



Bolesław ZAPOROWSKI*

Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki

STRESZCZENIE: W pracy przedstawiona jest analiza perspektywicznych technologii wytwarzania dla polskiej elektroenergetyki. Do analizy wybrano dziewiętnaście technologii, a mianowicie: 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 węglem kamiennym, ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy, elektrownię wiatrową, elektrownię wodną małej mocy, elektrownię fotowoltaiczną, ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok z turbiną gazową małej mocy pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym, ciepłowniczy blok ORC (Organic Rankine Cycle) opalany biomasą, ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą, ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany z biologiczną konwersją biomasy oraz ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy. Dla poszczególnych technologii wyznaczono wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂.

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

* Dr hab. inż. – Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki; e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Wprowadzenie

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 przez Parlament Europejski i Radę związane z tym dyrektywy stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku zaawansowanych technologii energetycznych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Według opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej (International Energy Agency, IEA), aby uniknąć katastrofy klimatycznej, to znaczy uniknąć wzrostu temperatury na Ziemi o więcej niż 2°C, Świat powinien do roku 2050 zredukować emisję CO₂, z poziomu około 36 mld ton CO₂ w roku 2013 do poziomu około 14 mld ton CO₂ w roku 2050. Pozwoliłoby to zahamować wzrost koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie około 450 ppm w roku 2050, w porównaniu z koncentracją CO₂ na poziomie około 400 ppm w roku 2013. W związku z tym są analizowane dwa scenariusze zużycia paliw kopalnych i emisji CO₂: referencyjny, który doprowadziłby w roku 2050 do emisji około 62 mld ton CO₂ i koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie około 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 CO₂ do roku 2050 do poziomu około 14 mld ton CO₂ rocznie i dzięki temu zahamowanie wzrostu koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie około 450 ppm.

Uzyskanie tak poważnej redukcji emisji CO₂ może być osiągnięte jedynie przez wdrożenie nowych technologii w czterech sektorach: wytwarzania energii elektrycznej, transportu, budownictwa oraz przemysłu. Redukcja emisji CO₂ w sektorze polskiej elektroenergetyki w najbliższych latach może być osiągnięta między innymi przez: zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych, w tym wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej, oraz zwiększenie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tej produkcji, a w dalszej perspektywie przez udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

1. Technologie produkcji energii elektrycznej na świecie

Światowa produkcja energii elektrycznej w 2012 r. wyniosła 22 752,2 TWh. Jej podstawą były następujące źródła energii pierwotnej: węgiel kamienny i brunatny (40,29%), gaz ziemny (22,41%), olej opałowy (4,96%), paliwo jądrowe (10,82%) oraz energia ze źródeł odnawialnych (21,52%), w tym energia wodna (16,51%). Do dziesięciu największych producentów energii elektrycznej na świecie w 2012 r. należały: Chiny (4994,1 TWh), USA (4290,6 TWh), Indie (1127,6 TWh), Rosja (1070,7 TWh), Japonia (1034,3 TWh), Kanada (634,5 TWh), Niemcy (629,8 TWh), Francja (564,3 TWh), Brazylia (552,4 TWh) i Korea Płd. (534,6 TWh) (Statistics... 2014). Struktura pierwotnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii

elektrycznej w tych krajach była bardzo zróżnicowana. W Brazylii i Kanadzie odpowiednio 82,5% i 63,3% produkowanej energii elektrycznej było wytwarzane z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, w przeważającej części z wykorzystaniem energii wody. W Chinach i Indiach przeważająca część energii elektrycznej, odpowiednio 75,8% i 71,1%, była wytwarzana z węgla. We Francji 75,4% energii elektrycznej było wytwarzane z paliwa jądrowego. Rosja, Japonia i USA odpowiednio 49,1%, 38,4% i 29,5% energii elektrycznej wytwarzały z gazu ziemnego. W ostatnich latach szybko rośnie udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej, który w roku 2012 średnio w skali światowej wyniósł około 3%. Natomiast udział ten średnio w krajach należących do Unii Europejskiej w roku 2012 wyniósł powyżej 7%, a w niektórych z nich był znacznie wyższy, a mianowicie: w Danii – 33,5%, Portugalii – 22,5%, Hiszpanii – 19,1% i w Niemczech – 8,7%.

