

Bolesław ZAPOROWSKI\*

## Efektywność energetyczna i ekonomiczna elektrowni i elektrociepłowni dużej i średniej mocy

**STRESZCZENIE.** W artykule została przedstawiona analiza perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla polskiej elektroenergetyki. Analizę wykonano dla technologii stosowanych w dwóch rodzajach źródeł wytwórczych: elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej i średniej mocy. Do analizy wybrano osiem technologii wytwórczych: blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym, blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym, blok jądrowy z reaktorem PWR, ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym oraz ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, jednostkową emisję CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kWh) oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów emisji CO<sub>2</sub>

**SŁOWA KLUCZOWE:** elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

---

\* Dr hab. inż. — Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań.

## Wprowadzenie

W najbliższych latach jednym z warunków bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do odbiorców w Polsce będą nowe inwestycje w podsektorze wytwarzania elektroenergetyki. Wynika to z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową oraz analizy obecnej struktury źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Cechą charakterystyczną inwestycji związanych ze źródłami wytwórczymi w elektroenergetyce jest długi czas ich realizacji (1–6 lat) oraz bardzo długi okres eksploatacji (25–40 lat). Stwarza to poważne trudności w optymalizacji wyboru technologii wytwórczych, które mogą być podstawą nowych inwestycji. Obecnie dodatkowym czynnikiem, który utrudnia ten wybór, są trudne do precyzyjnego określenia w długim okresie czasu koszty związane z emisją CO<sub>2</sub>. Podstawą prawną ich wprowadzenia jest dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23.04.2009 r. [1], której działanie i wpływ na koszty wytwarzania energii elektrycznej w długim okresie czasu (do 40 lat) są jednak trudne do precyzyjnego przewidzenia. Poza tym nie zostało dotychczas przyjęte nowe porozumienie Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

Konieczność przyjęcia nowego porozumienia przez Strony Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu – które stanowi 189 państw, w tym Polska – w sprawie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych po roku 2012, w związku z wygaśnięciem Protokołu z Kioto oraz wydane w roku 2009 przez Parlament Europejski i Radę dyrektywy i decyzje z tym związane [1, 2, 3, 4] stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w I połowie naszego wieku nowych technologii energetycznych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Według opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej (*International Energy Agency, IEA*), aby uniknąć katastrofy klimatycznej, to znaczy uniknąć wzrostu średniej temperatury na Ziemi powyżej 2°C, świat powinien do roku 2050 zredukować emisję CO<sub>2</sub> z poziomu około 27 mld ton CO<sub>2</sub> w roku 2005, do poziomu około 14 mld ton CO<sub>2</sub> w roku 2050. Pozwoliłoby to zahamować wzrost koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze na poziomie około 450 ppm w roku 2050, w porównaniu z koncentracją CO<sub>2</sub> w atmosferze na poziomie 385 ppm w roku 2005. W związku z tym są rozważane dwa scenariusze zużycia paliw kopalnych i emisji CO<sub>2</sub>: referencyjny, który doprowadziłby w roku 2050 do emisji około 62 mld ton CO<sub>2</sub> i koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze na poziomie 550 ppm (co spowodowałoby katastrofalny wzrost temperatury na naszej planecie o około 4°C) oraz scenariusz tzw. 450, zgodnie z którym, aby nie dopuścić do wzrostu temperatury na Ziemi o więcej niż 2°C powinno nastąpić zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do roku 2050 do poziomu około 14 mld ton CO<sub>2</sub> rocznie i dzięki temu zahamowanie wzrostu koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze na poziomie 450 ppm. Uzyskanie tak poważnej redukcji emisji CO<sub>2</sub> może być osiągnięte jedynie przez wdrożenie nowych technologii w czterech sektorach: wytwarzania energii elektrycznej, transportu, budownictwa oraz przemysłu. W artykule są analizowane perspektywiczne – to znaczy wysokosprawne i niskoemisyjne oraz efektywne ekonomicznie – technologie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, które mogą być podstawą nowych inwestycji w najbliższych dwudziestu latach.

