



Tadeusz CHMIELNIAK*, Andrzej RUSIN*, Henryk ŁUKOWICZ*

Modernizacja i rewitalizacja istniejących bloków węglowych ważnym warunkiem stabilności sektora wytwarzania energii elektryczności

STRESZCZENIE: Polskie technologie wytwarzania energii elektryczności wykorzystują głównie paliwa kopalne. Mimo istotnego wzrostu zainstalowanej mocy ze źródeł odnawialnych, stanowi ona nadal ponad 90% całego wolumenu wytwarzanej energii elektryczności. Drugą istotną charakterystyką infrastruktury wytwarzania jest zaawansowany wiek przeważającej liczby bloków (zwłaszcza bloków 200 MW). W stadium realizacji są obecnie cztery bloki na węgiel kamienny o mocy rzędu 1000 MW, jedna jednostka 500 MW na węgiel brunatny jest planowana. Rachunek ekonomiczny pokazuje, że dla tych bloków inwestycja ma swe uzasadnienie przy cenie energii elektryczności 240–270 zł/MWh. Obserwacja cen hurtowych wskazuje natomiast, że są one istotnie niższe, z ciągłą tendencją do spadku, (rys. 4) (www.ure.gov.pl). Rodzi to wątpliwości co do zasadności – z ekonomicznego punktu widzenia przy obecnych cenach węgla – wprowadzania do systemu nowych bloków dużej mocy. W konsekwencji wskazano na celowość poszukiwań innych rozwiązań pomostowych. Jednym z nich jest przedłużenie eksploatacji istniejącej infrastruktury bloków 200 MW. W artykule przedstawiono przesłanki do podjęcia programu modernizacji i rewitalizacji bloków klasy 200 MW celem przedłużenia ich eksploatacji do 2035–2040 r. Wskazano na podstawowe problemy konieczne do rozwiązania dla spełnienia przez nie odpowiednich kryteriów ekologicznych (w tym konkluzji BAT) i technologicznych (głównie dotyczących zwiększenia elastyczności cieplnej). Naszkicowano zakres badań naukowych i przemysłowych.

SŁOWA KLUCZOWE: bloki węglowe, modernizacja bloków, bezpieczeństwo systemu energetycznego

* Prof. dr hab. inż – Politechnika Śląska, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Gliwice;
e-mail: Tadeusz.chmielniak@polsl.pl

Wprowadzenie

Problematyka dekarbonizacji przesuwająca coraz częściej technologie paliw kopalnych do funkcji bilansujących przy braku generacji elektryczności ze źródeł odnawialnych. Niemal cała wartość mocy zainstalowana w technologiach odnawialnych musi być rezerwowana przez źródła ciągle zwłaszcza w zakresie obciążenia podszczytowego i szczytowego. Dla uniknięcia problemów ze zrównoważeniem bilansu mocy oraz zapewnienia realizacji zmian w strukturze technologicznej wytwarzania, zgodnych z polityką energetyczną, poza budową nowych bloków klasy 1000 MW w Kozienicach, Opolu i Jaworznie, które zastąpią wycofywane z eksploatacji najstarsze bloki klasy 120 MW i mniejsze, należy wprowadzić dodatkowo inne działania zmierzające do modernizacji i rewitalizacji istniejących jednostek wytwórczych (głównie bloków 200 i 360 MW), które będą bilansować system przez następnych kilkadziesiąt lat. Fakt, że dotyczyć to będzie bloków już w dużym stopniu wyeksploatowanych oraz głównie obciążenia podszczytowego i szczytowego, określa dla tych jednostek nowe kryteria, które powinny być spełnione w trakcie dalszej eksploatacji. Dotyczą one obok spełnienia konkluzji BAT, głównie zwiększenia elastyczności pracy bloków w różnych stanach obciążenia, stabilnej i wysoko sprawnej pracy przy małych obciążeniach oraz zachowania wysokiej niezawodności dla nowych warunków eksploatacyjnych. W artykule przedstawiono przesłanki do podjęcia programu modernizacji i rewitalizacji bloków klasy 200 MW celem przedłużenia ich eksploatacji do 2035–2040 r. Wskazano na podstawowe problemy konieczne do rozwiązania dla spełnienia przez nie odpowiednich kryteriów ekologicznych i technologicznych. Naszkicowano zakres badań naukowych i przemysłowych.