W roku 2014 w skali światowej został zahamowany bezwzględny przyrost produkcji energii elektrycznej z węgla. Dwa kraje produkujące najwięcej energii elektrycznej, które nie ratyfikowały Protokołu z Kioto, a mianowicie Chiny i USA, ogłosiły wzięcie udziału w Konferencji Stron Ramowej Konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu, która w grudniu 2015 r. odbędzie się w Paryżu, i przyjęcie zobowiązania redukcji emisji CO₂, które będzie obowiązywało od 2020 r. USA ogłosiły, że przyjmą zobowiązanie redukcji emisji CO₂, do roku 2025, o 26–28%, w odniesieniu do 2005 r. Natomiast Chiny ogłosiły, że przyjmą w Paryżu zobowiązanie redukcji emisji CO₂ do roku 2030, nie podając jednak jeszcze obecnie wartości tej redukcji, ale zobowiązały się, że do roku 2030 udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej wyniesie około 20% oraz, że znacznie zwiększy się również bezemisyjna produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, których moc obecnie wynosi około 23 GW, a do 2020 r. zwiększy się do około 58 GW. Natomiast Unia Europejska, w październiku 2014 r., przyjęła zobowiązanie w sprawie redukcji emisji CO₂ do roku 2030 o 40%, w odniesieniu do 1990 r. Zobowiązanie to musi być brane pod uwagę przy rozważaniu rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej w najbliższych latach w Polsce.

2. Produkcja energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) na 31.12.2014 r. wynosiła 39 351,9 MW (Informacja... 2014). Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i w elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 tys. MW, pracuje w KSE już 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. Produkcja energii elektrycznej w roku 2014 w Polsce wyniosła 159,1 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych: węglem kamiennym i brunatnym 85,46%, gazem ziemnym 2,85%, biomasą i biogazem 5,49% (w tym we współpalaniu z węglem 2,67%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,37% i w elektrowniach wiatrowych 4,83% (Informacja... 2014). Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2004–2014 przedstawiono w tabeli 1 (Statystyka... 2014). Rok 2014 w polskiej elektroenergetyce był rokiem wyjątkowym, gdyż po raz pierwszy od wielu lat wystąpiła w tym roku nadwyżka importu energii elektrycznej nad jej eksportem (tab. 2).

Średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w okresie 2004–2014 wyniósł 1,37%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej do roku 2030 wyniesie 1,3%. Przewidywane w związku z tym zużycie brutto energii elektrycznej w latach 2020, 2025 i 2030 oraz wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tabeli 2.

TABELA 1. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2004–2014

TABLE 1. Electricity generation and gross consumption in Poland 2004–2014

Rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	154,2	156,9	162,0	159,5	155,5	151,7	157,4	163,5	162,0	164,3	159,1
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	144,9	145,7	150,7	154,1	154,3	149,5	156,1	158,3	159,1	159,8	161,2
Przyrost zużycia brutto [%]	2,40	0,61	3,40	2,26	0,11	-3,3	4,38	1,38	0,51	0,44	0,83

TABELA 2. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2020–2030

TABLE 2. New generation resources required for the electric power system in 2020–2030

Wielkość	Lata		
	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	174,9	186,6	199,0
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	43 200	47 000	51 500
Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2014 r. jednostkach wytwórczych [MW]	34 800	30 300	24 000
Wymagane nowe moce wytwórcze [MW]	8 400	16 700	27 500

3. Wybrane do analizy technologie wytwarzania energii elektrycznej

W niniejszej pracy są analizowane perspektywiczne, to znaczy wysokosprawne i niskoemisyjne oraz efektywne ekonomiczne, technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej

elektroenergetyki. Analizę możliwych do zastosowania w najbliższych kilkunastu latach technologii przeprowadzono przy założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki w naszym kraju mogą zapewnić:

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

Na problem bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki nakłada się jednak problem wpływu energetyki na zmiany klimatu oraz zagadnienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych polskiej elektroenergetyki, w tym związanych ze stanem rozwoju miejskich i przemysłowych systemów ciepłowniczych w Polsce, założono, że rozwój źródeł wytwórczych w KSE powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

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

W grupie elektrowni systemowych do analizy wybrano następujące technologie wytwarzania energii elektrycznej:

- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem brunatnym,
- ✧ blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym,
- ✧ blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym,
- ✧ blok jądrowy z reaktorem PWR trzeciej generacji.