## 1. Produkcja energii elektrycznej na świecie

Światowa produkcja energii elektrycznej w 2008 r. wyniosła około 20,3 tys. TW·h. Jej podstawą były następujące naturalne źródła energii: węgiel kamienny i brunatny (40,77%), gaz ziemny (21,26%), paliwo jądrowe (13,47%), olej opałowy (5,48%) oraz energia ze źródeł odnawialnych (19,02%), w tym energia wodna (16,22%) [5]. Struktura naturalnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w poszczególnych regionach świata i w poszczególnych krajach jest zróżnicowana. Udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w roku 2008, na świecie oraz w krajach o największej produkcji (rocznie powyżej 1000 TW·h) energii elektrycznej, to znaczy w USA, w Chinach, w krajach Unii Europejskiej, w Japonii, w Rosji a także w Polsce przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Udział poszczególnych rodzajów źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w roku 2008

TABLE 1. Share of particular kinds of energy sources utilized for electricity production in 2008

Region świata lub kraj	Produkcja energii elektrycznej ogółem [TW·h]	Udział naturalnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej [%]							
		węgiel	gaz ziemny	olej opałowy	paliwa jądrowe	odnawialne źródła energii			
						woda	wiatr	biomasa	słońce i geoterm.
Świat	20 269,2	40,77	21,26	5,48	13,47	16,22	1,16	1,32	0,32
USA	4 369,1	48,80	20,83	1,32	19,17	6,45	1,38	1,66	0,39
Chiny	3 456,9	78,97	1,00	0,686	1,98	16,92	0,38	0,07	–
Unia Europejska	3 373,0	28,06	23,30	3,0	27,76	10,62	3,82	3,27	0,17
Japonia	1 082,0	26,64	26,17	12,86	23,86	7,70	0,45	2,07	0,25
Rosja	1 040,4	18,91	47,55	1,55	15,68	16,02	–	0,24	0,05
Polska (2010)	1 57,4	90,03	3,21	–	–	1,64	1,04	4,08	–

Na produkcję energii elektrycznej w roku 2008 w skali światowej zostało zużyte około 3470 mln toe paliw kopalnych. W związku z tym światowa produkcja energii elektrycznej w roku 2008 była odpowiedzialna za emisję około 12 mld ton CO<sub>2</sub>. Natomiast całkowita emisja CO<sub>2</sub> na świecie w roku 2008 wyniosła około 29 mld ton CO<sub>2</sub>. Produkcja energii elektrycznej w skali światowej w roku 2008 była zatem odpowiedzialna za około 41% całkowitej emisji CO<sub>2</sub> w tym roku.

## 2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na dzień 31.12.2010 r. wynosiła około 36 210 MW, a moc osiągalna około 36 160 MW [6]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 7,3 tys. MW, pracuje w KSE już od ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

W roku 2010 produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 157,4 TW·h, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach: opalanych węglem kamiennym i brunatnym 90,03%, gazem ziemnym 3,21%, biomasą i biogazem 4,08% (w tym we współspalaniu z węglem 3,17%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,64% i w elektrowniach wiatrowych 1,04% [6]. Wartości produkcji energii elektrycznej oraz jej zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2000–2010 przedstawiono w tabeli 2 [7]. Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym okresie w Polsce znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem. Średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce w okresie 2000–2010 wyniósł 1,53%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce do roku 2030 wyniesie 1,4%. Przewidywane w związku z tym zużycie energii elektrycznej brutto w latach 2015, 2020, 2025 i 2030 i wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tabeli 3.