1. Ogólna charakterystyka struktury technologicznej i paliwowej wytwarzania elektryczności

Tabela 1 ilustruje zmianę mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) w podziale na poszczególne źródła energii pierwotnej. Dane w niej zawarte wskazują na nieznaczne zmiany dotyczące mocy zainstalowanej na paliwa kopalne (węgiel kamienny, brunatny i gaz) oraz zauważalny wzrost mocy w energetyce źródeł odnawialnych (głównie w energetyce wiatrowej). Udział procentowy w 2015 r. był następujący ([Raporty 2015 KSE](#)):

- ◆ elektrownie ciepłne na węglu kamiennym – 47,84%,
- ◆ elektrownie ciepłne na węglu brunatnym – 22,97%,
- ◆ elektrownie ciepłne gazowe – 2,47%,
- ◆ elektrownie wiatrowe i inne OZE – 14,06%,
- ◆ energetyka przemysłowa – 7,06%.

TABELA 1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW]

TABLE 1. The structure of the installed capacity in the NPS [MW]

Okres	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015
Ogółem	38 406	38 121	40 445
Elektrownie zawodowe	32 341	31 631	31 927
✧ Elektrownie wodne	2 221	2 369	2 290
✧ Elektrownie ciepłe, w tym:	30 120	29 262	29 637
✧ na węglu kamiennym	19 812	18 995	19 348
✧ na węglu brunatnym	9 374	9 268	9 290
✧ gazowe	934	999	999
Elektrownie wiatrowe i inne OZE	3 504	3 877	5 687
Elektrownie przemysłowe	2 561	2 613	2 831
JWCD	25 094	24 663	24 782
uJWCD	13 312	13 458	15 664

TABELA 2. Produkcja elektryczności w latach 2013–2015

TABLE 2. Electricity production in the years 2013–2015

Lp.	Wyszczególnienie	2013 [a]	2014 [b]	Dynamika (b – a)/a; [%]	2015 [c]	Dynamika (c – b)/b; [%]
1.	Produkcja ogółem	162,501	156,567	-3,65	161,772	3,32
1.1.	Elektrownie zawodowe	147,435	140,390	-4,85	141,901	1,15
1.1.a	✧ Elektrownie wodne	2,762	2,520	-8,76	2,261	-10,30
1.1.b	✧ Elektrownie ciepłe	144,673	137,770	-4,47	139,640	1,36
1.1.b1	✧ na węglu kamiennym	84,566	80,284	-5,06	81,883	1,99
1.1.b2	✧ na węglu brunatnym	56,959	54,212	-4,82	53,564	-1,20
1.1.b3	✧ gazowe	3,149	3,274	3,98	4,193	28,06
1.2.	Elektrownie wiatrowe i inne OZE	5,895	7,256	23,10	10,114	39,37
1.3.	Elektrownie przemysłowe	9,171	9,020	-1,64	9,757	8,17
2.	Krajowe zużycie	157,980	158,734	0,48	161,438	1,70

Zmianę wielkości wytwarzanej elektryczności z poszczególnych źródeł zawiera tabela 2 (Raporty 2015 KSE).

Produkcja elektryczności z podziałem na źródła w 2015 wynosiła:

- ◆ elektrownie ciepłne na węglu kamiennym – 50,62%,
- ◆ elektrownie ciepłne na węglu brunatnym – 33,11%,
- ◆ elektrownie ciepłne gazowe – 2,59 %,
- ◆ elektrownie wiatrowe i inne OZE – 6,25%,
- ◆ energetyka przemysłowa – 6,03%.