Natomiast w grupie elektrociepłowni dużej i średniej mocy do analizy wybrano następujące technologie:

- ✧ ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) opalany węglem kamiennym,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym,
- ✧ ciepłowniczy blok parowy średniej mocy na parametry podkrytyczne opalany węglem kamiennym,
- ✧ ciepłowniczy blok parowy średniej mocy na parametry podkrytyczne opalany biomasą,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

W grupie elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych) do analizy wybrano następujące technologie:

- ✧ elektrownię wiatrową,
- ✧ elektrownię wodną małej mocy,
- ✧ elektrownię fotowoltaiczną
- ✧ ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym,

- ✧ ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracujący w obiegu prostym opalany gazem ziemnym,
- ✧ ciepłowniczy blok ORC (*Organic Rankine Cycle*) opalany biomasą,
- ✧ ciepłowniczy blok parowy małej mocy opalany biomasą,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany z biologiczną konwersją energii chemicznej biomasy,
- ✧ ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy.

Jako kryteria oceny wybranych do analizy technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przyjęto ich efektywność energetyczną i ekonomiczną oraz wpływ na środowisko. Uznano jednak, że przyszłość komercyjna poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej zależy przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Dlatego jako główne kryterium oceny poszczególnych technologii przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione bowiem takie ważne parametry poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂).

4. Efektywność energetyczna wybranych do analizy technologii

Wielkością charakteryzującą efektywność energetyczną elektrowni jest ich sprawność. Natomiast ważnym parametrem określającym ich wpływ na środowisko jest jednostkowa emisja CO₂ (kg CO₂/kWh). Wielkości te wyznaczone dla wybranych do analizy technologii wytwórczych dla elektrowni systemowych przedstawiono w tabeli 3. Przyjęto założenie, że technologia stosowana w parowych blokach na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne) jest obecnie jedyną, w pełni dojrzałą komercyjnie, perspektywiczną technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną. Będący obecnie w budowie w elektrowni Kozienice parowy blok na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej brutto 1075 MW opalany węglem kamiennym będzie największym blokiem parowym opalany węglem kamiennym w Europie i będzie posiadał parametry pary 24,25 MPa/600°C/620°C oraz sprawność brutto około 48% (netto 45,59%) (Opracowanie... 2014), które stanowią jedne z najwyższych na świecie. Największym w Europie blokiem parowym na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym jest blok K w elektrowni Niederaussem (Niemcy) o mocy elektrycznej brutto 1028 MW, który posiada parametry pary 27,5 MPa/580°C/600°C i sprawność brutto około 47% (netto 45,2%) (Heitmuller et al. 1999). Natomiast bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (Integrated Coal Gasification Combined Cycle, IGCC) nie uzyskały jeszcze pełnej dojrzałości komercyjnej. Budowie kolejnych demonstracyjnych bloków IGCC nadal towarzyszy poszukiwanie optymalnych rozwiązań procesowych.

Bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym z turbinami gazowymi czwartej generacji (H9 firmy General Electric, 8000H firmy Siemens Power Generation oraz M701G i M701J firmy Mitsubishi Hitachi Power Systems) z 3-ciśnieniowymi kotłami odzysknicowymi i między-stopniowym przegrzewaniem pary pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto powyżej 60%.

Bloki jądrowe z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi trzeciej generacji (EPR 1600 firmy Areva, AP 1000 firmy Westinghouse, WWER 1200 firmy Rosatom oraz APR 1400 firmy Korea Nuclear Industry) pozwalają na uzyskiwanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto około 37%.

TABELA 3. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

TABLE 3. Quantities characterizing the energy effectiveness of system power plants

L.p.	Technologia	Sprawność brutto [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /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	60	0,329
4.	Blok jądrowy z reaktorem PWR III generacji	37	

TABELA 4. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

TABLE 4. Quantities characterizing the energy effectiveness of large and medium scale CHP plants

Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]
1.	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	38,62	40,80	23,39	0,525
2.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym i międzystopniowym przegrzewaniem pary opalany gazem ziemnym	53,80	26,99	16,20	0,276
3.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	49,46	31,36	14,73	0,281
4.	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany węglem	30,52	40,36	12,98	0,596
5.	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą	29,28	41,50	27,00	
6.	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	38,27	41,73	39,20	

Dla wybranych do analizy kogeneracyjnych 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 oraz oszczędność energii pierwotnej. Dla tych technologii wyznaczono również jednostkową emisję CO₂ (kg CO₂/kWh). Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tabeli 4.