TABELA 2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2000–2010

TABLE 2. Electricity production and total consumption in Poland in 2000–2010

Wyszczególnienie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produkcja energii elektrycznej [TW·h]	145,2	145,6	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4
Zużycie energii elektrycznej brutto [TW·h]	134,0	138,9	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1
Przyrost zużycia brutto [%]		3,61	-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38

Wielkości wymaganych nowych inwestycji (oddanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych), po uwzględnieniu przewidywanego wycofywania z eksploatacji części pracujących w roku 2010 jednostek wytwórczych, jest zależna od rodzaju nowobudowanych jednostek wytwórczych (przewidywanego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych).

TABELA 3. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015, 2020, 2025 i 2030

TABLE 3. Required new electricity sources capacity in electric power system in 2015, 2020, 2025 and 2030

Wielkość \ Lata	2015	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	170,0	182,3	195,4	209,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	37 300	40 000	42 800	46 000
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2010 r. jednostkach wytwórczych [MW]	31 200	27 400	23 400	16 500
Wymagane nowe inwestycje [MW]	6 100	12 600	19 400	29 500

### 3. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla polskiej elektroenergetyki

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz założenia polityki energetycznej Polski do roku 2030 [8], w artykule założono, że rozwój źródeł wytwórczych w naszym kraju powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

- ✧ elektrowni systemowych,
- ✧ elektrociepłowni dużej i średniej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych oraz dużych zakładach przemysłowych,
- ✧ elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych).

W artykule są analizowane perspektywiczne technologie wytwórcze dla elektrowni systemowych i elektrociepłowni dużej i średniej mocy.

Analizę możliwych do zastosowania w najbliższych dwudziestu latach technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przeprowadzono przy założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki w Polsce mogą zapewnić:

- ✧ węgiel kamienny i brunatny,
- ✧ energia biomasy, po odpowiednim rozwoju rynku tego paliwa w Polsce,
- ✧ gaz ziemny, w ograniczonym zakresie,
- ✧ energia wiatru,
- ✧ energia wody, w małym zakresie,
- ✧ energia jądrowa, pod warunkiem zapewnienia niezakłóconych czynnikami politycznymi dostaw tego paliwa do elektrowni, przez cały okres cyklu ich eksploatacji, oraz rozwiązania problemu zarządzania paliwem wypalonym.

Jako kryteria wyboru perspektywicznych technologii wytwórczych dla polskiej elektroenergetyki na najbliższe 20 lat przyjęto: sprawność wytwarzania energii elektrycznej,

sprawność wytwarzania ciepła (w skojarzeniu), jednostkową emisję CO<sub>2</sub> (MgCO<sub>2</sub>/MW·h), oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem przewidywanych kosztów opłaty za emisję CO<sub>2</sub>.

Na podstawie wykonanych badań efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz wpływu na środowisko technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych oraz technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy, a także kosztów paliw (węgiel kamienny i brunatny, paliwo jądrowe, gaz ziemny, biomasa) i oceny pewności ich dostawy, opracowano katalog perspektywicznych technologii wytwórczych dla polskiej elektroenergetyki na najbliższe 20 lat [4, 5]. Przy wyborze poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła brano pod uwagę przede wszystkim jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej oraz jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> [9, 10]. Uznano bowiem, że przyszłość poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła będzie zależała przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni były uwzględnione takie ważne parametry poszczególnych technologii jak: sprawność (efektywność energetyczna) oraz wpływ na środowisko (koszty emisji CO<sub>2</sub>). Ważnym kryterium oceny poszczególnych technologii była również niezawodność pracy. Najwyższą niezawodność pracy przypisano technologiom będącym w skali światowej na etapie komercyjnego stanu rozwoju. Do perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla polskiej elektroenergetyki zostały zaliczone następujące technologie należące, do dwóch wyżej wymienionych grup źródeł wytwórczych (elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej i średniej mocy):

- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym,
- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym,
- ✧ blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym,
- ✧ blok jądrowy z reaktorem PWR,
- ✧ ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- ✧ ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasa.