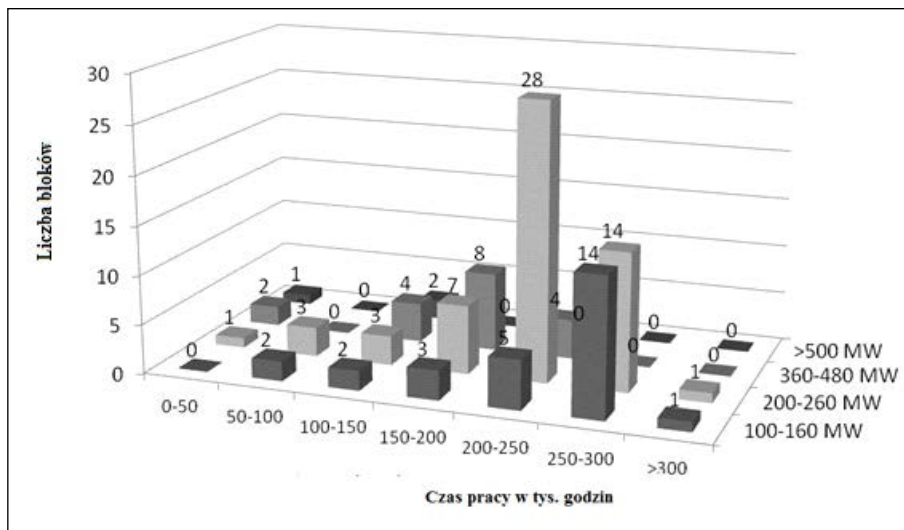
Łącznie z paliw kopalnych poza energetyką przemysłową wytworzono około 86% energii elektrycznej. Jeżeli wziąć pod uwagę, że energetyka przemysłowa jest głównie energetyką paliw kopalnych, ich udział w produkcji elektryczności przekracza 90%. Zauważalny wzrost mocy z OZE (tab. 1) nie przekłada się na istotny wzrost udziału tych źródeł w produkcji elektryczności (tab. 2).

Powoduje to, że rola energetyki konwencjonalnej jest nadal bardzo istotna nie tylko dla pokrycia zapotrzebowania na elektryczność, ale także dla zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego.

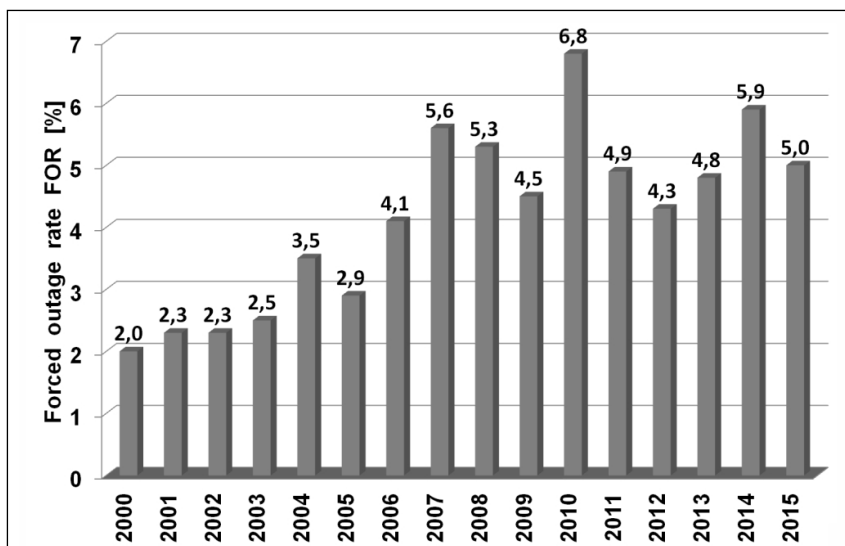
2. Stan infrastruktury technologicznej energetyki węglowej