Dla wybranych do analizy technologii wytwórczych stosowanych w elektrociepłowniach małej mocy, jako wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną, wyznaczono: sprawność wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, sprawność wytwarzania ciepła w skojarzeniu oraz oszczędność energii pierwotnej. Wyniki obliczeń tych wielkości przedstawiono w tabeli 5.

TABELA 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

TABLE 5. Quantities characterizing the energy effectiveness of small scale CHP plants

L.p.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1.	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	13,65
2.	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem ziemnym	32,01	53,80	12,05
3.	Ciepłowniczy blok ORC opalany biomasą	14,14	68,36	18,25
4.	Ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą	18,45	64,00	23,27
5.	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6.	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

5. Efektywność ekonomiczna technologii wytwarzania energii elektrycznej

Celem analizy efektywności ekonomicznej różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykonanej w ramach niniejszej pracy, jest wskazanie efektywnych kierunków inwestowania w źródła wytwórcze polskiej elektroenergetyki w okresie najbliższych kilkunastu lat. Przyszłość poszczególnych technologii wytwórczych zależy bowiem przede wszystkim od ich

zalet ekonomicznych. Przyjęto założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalającą na wykonanie porównania efektywności ekonomicznej wszystkich dziewiętnastu wybranych do analizy i scharakteryzowanych w rozdziale 4. technologii wytwórczych.

Do wykonania takiej analizy wybrano kryterium efektywności ekonomicznej w postaci jednostkowych, zdyskontowanych na rok 2015, kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Pozwala ono porównać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, stosowanych zarówno w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂).

Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach były wyznaczane za pomocą zależności:

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

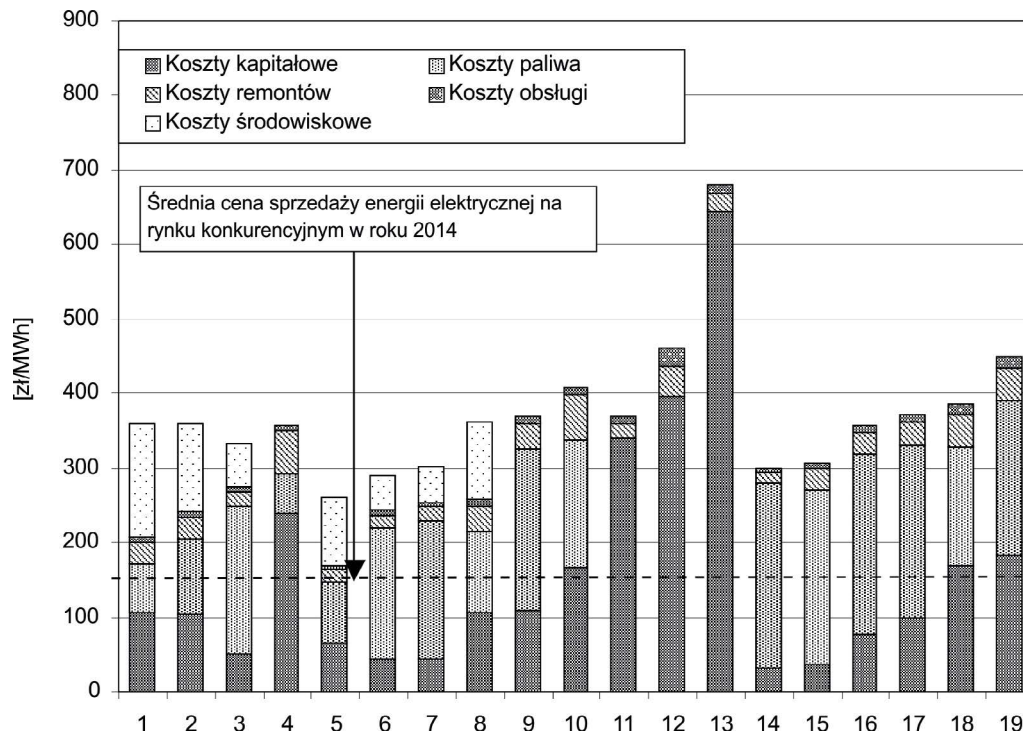
Natomiast jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach były wyznaczane za pomocą następującej zależności:

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

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 na rok 2015, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykonano przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną oraz jednostkowe emisje CO₂ poszczególnych technologii wyznaczone w rozdziale 4 (tab. 3–5) oraz:

◇ czas budowy elektrowni systemowych: jądrowych 6 lat, parowych opalanych węglem 4 lata a gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym 2 lata,



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, elektrociepłowniach dużej i średniej mocy oraz elektrowniach oraz elektrociepłowniach małej mocy [zł/MWh] dla:

- 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym, 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym,
- 4) bloku jądrowego z reaktorem PWR, 5) ciepłowniczego bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym, 6) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 7) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalanego gazem ziemnym 8) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego węglem kamiennym,
- 9) ciepłowniczego bloku parowego średniej mocy opalanego biomasą, 10) ciepłowniczego bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, 11) elektrowni wiatrowej, 12) elektrowni wodnej małej mocy, 13) elektrowni fotowoltaicznej 14) ciepłowniczego bloku z silnikiem gazowym opalanego gazem ziemnym,
- 15) ciepłowniczego bloku z turbiną gazową opalanego gazem ziemnym), 16) ciepłowniczego bloku ORC opalanego biomasą, 17) ciepłowniczego bloku parowego małej mocy opalanego biomasą, 18) ciepłowniczego bloku zintegrowanego z biologiczną konwersją biomasy, 19) ciepłowniczego bloku zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, bez uwzględnienia opłaty za uprawnienia do emisję CO₂

Fig. 1. Unit electricity generation costs, discounted for the 2014 year, in system power plants, in large and medium scale CHP plants, in small scale power plants, and CHP plants [PLN/MWh], for: 1) supercritical steam unit fired with brown coal, 2) supercritical steam unit fired with hard coal, 3) gas-steam unit fired with natural gas, 4) nuclear power unit with PWR reactor, 5) supercritical steam CHP unit fired with hard coal, 6) gas-steam CHP unit with 3-pressure heat recovery steam generator (HRSG) fired with natural gas, 7) gas-steam CHP unit with 2- pressure HRSG fired with natural gas, 8) medium scale steam CHP unit fired with hard coal, 9) medium scale steam CHP unit fired with biomass, 10) gas-steam CHP unit integrated with biomass gasification, 11) wind power plant, 12) small scale water power plant, 13) photovoltaic power plant, 14) CHP unit with gas engine fired with natural gas, 15) CHP unit with gas turbine fired with natural gas, 16) ORC CHP unit fired with biomass, 17) small scale steam CHP unit fired with biomass, 18) CHP unit integrated with biomass biological conversion and 19) CHP unit with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (168 PLN/tCO₂)

- ✧ czas budowy elektrociepłowni dużej i średniej mocy opalanych węglem i biomasą 4 lata, a gazowych i gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym oraz małej mocy opalanych biomasą 2 lata,
- ✧ cenę sprzedaży ciepła 37,12 zł/GJ,
- ✧ stopę dyskontową: dla elektrowni jądrowych 8,5%, elektrowni i elektrociepłowni parowych opalanych węglem 8%, elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym 7,5% a źródeł rozproszonych 7%,
- ✧ udział kapitału własnego w nakładach inwestycyjnych 20%.

W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunku 1.

Wnioski

Perspektywiczne kierunki rozwoju źródeł wytwórczych w polskiej elektroenergetyce powinny być oparte na technologiach charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisją CO₂. Biorąc pod uwagę wyniki wykonanych obliczeń i analiz, przedstawione w rozdziałach 4. i 5., mapę drogową rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Polsce, w okresie najbliższych kilkunastu lat, można przedstawić w sposób następujący:

1. Przez najbliższe kilkanaście lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce powinien być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. W chwili obecnej w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). Istnieje potrzeba zbudowania w Polsce, w ciągu najbliższych kilkunastu lat, około 10 bloków parowych na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy około 9 GW, przede wszystkim w miejsce wycofywanych z ruchu wyeksploatowanych bloków parowych na parametry podkrytyczne, o niskiej sprawności i wysokiej emisyjności.
2. Po roku 2030, gdy będzie obowiązywał zakup już pełnego wolumenu uprawnień do emisji CO₂ (nie będzie już przydziału bezpłatnych uprawnień), w Polsce będzie konieczny, ze względów ekologicznych oraz uzasadniony ekonomicznie i potrzebą dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych, udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. W tym czasie cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym prawdopodobnie przekroczy wartość 360 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi w Polsce opłacalność, a koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, z kosztami uprawnień do emisji CO₂, będą wyższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych (rys. 1). Program polskiej energetyki jądrowej, przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 28.01.2014 r., przewiduje zbudowanie i włączenie do systemu elektroenergetycznego do roku 2030 jądrowych bloków energetycznych o łącznej mocy elektrycznej około 3 GW.

3. Przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej około 32,2 zł/GJ, jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych, kondensacyjnych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym wyniosłyby około 275 zł/MWh, a z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ powyżej 330 zł/MWh (rys. 2). Dlatego decyzje dotyczące przedsięwzięć inwestycyjnych, związanych z budową w Polsce kondensacyjnych elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, powinny być przesunięte w czasie do chwili ostatecznego wyjaśnienia zasobów gazu łupkowego w Polsce oraz możliwości i kosztów jego wydobywania. Obecnie gaz ziemny w Polsce powinien być wykorzystywany w elektroenergetyce przede wszystkim w elektrociepłowniach do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, które pozwala na wykorzystywanie energii chemicznej tego paliwa ze sprawnością ogólną na poziomie 85%.
4. 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 obniżenie emisji CO₂ oraz obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300–500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (ok. 170 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ ok. 260 zł/MWh), jest ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym, a dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–300 MW) ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym, dla których jednostkowe, zdyskontowane na rok 2015, koszty wytwarzania energii dla bloków dużej i średniej mocy wynoszą odpowiednio około 240 zł/MWh i około 255 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ odpowiednio około 290 zł/MWh i około 300 zł/MWh). Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą (około 370 zł/MWh). Udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem użytkowym powinien wzrosnąć w Polsce, z około 16,3% w chwili obecnej do powyżej 20% w roku 2030, przede wszystkim przez budowę źródeł kogeneracyjnych w systemach ciepłowniczych średnich i małych miast, w których istnieją systemy ciepłownicze a obecnie pracują w nich tylko ciepłownie. Przy modernizacji istniejących elektrociepłowni opalanych węglem oraz budowie nowych jednostek kogeneracyjnych jako paliwo powinny być brane pod uwagę przede wszystkim gaz ziemny oraz biomasa. Ciepłownicze bloki parowe średniej mocy na parametry podkrytyczne opalane węglem kamiennym charakteryzują się względnie niską efektywnością ekonomiczną i wysoką emisją CO₂, a ciepłownicze bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem biomasy mogą uzyskać dojrzałość komercyjną dopiero za około 15 lat.
5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy (rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, w tym szczególnie blok ciepłowniczy z silnikiem gazowym (ok. 300 zł/MWh).
6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie i wynoszą powyżej 350 zł/MWh. Istnienie zielonych certyfikatów zapewnia jednak niektórym z nich opłacalność. Dojrzałość technologiczną uzyskały dotychczas technologie wykorzystujące energię wiatru, wody i słońca. Pełną dojrzałość komercyjną uzyskały elektrownie wiatrowe na lądzie, dla których jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej wynoszą obecnie około 370 zł/MWh.

7. W dziedzinie wykorzystania biomasy w źródłach rozproszonych sytuacja jest złożona. Dojrzałość komercyjną uzyskały wyłącznie technologie wykorzystujące spalanie biomasy w elektrociepłowniach parowych małej mocy i ORC (*Organic Rankine Cycle*) oraz częściowo technologia wykorzystująca biologiczną konwersję energii chemicznej biomasy. Charakteryzują się one jednak niską efektywnością energetyczną i w związku z tym dość wysokimi kosztami wytwarzania energii elektrycznej. Dla uzyskania przez nie względnie wysokiej efektywności ekonomicznej jest konieczne zapewnienie im długiego czasu wykorzystania zainstalowanej mocy cieplnej w skojarzeniu oraz rozwoju w Polsce rynku biomasy uprawowej. Musi to być brane pod uwagę przy planowaniu budowy tego rodzaju kogeneracyjnych źródeł energii elektrycznej małej mocy opalanych biomasą. Natomiast technologia, stosowana w elektrociepłowniach małej mocy zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy, jest dopiero na etapie badań pilotowych i charakteryzuje się obecnie najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (powyżej 450 zł/MWh). Zarówno elektrociepłownie małej mocy zintegrowane z biologiczną konwersją jak i ze zgazowaniem biomasy mogą uzyskiwać znacznie wyższą efektywność ekonomiczną (niższe jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej) jeżeli będą zasilane biomasą odpadową, z produkcji rolniczej lub oczyszczalni ścieków. Ich ilościowy udział w krajowej produkcji energii elektrycznej jest jednak ograniczony.
8. Wśród technologii wykorzystujących odnawialne źródła najwyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się obecnie elektrownie fotowoltaiczne (ok. 680 zł/MWh). Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową tego typu źródeł wytwór-

TABELA 6. Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz struktura wykorzystywanych źródeł energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w Polsce w roku 2013 i przewidywana w 2020 r. i 2030 r.

