



Bolesław ZAPOROWSKI*

Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej

STRESZCZENIE: W pracy jest przedstawiona analiza zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Sformułowano kryteria zrównoważonego rozwoju systemu energetycznego w następującej formie: powinien on zapewniać (1) bezpieczną pracę KSE, (2) niskie koszty wytwarzania energii elektrycznej, (3) optymalne wykorzystanie energii pierwotnej oraz (4) ochronę środowiska (minimalizację emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej), wynikającą z Porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej. W pracy opracowano bilans mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), wymagany dla bezpiecznej pracy KSE. Zdefiniowano 19 perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej, podzielonych na trzy następujące grupy źródeł wytwórczych w KSE: elektrowni systemowych, elektrociepłowni dużych i średnich mocy oraz elektrowni i elektrociepłowni małych mocy (źródeł rozproszonych). Wyznaczono wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną wybranych do analizy technologii wytwórczych oraz ich emisyjność CO₂. Dla poszczególnych technologii wyznaczono jednostkowe, zdyskontowane na rok 2016 koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂. Opracowano mapę drogową zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE w latach 2020–2035. Wyniki obliczeń i analiz są przedstawione w tabelach i na rysunku.

SŁOWA KLUCZOWE: zrównoważony rozwój, Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE), elektrownia, elektrociepłownia, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

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

Wprowadzenie

Przyjęte – na 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu w Paryżu (12.12.2015 r.) – Porozumienie klimatyczne oraz decyzja Rady Europejskiej, z października 2014 r., w sprawie poziomu redukcji emisji CO₂ do roku 2030 w państwach członkowskich Unii Europejskiej, stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku energetycznych technologii wytwórczych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂ (Malko i in. 2015). Polska, która w dniu 27.04.2016 r. w siedzibie ONZ w Nowym Jorku, podpisała Porozumienie paryskie, jest zobowiązana do realizacji zarówno zobowiązań wynikających z tego Porozumienia jak i ustaleń Rady Europejskiej z października 2014 r. Najważniejsze zadania, wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki.

Należy podkreślić, że wiążący dla naszego kraju jest tylko cel do osiągnięcia, którym jest uzyskanie określonego poziomu redukcji emisji CO₂. Natomiast sposób osiągnięcia tego celu pozostaje autonomiczną sprawą każdego kraju w jego uwarunkowaniach. W niniejszej pracy podjęto próbę opracowania mapy drogowej rozwoju sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, uwzględniającej rozwiązanie problemu redukcji emisji CO₂. Jako punkt wyjścia, przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu, przyjęto art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj, a w tym organizacje gospodarcze, do kierowania się zasadą zrównoważonego rozwoju w działalności gospodarczej. Zasadę tę, w odniesieniu do zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego, można streścić w sformułowaniu, że powinien zapewniać ekonomiczny rozwój kraju, chroniąc równowagę ekosystemu. Biorąc to pod uwagę, zdaniem autora, zrównoważony rozwój sektora wytwórczego elektroenergetyki powinien spełniać następujące cztery kryteria: (1) zapewniać bezpieczną pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), (2) zapewniać dostępność taniej (wytwarzanej przy niskich kosztach) energii elektrycznej, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju, (3) zapewniać optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej oraz (4) zapewniać ochronę środowiska i niedopuszczenie do zmian klimatycznych, przede wszystkim przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej (kg CO₂/MWh). Chodzi o znalezienie równowagi między celami ochrony środowiska, kosztami wytwarzania energii i bezpieczeństwem jej dostaw.

1. Technologie produkcji energii elektrycznej na świecie

Światowa produkcja energii elektrycznej w 2013 r. wyniosła 23 391,3 TWh. Jej podstawą były następujące źródła energii pierwotnej: węgiel kamienny i brunatny (41,09%), gaz ziemny (21,70%), olej opałowy (4,39%) paliwo jądrowe (10,59%) oraz energia ze źródeł odnawial-

nych (22,53%), w tym energia wodna (16,56%). Do dziesięciu największych producentów energii elektrycznej na świecie w 2013 r. należały: Chiny (5 438,8 TWh), USA (4 306,2 TWh), Indie (1193,5 TWh), Rosja (1059,1 TWh), Japonia (1045,3 TWh), Kanada (651,9 TWh), Niemcy (633,2 TWh), Francja (572,5 TWh), Brazylia (570,3 TWh) i Korea Płd. (542,0 TWh) (*Statistics... 2015*). Struktura pierwotnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w tych krajach była bardzo zróżnicowana. W Chinach, Indiach, Niemczech, Korei Płd. i USA przeważający udział w produkcji energii elektrycznej (odpowiednio 75,3, 72,8, 46,35, 41,11 i 39,67%) miały elektrownie opalane węglem. W Brazylii i Kanadzie odpowiednio 76,85 i 62,78% produkowanej energii elektrycznej było wytwarzane z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, w przeważającej części z wykorzystaniem energii wody. Rosja i Japonia odpowiednio 50,0% i 38,4% energii elektrycznej wytwarzały z gazu ziemnego. We Francji 74,0% energii elektrycznej było wytwarzane z paliwa jądrowego. W ostatnich latach szybko rośnie udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej, który w roku 2013 średnio w skali światowej wyniósł około 3,3%. Natomiast udział ten średnio w krajach należących do Unii Europejskiej w roku 2013 wyniósł powyżej 8%, a w niektórych z nich był znacznie wyższy, a mianowicie: w Danii – 33,5%, Portugalii – 24,2%, Hiszpanii – 23,4% i Niemczech – 13,3%.

2. Stan sektora wytwórczego energii elektrycznej w Polsce

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na 31.05.2016 r. wynosiła 40 751,8 MW (*Informacja... 2016*). Źródła wytwórcze w KSE są zróżnicowane zarówno pod względem efektywności energetycznej, stanu technicznego jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Zestawienie źródeł wytwórczych pracujących w elektrowniach i elektrociepłowniach w KSE podano w tabelach 1 i 2.

Znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach jak i w elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 9 GW, pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy się spodziewać wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

Produkcja energii elektrycznej w roku 2015 w Polsce wyniosła 164,7 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym 82,56%, gazem ziemnym 3,50%, biomasą i biogazem 5,24% (w tym we współspalaniu z węglem 2,41%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,11%, w elektrowniach wiatrowych 6,56% i w elektrowniach fotowoltaicznych 0,03% (*Informacja... 2015*). Wartości produkcji, zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2005–2015 przedstawiono w tabeli 3 (*Statystyka... 2015*). Średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej w Polsce w okresie 2005–2015 wyniósł 1,37%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia brutto energii elektrycznej do roku 2035 wyniesie 1,3%.

TABELA 1. Moc zainstalowana elektrowni w Polsce według stanu na 31.05.2016

TABLE 1. Capacity of power plants in Poland as at 31.05.2016

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Moc zainstalowana [MW]
Bloki parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem kamiennym i brunatnym	3	1782,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem kamiennym	65	13 414,0
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane węglem brunatnym	32	7881,8
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane biomasą	4	340
Bloki parowe na parametry podkrytyczne opalane gazem koksowniczym	3	165
Elektrownie wodne przepływowe	>440	981,8
Elektrownie wodne pompowo-szczytowe	9	1 337,0
Elektrownie wiatrowe	>2500	5 498,2
Elektrownie fotowoltaiczne		135,4
Zimna rezerwa interwencyjna	5	830,0
Razem		32 200,2

TABELA 2. Elektryczna moc zainstalowana elektrociepłowni w Polsce według stanu na 31.05.2016

TABLE 2. Capacity of combined heat and power (CHP) plants in Poland as at 31.05.2016

Rodzaj źródła wytwórczego	Liczba bloków	Elektryczna moc zainstalowana [MW]
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach zawodowych	154	5 115,4
Ciepłownicze bloki parowe opalane węglem kamiennym w elektrociepłowniach przemysłowych	100	1658,3
Ciepłownicze bloki parowe średniej mocy opalane biomasą	5	251,5
Ciepłownicze bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym	8	845,8
Ciepłownicze bloki gazowe z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym opalane gazem ziemnym	14	87,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem ziemnym	51	109,7
Ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi opalane gazem z odmetanowania kopalń	35	78,4
Ciepłownicze bloki gazowe gazowe z silnikami gazowymi opalane biogazem	281	212,9
Ciepłownicze bloki parowe małej mocy opalane biomasą	5	21,4
Ciepłownicze bloki ORC (<i>Organic Rankine Cycle</i>) opalane biomasą	4	5,5
Razem	655	8 386,6

TABELA 3. Produkcja i zużycie brutto energii elektrycznej w Polsce w latach 2005–2015

TABLE 3. Electricity generation and gross consumption in Poland 2005–2015

Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	156,9	162,0	159,5	155,5	151,7	157,4	163,5	162,0	164,3	159,1	164,7
Zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	145,7	150,7	154,1	154,3	149,5	156,1	158,3	159,1	159,8	161,2	164,4
Przyrost zużycia brutto [%]	0,61	3,40	2,26	0,11	-3,30	4,38	1,38	0,51	0,44	0,83	1,99

3. Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE

3.1. Bezpieczeństwo pracy KSE

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE zostały sformułowane we Wprowadzeniu. Nadrzędnym z nich jest kryterium za-

TABELA 4. Wymagane nowe moce JWCD w KSE w latach 2020–2035

TABLE 4. Required new centrally dispatched power generation units in the National Power System in 2020–2035

Wielkość	Lata			
	2020	2025	2030	2035
Przewidywane zużycie brutto energii elektrycznej [TWh]	174,9	186,6	199,0	203,5
Przewidywane obciążenie KSE w szczycie zimowym [GW]	27,8	30,0	32,3	34,8
Przewidywane obciążenie KSE w szczycie letnim [GW]	24,3	26,7	29,2	32,0
Wymagana moc JWCD [GW]	26,5	29,1	31,8	34,9
Przewidywane wycofania z ruchu JWCD [GW]	3,0	3,3	5,7	14,0
Stan istniejących JWCD po wycofaniach [GW]	22,1	21,8	19,4	11,1
Wymagane nowe moce JWCD [GW]	4,4	7,3	12,4	23,8
Moc JWCD w budowie [GW]	5,8	5,8	5,8	5,8
Wymagane dodatkowe nowe moce JWCD [GW]		1,5	6,6	18,0

pewnienia bezpiecznej pracy KSE. Dla stabilnej i bezpiecznej pracy KSE jest ważna przede wszystkim moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc zainstalowana wynosi obecnie około 25,1 GW (Raport... 2015). Bilans mocy JWCD zapewniający bezpieczną pracę KSE przedstawiono w tabeli 4.

3.2. Efektywność energetyczna i emisyjność technologii wytwórczych energii elektrycznej

Biorąc pod uwagę sformułowane kryteria zrównoważonego rozwoju sektora wytwórczego KSE oraz obecną strukturę źródeł wytwórczych założono, że dalszy ich rozwój powinien odbywać się równolegle w trzech następujących grupach:

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

Do analizy wybrano dziesięć technologii wytwarzania energii elektrycznej, przypisanych do wyżej wymienionych trzech grup źródeł wytwórczych. Są one wymienione w podpisie rysunku 1 oraz w tabelach 5–7. Ważnymi kryteriami zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest ich efektywność energetyczna (optymalne wykorzystanie zasobów energii pierwotnej) oraz emisyjność CO₂. Wyznaczone wielkości wybranych do analizy technologii, charakteryzujące efektywność energetyczną oraz emisyjność, przedstawiono w tabelach 5–7.