## 4. Efektywność energetyczna

Wielkością charakteryzującą efektywność energetyczną elektrowni jest ich sprawność. Natomiast ważnym parametrem określającym ich wpływ na środowisko jest jednostkowa

emisja CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kW·h). Wielkości te dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrowni systemowych przedstawiono w tabeli 4.

TABELA 4. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

TABLE 4. Quantities characterizing the energy effectiveness of system power plants

Lp.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /kWh]
1.	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	47	0,868
2.	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	48	0,685
3.	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	58	0,341
4.	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	36	–

Dla wybranych technologii wytwórczych dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy, jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu i oszczędność energii pierwotnej oraz jednostkową emisję CO<sub>2</sub> (kg CO<sub>2</sub>/kW·h). Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tabeli 5.

TABELA 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną analizowanych elektrociepłowni

TABLE 5. Quantities characterizing the energy effectiveness of analyzed CHP plants

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu [%]	Sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> /kWh]
1.	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,80	26,70	10,05	0,616
2.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	54,10	23,20	15,74	0,287
3.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	49,50	25,10	11,60	0,302
4.	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	28,50	32,50	19,45	–

## 5. Efektywność ekonomiczna

Jako wielkość charakteryzującą efektywność ekonomiczną analizowanych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych oraz elektrociepłowniach dużej i średniej mocy przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych były wyznaczone za pomocą zależności:

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} C_t (1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (1)$$

Natomiast jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczone za pomocą następującej zależności.

$$k_e = \frac{\sum_{t=m+1}^{t=s} (C_t - H_t) (1+p)^{-1}}{\sum_{t=m+1}^{t=s} E_t (1+p)^{-1}} \quad (2)$$

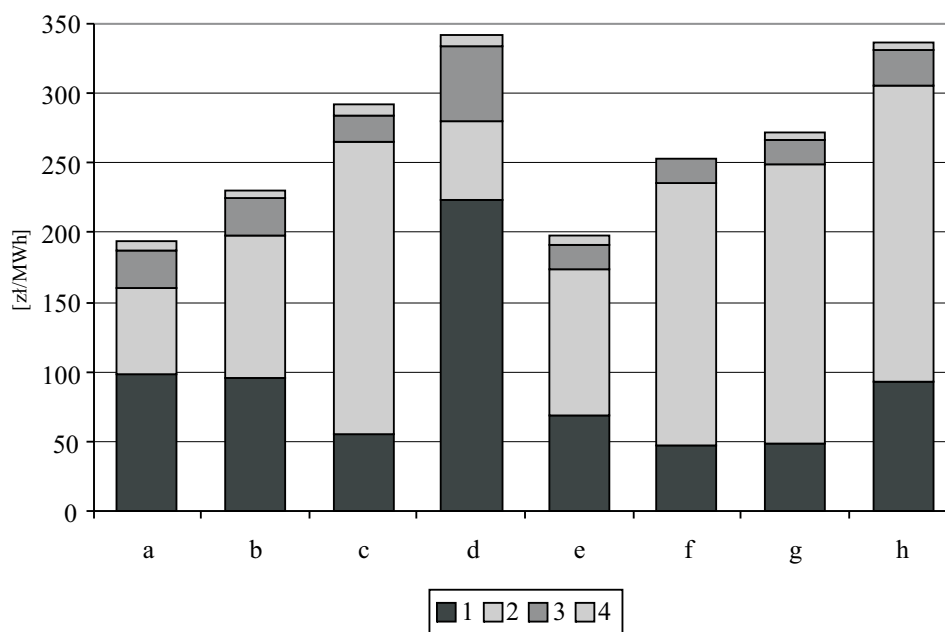
gdzie:  $C_t$  – roczne koszty elektrowni lub elektrociepłowni,  
 $H_t$  – roczne przychody elektrociepłowni ze sprzedaży ciepła,  
 $E_t$  – roczna produkcja energii elektrycznej elektrowni lub elektrociepłowni,  
 $m$  – liczba lat budowy elektrowni lub elektrociepłowni,  
 $n$  – liczba lat eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,  
 $s = m+n$  – liczba lat cyklu ekonomicznego elektrowni lub elektrociepłowni,  
 $p$  – stopa dyskontowa.