TABLE 6. Capacity of power plants and CHP plants and the structure of primary energy sources used for electricity production in Poland in 2013 and predicted for 2020 and 2030

Rodzaj paliwa (energii odnawialnej)	Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcja energii elektrycznej i jej struktura paliwowa w roku								
	2013			2020			2030		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	31,13	144,4	87,85	29,3	140,0	80,1	23,0	111,9	56,3
Paliwo jądrowe							3,0	22,5	11,3
Gaz ziemny	1,05	4,2	2,58	2,7	11,6	6,6	4,7	21,0	10,6
Biomasa	0,71	7,4	4,49	1,8	9,7	5,6	4,0	18,0	9,0
Wiatr	3,40	5,9	3,60	6,2	10,2	5,8	12,0	20,0	10,0
Woda	2,29	2,4	1,48	2,3	2,5	1,4	2,4	2,6	1,3
Słońce				0,9	0,9	0,5	3,3	3,0	1,5
Razem	38,58	164,3	100	43,2	174,9	100,0	52,4	199,0	100,0

- czych obecnie można uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych, w przypadku gdy wytwarzana w nich energia elektryczna będzie zużywana przez producenta (prosumenta). Po przewidywanym w przyszłości spadku nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznych ich moc zainstalowana w Polsce do roku 2030 może osiągnąć ponad 3 GW.
9. Zrealizowanie, z pewnym przybliżeniem, w okresie najbliższych kilkunastu lat, przedstawionej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w naszym kraju, co pokazują wyniki wykonanej analizy, przedstawione w tabeli 6. Taki program inwestycyjny pozwoliłby na zmniejszenie emisji CO₂ przez polską elektroenergetykę z około 132 mln ton CO₂ w roku 2013 do około 118 mln ton CO₂ w roku 2020 i około 85 mln ton CO₂ w roku 2030. Byłoby to w przybliżeniu zgodne z przyjętym przez Unię Europejską, w październiku 2014 r., programem dekarbonizacji elektroenergetyki do roku 2030 (zmniejszenie emisji CO₂ o 40%, w odniesieniu do roku 1990).

Literatura

- 1075 MW Power Unit*. Enea Wytwarzanie SA, Świerże Górne, 2014.
- HEITMULLER i in. 1999 – HEITMULLER, R.J., FISCHER, H., SIGG, J., BELL, R.M. i HARTIEB, N. 1999. Lignite-Fired Niederaubetaem K Aims for Efficiency of 45 per cent and More. *Modern Power Systems* vol. 19, nr 5.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej*. Agencja Rynku Energii SA, Nr 12, 2014.
- Key World Energy Statistics*. International Energy Agency, 2014.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013*. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2014.

Bolesław ZAPOROWSKI

Electricity generation technologies for the Polish electric power industry

Abstract

The paper presents an analysis of prospective technologies for electricity generation in the Polish electric power industry. There were 19 generation technologies selected for the analysis, namely: 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 generator (HRSG) fired with natural gas, gas-steam CHP unit with 2-pressure HRSG fired with natural gas, medium scale steam CHP unit fired with hard coal, medium scale steam CHP unit fired with biomass, gas-steam CHP unit integrated with biomass gasification,

wind power plant, small scale water power plant, photovoltaic plant, CHP unit with gas engine fired with natural gas, CHP unit with gas turbine, operating in simple cycle, fired with natural gas, ORC (Organic Rankine Cycle) CHP unit fired with biomass, small scale steam CHP unit fired with biomass, gas CHP unit integrated with biological conversion (fermentation process), and CHP unit with gas engine integrated with biomass gasification. For every particular generation technology the quantities characterizing their energy effectiveness and unit electricity generation costs, with CO₂ emission payment, discounted from year 2015, were determined.

KEYWORDS: power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness

