyby nastąpić wzrost tego udziału do poziomu 40%. Pomimo iż w obu wariantach rozwoju wymagać to będzie znacznego przyrostu mocy elektrycznej zainstalowanej w zespołach kogeneracyjnych, to jednak stopień wykorzystania potencjału kogeneracji będzie i tak dość odległy od postulowanego w dokumencie [2], za jaki uznano 69% już w 2020 r. w wariantcie optymistycznym. Tak wysoki stopień wykorzystania nie wydaje się możliwy do osiągnięcia nawet w perspektywie 2030 r., gdyż wymagałoby to praktycznie pokrycia całego krajowego zapotrzebowania na ciepło użytkowe przez źródła skojarzone. Warto przy tym zaznaczyć, że stopień wykorzystania określony jest w [2] stosunkiem rocznych produkcji energii elektrycznej, wobec tego stosunek zainstalowanych mocy elektrycznych musiałby być jeszcze

wyższy. Przewidywania co do zapotrzebowania na moc elektryczną na koniec kolejnych dekad zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1
Przewidywane zapotrzebowanie na moc elektryczną
w Polsce

Lata:	2010	2020	2030
Łączne zapotrzebowanie, GW	37,0	46,0	55,0
w tym w skojarzeniu, GW			
wariant umiarkowany	9,0 (8,0)	12,5 (11,0)	16,0 (14,5)
wariant optymistyczny	10,0 (9,0)	16,0 (14,5)	22,0 (20,0)

Wartości podane w nawiasach okrągłych w tabeli 1 odnoszą się do elektrociepłowni dużej i średniej mocy, przy czym do dużych elektrociepłowni zaliczono obiekty o osiągalnej mocy elektrycznej większej niż 100 MW, a do średnich - o mocy elektrycznej od 10 do 100 MW. Obiekty te obejmują zarówno elektrociepłownie zawodowe, jak i przemysłowe.

Uwzględniając wytyczne odnośnie do przedsięwzięć rozwojowych w obrębie źródeł skojarzonych, przedstawione w rozdziale 2, rozważono następujące układy kogeneracyjne:

- bloki z kotłami fluidalnymi (lub rusztowymi) oraz turbinami przeciwprężnymi (P) i upustowo-przeciwprężnymi (UP) o mocy elektrycznej 10-60 MW,
- bloki z kotłami fluidalnymi (lub pyłowymi) oraz turbinami upustowo-kondensacyjnymi (UK) o mocy elektrycznej 60 - 120 MW,
- bloki z kotłami wodnymi i turbinami gazowymi (TG) o mocy ok. 10 MW oraz bloki gazowo-parowe (G -P) o mocy elektrycznej 30 - 120 MW,
- bloki z kotłami na biomasę oraz z turbinami parowymi (BIO) o mocy elektrycznej ok. 10 MW,
- uciepłnionie duże bloki kondensacyjne (UBK) o mocy elektrycznej 400 - 500 MW na nadkrytyczne parametry pary.

W wariantcie umiarkowanym prognozy założono, że przyrost zapotrzebowania na moc elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu do 2030 roku zostanie w 50% pokryty przez zespoły kogeneracyjne z turbinami upustowo-przeciwprężnymi i z turbinami upustowo-kondensacyjnymi, a pozostałą część przyrostu pokryją w prawie jednakowym stopniu układy z turbinami gazowymi, układy na biomasę z turbinami parowymi oraz uciepłnionie bloki kondensacyjne. W wariantcie optymistycznym przyjęto obniżony do blisko 25% udział układów z turbinami upustowymi, natomiast zdecydowanie wyższy, bo ponad trzykrotnie, udział układów z turbinami gazowymi oraz udział układów wykorzystujących biomasę. Jednocześnie należało uwzględnić konieczność wycofywania z ruchu wyeksploatowanych obiektów. Oszacowano, że łączna moc elektryczna obiektów gospodarki skojarzonej, które trzeba będzie wycofać z eksploatacji do 2030 r. sięgnie ok. 2 GW. Przy uwzględnieniu aktualnej łącznej mocy elektrycznej elektrociepłowni na poziomie ok. 8 GW oznacza to potrzebę wprowadzenia w rozważanej perspektywie czasowej do 2030 r. nowych obiektów kogeneracyjnych o sumarycznej mocy elektrycznej na poziomie ok. 10 GW w wariantcie umiarkowanym i odpowiednio 16 GW mocy w wariantcie