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną poszczególnych technologii (zawarte w tabeli 4 i 5) oraz:

- ✧ czas budowy elektrowni i elektrociepłowni: jądrowych 6 lat, opalanych węglem i biomasą 4 lata, a opalanych gazem ziemnym 2 lata,
- ✧ okres eksploatacji elektrowni i elektrociepłowni: jądrowych 40 lat, opalanych węglem i biomasą 30 lat, a opalanych gazem ziemnym 25 lat,
- ✧ cenę sprzedaży ciepła 32,69 zł/GJ,
- ✧ stopę dyskontową dla elektrowni jądrowych 8,5%, a dla elektrowni i elektrociepłowni parowych oraz gazowo-parowych opalanych węglem, biomasą i gazem ziemnym 8%,
- ✧ udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych 20%.

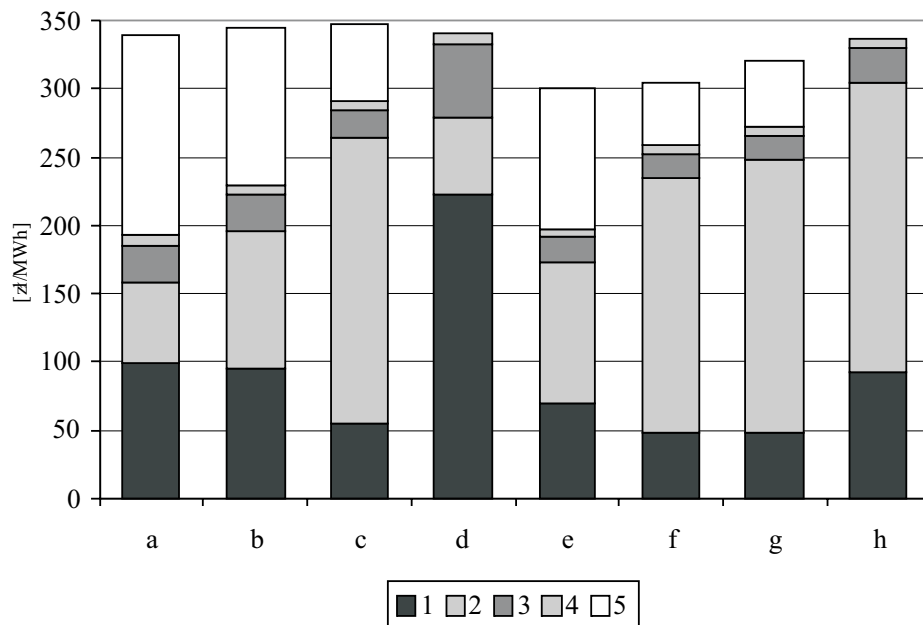


W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiska (emisji CO<sub>2</sub>). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 1, 2 i 3.



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych i w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy [zł/MW·h], w tym koszty: kapitałowe (1), paliwa (2), remontów (3) i obsługi (4), dla: a) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, b) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, c) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym d) bloku jądrowego z reaktorem PWR, e) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, f) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym g) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym h) ciepłowniczego bloku parowego na parametry podkrytyczne średniej mocy opalanego biomasa, bez uwzględnienia opłaty za emisję CO<sub>2</sub>