TABELA 5. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrowni systemowych

TABLE 5. 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 6. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni dużej i średniej mocy

TABLE 6. 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	

TABELA 7. Wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną elektrociepłowni małej mocy

TABLE 7. Quantities characterizing the energy effectiveness of small scale CHP plants

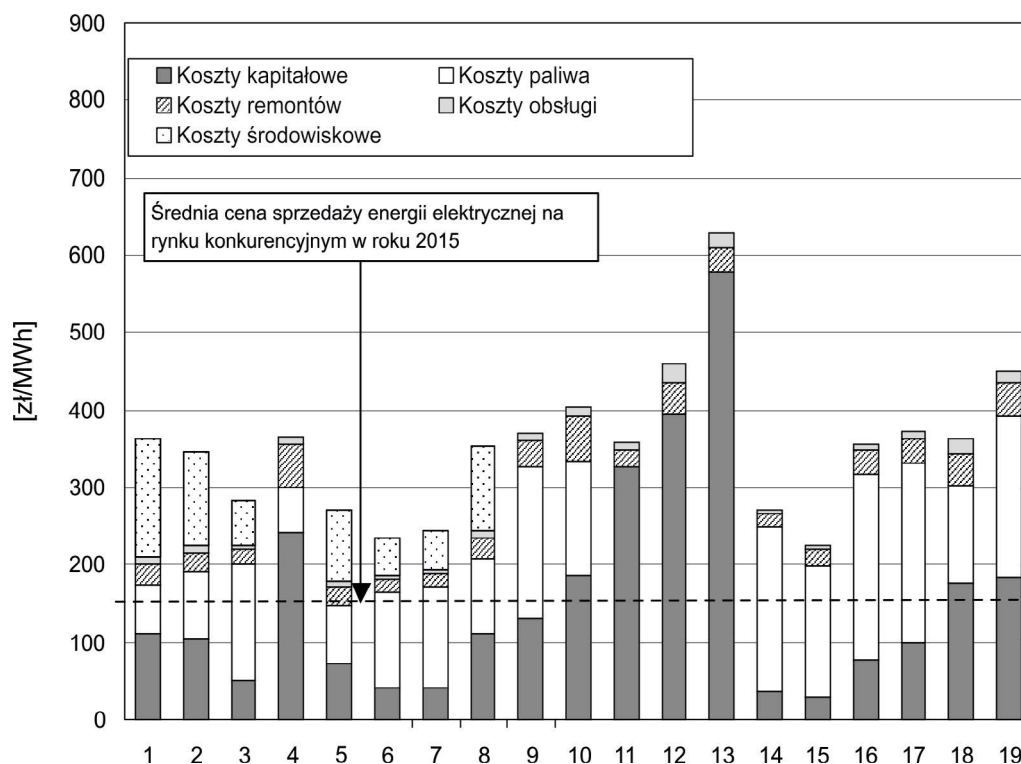
Lp.	Technologia	Sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]	Sprawność wytwarzania ciepła [%]	Oszczędność energii pierwotnej [%]
1	Ciepłowniczy blok gazowy z silnikiem gazowym opalany gazem ziemnym	42,50	40,50	13,65
2	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym opalany gazem 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 z biologiczną konwersją energii biomasy	26,00	31,00	12,92
6	Ciepłowniczy blok gazowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	30,59	52,53	34,97

3.3. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii wytwórczych

Inwestycyjne perspektywy realizacyjne wybranych do analizy technologii wytwórczych, w poszczególnych grupach źródeł wytwórczych wymienionych w podrozdziale 3.2, zależą przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. Jako kryterium efektywności ekonomicznej poszczególnych technologii wytwórczych wybrano jednostkowe, zdyskontowane na rok 2016, koszty wytwarzania energii elektrycznej. Pozwalają one porównywać 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). Przyjęto bowiem założenie, że wykonana analiza powinna być analizą porównawczą, to znaczy pozwalając na wykonanie porównania efektywności ekonomicznej wszystkich dziewiętnastu wybranych do badań i scharakteryzowanych w podrozdziale 3.2 technologii wytwórczych. 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.

4. Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE

Mapa drogowa zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE została opracowana na podstawie wykonanych obliczeń i analiz, przy wykorzystaniu jako danych wejściowych wyników obliczeń zawartych w tabelach 4–7 i na rysunku 1 w rozdziale 3 oraz przy przyjęciu następujących założeń: (1) do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej pracy KSE, zostały zaliczone moce bloków energetycznych elektrowni systemowych, moce parowych i gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami parowymi upustowo-kondensacyjnymi oraz moce szczytowo-pompowych i część mocy przepływowych elektrowni wodnych, (2) bloki małej mocy (źródła rozproszone), ze względu na wymaganą wysoką efektywność energetyczną (optymalne wykorzystanie energii pierwotnej), z wyjątkiem elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i wodnych, powinny być budowane wyłącznie jako jednostki kogeneracyjne i (3) moc bloków wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) jest pochodną zobowiązań Polski, wynikających z Porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej. Wyniki obliczeń i analiz są przedstawione w tabeli 8.



Rys. 1. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2016, 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 and discounted of 2016 year electricity generation costs, in the system power plants, in large and medium scale CHP plants and 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, 19) CHP unit with gas engine integrated with biomass gasification, with CO₂ emission payment (168 PLN/tCO₂)

TABELA 8. Wymagana moc źródeł wytwórczych oraz struktura źródeł energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2020–2035

TABLE 8. Required of power plants and CHP plants capacity and structure of primary energy sources used for the production of electricity in Poland in 2020–2035

Rodzaj paliwa (energii odnawialnej)	Moc elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcja energii elektrycznej i jej struktura paliwowa w roku								
	2020			2030			2035		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	30,5	137,1	78,1	29,4	133,5	67,1	27,2	121,1	57,1
Paliwo jądrowe				1,5	11,5	5,6	3,0	22,5	10,6
Gaz ziemny	2,7	11,6	6,6	3,7	15,9	8,0	4,6	19,8	9,3
Biomasa i biogaz	1,8	9,7	5,6	3,2	13,5	6,8	4,1	17,3	8,1
Woda	2,3	2,5	1,4	2,4	2,6	1,3	2,5	2,7	1,3
Wiatr	6,3	13,1	7,5	9,8	19,2	9,6	12,1	23,6	11,1
Słońce	0,9	0,9	0,5	3,3	3,1	1,6	5,6	5,3	2,5
Razem	44,5	174,9	100,0	53,3	199,0	100,0	59,1	212,3	100,0

Wnioski

Zrównoważony rozwój źródeł wytwórczych energii elektrycznej w KSE, w okresie najbliższych dwudziestu lat, biorąc pod uwagę przedstawione w rozdziałach 3 i 4 wyniki wykonanych obliczeń i analiz, można przedstawić w następujący sposób:

1. Przez najbliższe kilkanaście lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce może być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny (Kasztelewicz i Patyk 2015). W chwili obecnej w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania, jest jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultra-nadkrytyczne). W okresie najbliższych dwudziestu lat, poza blokami będącymi w budowie (ok. 4,28 GW), istnieje potrzeba zbudowania w Polsce około 15 bloków parowych na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym i brunatnym, o łącznej mocy około 12 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 w Polsce prawdopodobnie przekroczy wartość 370 zł/MWh, co zapewni inwestycjom związanym z elektrowniami jądrowymi opłacalność, a koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem wraz z kosztami uprawnień do emisji CO₂, będą prawdopodobnie wyższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Pierwszy blok jądrowy powinien rozpocząć pracę w KSE przed rokiem 2030, a następny przed 2035.
3. Przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej około 24,2 zł/GJ, jednostkowe, zdyskontowane na rok 2016 koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemowych, kondensacyjnych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym wyniosłyby około 226 zł/MWh, a z uwzględnieniem opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ około 282 zł/MWh. 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 polskiej elektroenergetyce powinien być wykorzystywany 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. Dla elektrociepłowni bardzo dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 300–500 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (ok. 180 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ około 272 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 2016 koszty wytwarzania energii elektrycznej dla bloków dużej i średniej mocy wynoszą odpowiednio około 187 zł/MWh i około 194 zł/MWh, a z kosztami uprawnień do emisji CO₂ odpowiednio około 235 zł/MWh i około 245 zł/MWh. Przy istnieniu zielonych certyfikatów konkurencyjną jednostką kogeneracyjną średniej mocy jest również ciepłowniczy blok parowy opalany biomasą (ok. 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 2035, 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.
5. Wśród technologii możliwych do zastosowania w skojarzonych źródłach małej mocy (kogeneracyjnych źródłach rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elek-

trycznej charakteryzują się kogeneracyjne źródła małej mocy opalane gazem ziemnym, z silnikami gazowymi i z turbinami gazowymi małej mocy pracującymi w obiegu prostym (ok. 270 zł/MWh).

6. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, są wysokie. 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 360 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. Dla uzyskania przez nie względnie wysokiej efektywności ekonomicznej jest konieczne zapewnienie im pracy w trybie pełnej kogeneracji przy długim czasie wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej i cieplnej w skojarzeniu. 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. 630 zł/MWh). Opłacalność przedsięwzięć inwestycyjnych związanych z budową tego typu źródeł wytwórczych można obecnie uzasadnić, stosując rachunek kosztów unikniętych, w przypadku gdy wytwarzana w nich energia elektryczna będzie zużywana przez producenta (prosumenta). Po przewidywanym w przyszłości spadku wysokości nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni fotowoltaicznych ich moc zainstalowana w Polsce do roku 2035 może osiągnąć ponad 5 GW.
9. Zrealizowanie, z pewnym przybliżeniem, w okresie najbliższych dwudziestu lat, przedstawionej mapy drogowej rozwoju źródeł wytwórczych w KSE (tab. 8), pozwoliłoby na istotną poprawę dywersyfikacji struktury źródeł energii pierwotnej, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w naszym kraju. Taki program inwestycyjny pozwoliłoby na zmniejszenie emisji CO₂ oraz zwiększenie udziału OZE w produkcji energii elektrycznej przez polską elektroenergetykę, odpowiednio z około 130 mln ton CO₂ i 12,9% w roku 2015 do około 125 mln ton CO₂ i 15,0% w roku 2020, około 114 mln ton CO₂ i 19,3% w roku 2030 oraz około 90 mln ton CO₂ i 23,0% w roku 2035. Byłoby to w przybliżeniu zgodne z decyzjami Rady Europejskiej w zakresie redukcji emisji CO₂ i zwiększenia udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

Literatura

- Informacja statystyczna o energii elektrycznej*. 2015. Agencja Rynku Energii SA. Nr 12.
- Informacja statystyczna o energii elektrycznej*. 2016. Agencja Rynku Energii SA. Nr 5.
- KASZTELEWICZ, Z. i PATYK, M. 2015. Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 4, s. 45–60.
- Key World Energy Statistics. 2014. International Energy Agency.
- MALKO i in. 2015 – MALKO, J., WILCZYŃSKI, A. i WOJCIECHOWSKI, H. 2015. Bezpieczeństwo energetyczne, dostępność energii i zrównoważony rozwój a strategia Unii Europejskiej. *Rynek Energii* nr 2, s. 10–17.
- Raport 2015. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Strona internetowa.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2014*. 2015. Agencja Rynku Energii SA.

Bolesław ZAPOROWSKI

Sustainable development of the electricity generation sources

Abstract

The paper presents an analysis of the sustainable development of the electricity generation sources in the National Power System (NPS). The following criteria to be met by sustainable power systems have been framed: (1) secure work of the NPS, (2) low cost of electric energy generation, (3) optimum utilization of the primary energy, and (4) environment protection (minimalizing CO₂ emission for electric energy generation) as a result of the Climate Agreement and the decision of the European Council. The paper elaborates on the power balance of centrally dispatched power generation units (CDPGU) which is required for the secure work of the NPS. 19 perspective electricity generation technologies have been defined. They are divided into the following three groups of the generation sources in the NPS: the system power plants, large and medium combined heat and power (CHP) plants, and small power plants and CHP plants (distributed sources). The quantities to characterize the energy effectiveness and CO₂ emission of the energy analyzed generation technologies have been determined. The unit electricity generation costs, discounted for 2016, which cover the cost of the CO₂ emission allowance have been determined for particular technologies. The roadmap of the sustainable development of the generation sources in NPS between 2020 and 2035 has been elaborated. The results of the calculations and analyses are presented in tables and on figures.

KEYWORDS: sustainable development, National Power System (NPS), power plant, combined heat and power (CHP) plant, energy effectiveness, economic effectiveness