optymistycznym. Przewidywane wartości nowych mocy elektrycznych w gospodarce skojarzonej na koniec kolejnych dekad zestawiono w tabeli 2 (liczby w nawiasach okrągłych odnoszą się do elektrociepłowni dużej i średniej mocy), natomiast w tabeli 3 przytoczono prognozowaną strukturę nowych mocy w dużych i średnich elektrociepłowniach w docelowym roku 2030, odpowiednio w wariacie umiarkowanym oraz w wariacie optymistycznym.

Tabela 2
Przewidywane nowe moce elektryczne
w gospodarce skojarzonej w kraju do 2030 r.

Lata:	2010	2020	2030
wariant umiarkowany, GW	1,0	5,0	10,0 (8,5)
wariant optymistyczny, GW	1,5	8,5	16,0 (14,5)

Tabela 3
Prognozowana struktura nowych mocy wytwórczych
w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy w docelowym
roku 2030

Rodzaj źródła:	P+UP	UK	TG+G-P	BIO	UBK
wariant umiarkowany, GW	2,2	2,1	1,6	1,6	1,0
wariant optymistyczny, GW	1,5	1,4	5,8	4,3	1,5

Objaśnienia skrótów oznaczających rodzaj źródła podano w tekście powyżej.

Przyjęcie średniej wartości mocy z podanych powyżej zakresów dla poszczególnych rodzajów źródeł pozwala wstępnie oszacować wymaganą liczbę nowych jednostek kogeneracyjnych do pokrycia przewidywanego wzrostu zapotrzebowania do 2030 r. na ok. 350 w umiarkowanym wariacie rozwoju oraz 750 w wariacie optymistycznym. Daje to wyobrażenie o skali niezbędnego programu inwestycyjnego dotyczącego gospodarki skojarzonej. Stanowi zarazem podstawę do oceny ekonomicznej określonych programów rozwoju.

4. KRYTERIUM WYBORU SCENARIUSZA ROZWOJU SKOJARZONEGO WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Wyboru najbardziej odpowiedniego scenariusza rozwoju skojarzonego wytwarzania należy dokonywać w oparciu o kryterium ekonomiczne. Można rozpatrywać różne scenariusze zmian mocy wytwórczej oraz struktury mocy źródeł skojarzonych w przyjętym do rozważań horyzoncie czasowym. Przykładem mogą być rozważane powyżej dwa warianty rozwoju: umiarkowany i optymistyczny. Przy ocenie efektywności wykorzystania środków inwestycyjnych koniecznych do budowy poszczególnych źródeł wygodny jest wskaźnik wewnętrznej stopy zwrotu IRR, który wyznacza się z następującego równania:

$$\sum_{t=1}^{t=n} (R_t - C_t) \cdot (1 + IRR)^{-t} = 0$$

gdzie: R_t - roczne przychody w kolejnych latach t realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego,
 C_t - roczne koszty w kolejnych latach.

Natomiast do wyboru optymalnego programu inwestycyjnego obejmującego wiele przedsięwzięć, należy posłużyć się kryterium polegającym na maksymalizacji łącznych nadwyżek finansowych związanych z realizacją określonego scenariusza rozwoju źródeł skojarzonych

$$K = \sum_{t=1}^N (1+p)^{-t} \cdot \sum_{o=1}^n (R_{t,o} - C_{t,o}) \rightarrow \max,$$

gdzie: $R_{t,o}$ - przychody w kolejnych latach t rozważanego N -letniego horyzontu czasowego w obiekcie skojarzonym o , wynikające ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, $C_{t,o}$ - koszty obiektu skojarzonego o w roku t , obejmujące roczne koszty kapitałowe, koszty obsługi, remontów, paliwa, akcyzy, emisji CO₂, podatku dochodowego oraz koszty zewnętrzne.

Wartość funkcji kryterialnej w istotny sposób zależy od stopnia realizacji systemu wspierania wysokosprawnej kogeneracji, co następuje poprzez obrót świadectwami pochodzenia energii elektrycznej (tzw. czerwone certyfikaty). Podstawą oceny efektywności kogeneracji jest współczynnik oszczędności paliwa pierwotnego *PES*. Jego wartość na poziomie co najmniej 10% upoważnia, w myśl Dyrektywy [3], do traktowania rozpatrywanej technologii jako wysoko-sprawną kogenerację.

Ważnym wskaźnikiem pozwalającym na zakwalifikowanie wytworzonej energii elektrycznej jako pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji jest średnioroczna sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe.

Wartość tej sprawności powinna znajdować się na poziomie co najmniej 75% lub 80% w zależności od typu urządzeń stosowanych w jednostkach kogeneracji.

Wymienione wyżej wskaźniki energetyczne są również miarą (poza bezpośrednim wyznaczeniem rocznych ilości emisji z obiektów energetycznych, a w szczególności emisji CO₂, co przedstawiono w [9]) wpływu na środowisko skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Łączne oszczędności energii pierwotnej oraz łączne ilości wyemitowanych zanieczyszczeń towarzyszące realizacji w rozważanym horyzoncie czasowym optymalnego scenariusza rozwoju świadczą także o skali wpływu rozwoju kogeneracji na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Teoretyczny potencjał skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w Polsce jest duży, ale obecny stopień jego wykorzystania zarówno ze względów technicznych, jak i ekonomicznych jest niski. Poprawienie tej sytuacji wymaga konsekwentnego stosowania systemu wsparcia ekonomicznego poprzez przyznawanie energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu zbywalnych świadectw pochodzenia oraz określanie obligatoryjnego udziału energii skojarzonej w łącznej ilości energii elektrycznej sprzedawanej przez przedsiębiorstwa odbiorcom końcowym. Wartość świadectw pochodzenia oraz wysokość obligatoryjnego udziału powinny być systematycznie weryfikowane, tak by wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu było opłacalne zarówno z punktu widzenia wytwórcy, jak i potencjalnego inwestora.

Należy wypracować mechanizmy pozyskiwania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz regionalne organy administracji państwowej, odpowiedzialne za realizację polityki energetycznej na podległym im terenie, środków finansowych niezbędnych do rozbudowy układów skojarzonych, z wykorzystaniem m.in. różnych funduszy i programów pomocowych Unii Europejskiej.

5. PODSUMOWANIE

W świetle aktualnych przepisów prawnych układom skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej przypisywana jest istotna rola w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną. Ma to związek z dużymi potencjalnymi możliwościami uzyskania znacznych oszczędności w zużyciu surowców energetycznych, a także wydatnego zmniejszenia emisji szkodliwych zanieczyszczeń, w tym CO₂. Zważywszy na wprowadzone ostatnio oraz spodziewane w przyszłości mechanizmy wsparcia kogeneracji, można spodziewać się w najbliższych latach bardziej dynamicznego rozwoju układów skojarzonych. O tempie tego rozwoju decydować będą kryteria ekonomiczne. W artykule zaproponowano sposób podejścia do problemu wyboru optymalnego programu rozwoju układów kogeneracyjnych w wieloletnim horyzoncie czasowym. Należy mieć świadomość istniejących ograniczeń w wykorzystaniu tego podejścia z uwagi na trudności w określeniu niektórych wskaźników dotyczących przyszłości, jak np. tempo rozwoju zagospodarowania przestrzennego, czy związane z nim problemy lokalizacji układów skojarzonych, jak również niektóre wskaźniki makroekonomiczne charakteryzujące rozwój gospodarczy kraju. Tym niemniej można przewidywać wzrost inwestycji w zakresie gospodarki skojarzonej, zwłaszcza związanych z szerszym wykorzystaniem paliw gazowych oraz surowców odnawialnych.

Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2007-2009 jako projekt badawczy zamawiany nr PBZ- 1/2/2006

LITERATURA

- [1] Augusiak A., Reński A. Kowalewska E., Kapiński H.: Rozwój źródeł kogeneracyjnych współpracujących z dużymi systemami ciepłowniczymi. Ref. na Konferencję N-T „Ciepłownictwo polskie, gazownictwo i klimatyzacja u progu wejścia do Unii Europejskiej”, Gdynia, 6-7 maja 2004.
- [2] Bucko P.: Kogeneracja gazowa w nowych uwarunkowaniach po implementacji dyrektywy europejskiej. Rynek Energii 2006, nr 4.
- [3] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11.02.2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii.
- [4] Kadziewicz Z.: Turbiny ciepłownicze i ciepłowniczo-kondensacyjne nowej generacji. Ref. na konferencję techniczno-informacyjną, Elbląg 17.04.1986.
- [5] Kopański J.: Bloki ciepłownicze BC-100 i BCK-125 w EC Siekierki. Biuletyn Techniczny GBSiPE Energoprojekt 1974/4.

[6] Jankowski B. (kierownictwo): Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej. Raport 2030. Opracowanie firmy Badania Systemowe „Energysys” Sp. z o.o. Warszawa 2008.

[7] Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej produkcji energii elektrycznej. M.P. z 2008 r. Nr 1.

[8] Projekt dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Ministerstwo Gospodarki. Departament Energetyki. Warszawa 2007.

[9] Raport oceniający postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej. Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia 2007 r. M.P. z 2008 r. Nr 1, poz. 12.

[10] Reński A.: Analiza techniczno-ekonomiczna współpalania różnych rodzajów paliw w bloku energetycznym dużej mocy. Referat na Konferencję „Problemy Badawcze Energetyki Ciepłej 2007”. Warszawa, 12. 2007 r. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej . Warszawa 2007.

[11] Reński A.: Ocena wpływu nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Raport z realizacji tematu 1.2.1.B Projektu Badawczego Zamawianego nr PBZ-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”. Gdańsk, grudzień 2007.

[12] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Dziennik Ustaw Nr 185, poz. 1314.

[13] Soliński J.: Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030r. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej (WEC). Warszawa 2007.

[14] Stępień H.: Projektowanie elektrociepłowni miejskich. Biuletyn Techniczny BSiPE Energoprojekt 1969/3

[15] Zaporowski B.: Analiza efektywności ekonomicznej elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym po wprowadzeniu świadectw pochodzenia z wysokosprawnej kogeneracji. Rynek Energii 2006, nr 6.

[16] Zaporowski B.: Wykorzystanie technologii wytwórczych na polskiej mapie bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Referat na konferencję „Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020” KPE PAN i IEiSU Politechniki Śląskiej. Warszawa 16-17.06.2008 r.

DEVELOPMENT PROSPECTS OF COGENERATION SYSTEMS IN POLAND

Key words: combined heat and power production, energy technologies, energy sources, cogeneration investment potential

Summary. Generation of electricity in several energy sources in Poland, including cogeneration, is presented in this paper. The structure of the sources in the Polish power system and the changes of this structure to be forecasted in the long time horizon are described. The influence of legal EU and Polish regulations on the development of cogeneration systems is taken into consideration. Environmental protection and energy safety are emphasized.

Andrzej Reński, dr hab. inż., prof. nadzw. PG, Katedra Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, ul. Narutowicza 11/12, 80-952 Gdańsk, e-mail: a.renski@ely.pg.gda.pl

Zainteresowania naukowe: optymalizacja układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni, systemy zaopatrzenia w ciepło zasilane ze źródeł scentralizowanych, problemy wdrażania elektrowni i elektrociepłowni jądrowych. Hobby: literatura piękna, muzyka poważna, polskie kabarety: „Starszych Panów”, „Dudek” i niektóre współczesne; sport (pływanie)