Fig. 1. Unitary, discounted electricity generation costs in the system power plants and in large and medium scale CHP plants [PLN/MWh], including: capital cost (1), fuel cost (2), maintenance cost (3) and operating cost (4) for: a) supercritical steam unit fired with brown coal, b) supercritical steam unit fired with hard coal, c) gas-steam unit fired with natural gas d) nuclear power unit with PWR reactor, e) supercritical steam CHP unit fired with hard coal, f) gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG), fired with natural gas, g) gas-steam CHP unit with 2- pressure HRSG, fired with natural gas and h) medium scale steam CHP unit fired with biomass, without CO<sub>2</sub> emission payment

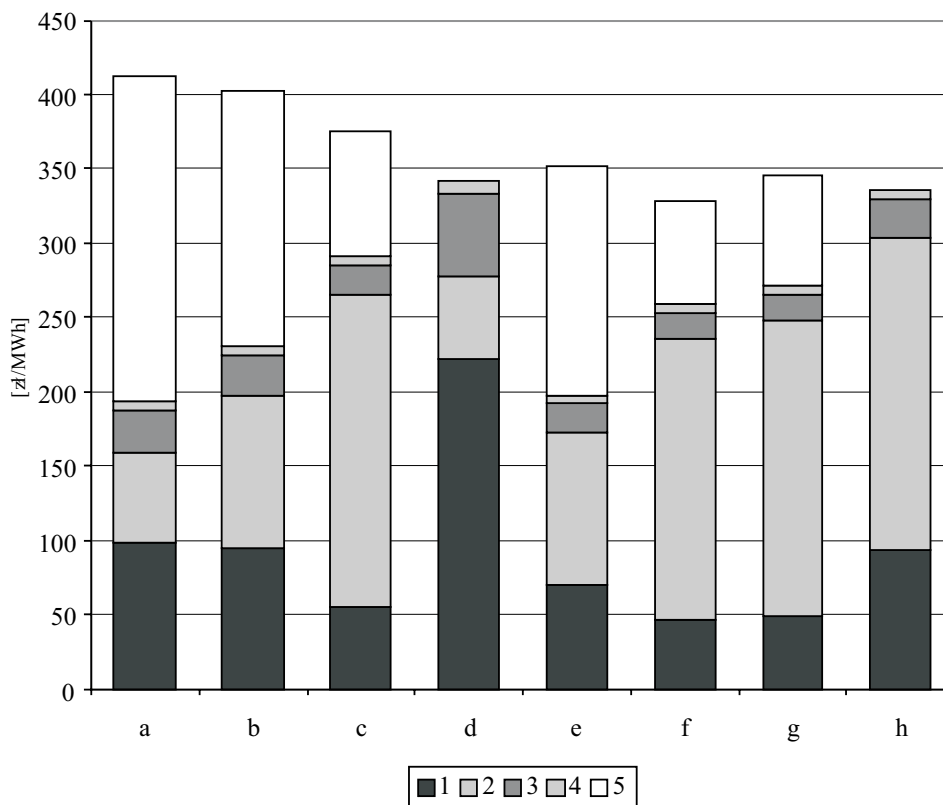


Rys. 2. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych i w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy [zł/MW·h], w tym koszty: kapitałowe (1), paliwa (2), remontów (3), obsługi (4) i opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (5), dla: a) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, b) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, c) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym, d) bloku jądrowego z reaktorem PWR, e) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, f) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, g) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, h) ciepłowniczego bloku parowego opalanego biomasą, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO<sub>2</sub> w wysokości 160 zł/Mg CO<sub>2</sub>

Fig. 2. Unitary, discounted electricity generation costs in the system power plants and in large and medium scale CHP plants [PLN/MW·h], including: capital cost (1), fuel cost (2), maintenance cost (3) operating cost (4) and environmental cost (5) for: a) supercritical steam unit fired with brown coal, b) supercritical steam unit fired with hard coal, c) gas-steam unit fired with natural gas d) nuclear power unit with PWR reactor, e) supercritical steam CHP unit fired with hard coal, f) gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSRG) fired with natural gas, g) gas-steam CHP unit with 2- pressure HRSRG fired with natural gas and h) medium scale steam CHP unit fired with biomass, with 160 PLN/Mg CO<sub>2</sub> environmental payment

## Wnioski

1. Dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego w najbliższym okresie w Polsce konieczny jest intensywny rozwój nowych źródeł wytwórczych zarówno w obszarze elektrowni systemowych jak i elektrociepłowni dużej, średniej i małej mocy. Do roku 2020 powinny zostać oddane do eksploatacji nowe bloki energetyczne o łącznej mocy około



Rys. 3. Jednostkowe, zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych i w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy [zł/MW·h], w tym koszty: kapitałowe (1), paliwa (2), remontów (3), obsługi (4) i opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (5), dla: a) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, b) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, c) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym d) bloku jądrowego z reaktorem PWR, e) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, f) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, g) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym, h) ciepłowniczego bloku parowego opalanego biomasa, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO<sub>2</sub> w wysokości 240 zł/Mg CO<sub>2</sub>

Fig. 3. Unitary, discounted electricity generation costs in the system power plants and in large and medium scale CHP plants [PLN/MW·h], including: capital cost (1), fuel cost (2), maintenance cost (3), operating cost (4) and environmental cost (5) for: a) supercritical steam unit fired with brown coal, b) supercritical steam unit fired with hard coal, (c) gas-steam unit fired with natural gas, d) nuclear power unit with PWR reactor, e) supercritical steam CHP unit fired with hard coal, f) gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas, g) gas-steam CHP unit with 2- pressure HRSG fired with natural gas and h) medium scale steam CHP unit fired with biomass, with 240 PLN/Mg CO<sub>2</sub> environmental payment

12,5 GW, a do roku 2030 o mocy około 29,5 GW. Nowe inwestycje w zakresie źródeł wytwórczych dla elektroenergetyki powinny być ukierunkowane na technologie nisko-emisyjne, zwiększające stopień dywersyfikacji paliw wykorzystywanych w polskiej elektroenergetyce i charakteryzujących się wysoką efektywnością ekonomiczną.

2. Do roku 2020 strategicznymi paliwami dla elektrowni systemowych w Polsce mogą być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. W pełni dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną (wysoką sprawnością) jest obecnie jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). Najwyższą efektywnością ekonomiczną – to znaczy najniższymi jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanymi na rok 2011 – charakteryzują się parowe bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym (około 195 zł/MW·h, bez uwzględnienia kosztów emisji CO<sub>2</sub>). Natomiast jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej w parowych blokach na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym, położonych w pobliżu kopalń węgla są od nich wyższe o około 18%, a położonych około 300 km od kopalń o około 25%.

3. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców wynoszącej około 33 zł/GJ, są wyższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne i wyższe od średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (rys.1). Dlatego decyzje o przedsięwzięciach inwestycyjnych związanych z budową tego typu elektrowni systemowych w Polsce powinny być przesunięte w czasie i poddane ponownej analizie po roku 2015.

4. Od roku 2020, to znaczy za około 10 lat, konieczny ze względów ekologicznych i uzasadniony ekonomicznie, będzie w Polsce udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są wysokie. Dlatego prawdopodobnie dopiero około roku 2020 będą one porównywalne ze średnią ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, co zapewni im opłacalność. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce będą wtedy jednak już niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, z uwzględnieniem kosztów emisji CO<sub>2</sub>.

5. W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżenia emisji CO<sub>2</sub>. Dla elektrociepłowni dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 200–500 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na rok 2011, kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym oraz ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym. Po wprowadzeniu opłaty za emisję CO<sub>2</sub> koszty wytwarzania energii elektrycznej w obu tych typach bloków ciepłowniczych będą porównywalne. Dla elektrociepłowni średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–200 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi, zdyskontowanymi na rok 2011, kosztami wytwarzania energii elektrycznej jest ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym. Przy istnieniu zielonych certyfikatów, o wartości w roku 2011 powyżej 274 zł/MW·h, konkurencyjną jednostką

kogeneracyjną w tym zakresie mocy jest blok parowy na parametry podkrytyczne opalany biomasą.

6. Wprowadzenie od roku 2013 obowiązku zakupu uprawnień do całkowitej emisji CO<sub>2</sub>, przez nowo budowane elektrownie, oraz włączenie kosztów tego zakupu do kosztów wytwarzania energii elektrycznej, istotnie zmienia uszeregowanie technologii wytwórczych dla nowych inwestycji w elektroenergetyce. Przy założeniu średnich kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w całym okresie eksploatacji, w wysokości 160 zł/Mg CO<sub>2</sub> (ok. 40 Euro/Mg CO<sub>2</sub>), jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej dla technologii stosowanych w elektrowniach systemowych w dużym stopniu wyrównują się (rys. 2). Można je uszeregować następująco:

- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym (339 zł/MW·h),
- ✧ blok jądrowy PWR (342 zł/MW·h),
- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (345 zł/MW·h),
- ✧ blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym (348 zł/MW·h).

Dla tej wartości kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy są niższe niż w elektrowniach systemowych i można je uszeregować następująco:

- ✧ ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (301 zł/MW·h),
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym (305 zł/MW·h),
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym (321 zł/MW·h),
- ✧ ciepłowniczy blok parowy na parametry podkrytyczne opalany biomasą (336 zł/MW·h).

Natomiast przy przyjęciu kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wysokości 240 zł/MgCO<sub>2</sub> (ok. 60 Euro/tCO<sub>2</sub>), które w przyszłości będą prawdopodobnie w przybliżeniu równe kosztom wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture and Storage – CCS*), spośród technologii, które mogą być zastosowane w elektrowniach systemowych, najniższe koszty wytwarzania energii elektrycznej występują w elektrowniach jądrowych, a wśród technologii stosowanych w elektrociepłowniach, w ciepłowniczych blokach gazowo-parowych z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanych gazem ziemnym i w ciepłowniczych blokach parowych opalanych biomasą (rys. 3). Te technologie można uznać za najbardziej perspektywiczne dla polskiej elektroenergetyki w bardzo długim horyzoncie czasowym.

## Literatura

- [1] Dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- [2] Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (tzw. dyrektywa OZE).

- [3] Dyrektywa 2009/31/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (dyrektywa CCS).
- [4] Decyzja 2009/406/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- [5] International Energy Agency Statistics, 2010.
- [6] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A. Nr 12, 210.
- [7] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2009. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2010.
- [8] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10.11.2009 r. Ministerstwo Gospodarki, 2009.
- [9] ZAPOROWSKI B., 2011 – Perspektywiczne technologie wytwórcze dla polskiej elektroenergetyki. Materiały XV Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata, t. III, s. 3–10.
- [10] ZAPOROWSKI B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531–542.

Bolesław ZAPOROWSKI

## Energy and economy effectiveness of large and medium scale power plants and combined heat and power plants

### Abstract

The paper presents the analysis of the perspective technologies of electricity generation and electricity and heat production in cogeneration for Polish electric power engineering. The analysis was made for two kinds of electric energy sources: system power plants and combined heat and power (CHP) plants of large and medium scale. For analysis were chosen 8 following generation technologies: supercritical steam unit fired with brown coal, supercritical steam unit fired with hard coal, gas-steam unit fired with natural gas, nuclear power unit with PWR reactor, supercritical steam CHP unit fired with hard coal, gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas, gas-steam CHP unit with 2- pressure HRSG fired with natural gas and medium scale steam CHP unit fired with biomass. For particular generation technologies were determined the quantities characterizing their energy effectiveness, unitary emission of CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>/kWh) and unitary electricity generation costs with cost of CO<sub>2</sub> emission, discounted for 2011 year.

KEY WORDS: power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economy effectiveness