Mimo pewnego wysiłku inwestycyjnego w sektorze wytwarzania dysponujemy blokami o znacznym okresie eksploatacji. Sytuacji nie zmienia oddanie do ruchu w ostatnim czasie kilku bloków i budowa kilku nowych bloków w elektrowniach Opolo i Jaworzno. Z rysunku 1 wynika, że tylko nieliczne bloki nie przekroczyły 100 tys. godzin pracy. Aż 42 bloki o mocy 200 MW pracuje już ponad 200 tys. godzin. Fakty te wskazują, wobec niskiej dynamiki inwestycyjnej, na poważne konsekwencje dla bezpieczeństwa energetycznego. Jeżeli dodatkowo wziąć pod uwagę zauważalną tendencję wzrostu awaryjności i tym samym spadku dyspozycyjności bloków, to sytuacja staje się jeszcze poważniejsza. Wzrost awaryjności jest bezpośrednio związany z wyczerpywaniem się żywotności głównych modułów bloku oraz ze sposobem eksploatacji, w tym ze zmianą funkcji niektórych bloków w systemie przy znacznym udziale OZE. Potwierdzają to dane pokazane na rysunkach 2 i 3. Rysunek 2 ilustruje uśredniony wskaźnik awaryjności dla krajowych bloków, określony formułą

$$FOR = \frac{\sum_{i=1}^n t_{ai}}{\sum_{i=1}^n (t_{pi} + t_{ai})} 100\% \quad (1)$$



Rys. 1. Czas pracy krajowych bloków na koniec 2013 roku (na podstawie Katalogów URE 2000–2015)
 Fig. 1. Operation time of Polish power units at the end of 2013 (based on the URE Catalogs 2000–2015)



Rys. 2. Uśredniony wskaźnik awaryjności FOR dla krajowych bloków (na podstawie Katalogów URE 2000–2015)
 Fig. 2. Forced outage rate FOR (based on the URE Catalogs 2000–2015)

gdzie:

t_a – czas postojów awaryjnych w roku [h/a],

t_p – czas pracy w roku [h/a],

n – liczba bloków.

Na rysunku 3 pokazano uśredniony wskaźnik dyspozycyjności AF dla krajowych bloków

$$AF = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{pi} + t_{ri})}{\sum_{i=1}^n t_{ki}} 100\% \quad (2)$$

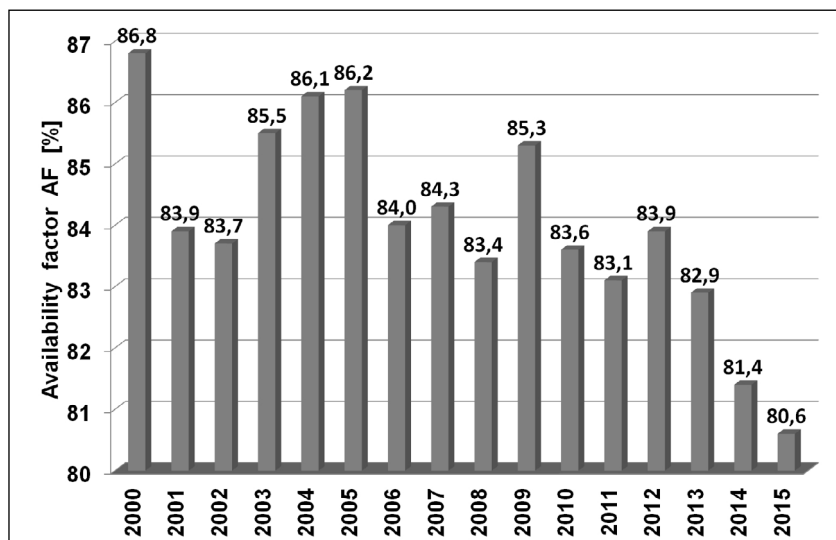
W zależności (2) poza oznaczeniami ważnymi dla (1):

t_k – czas kalendarzowy w roku [h/a],

t_r – czas przestoju w rezerwie w roku [h/a].

Dane przedstawione na rysunkach 2 i 3 wskazują na wyraźną tendencję wzrostu wskaźnika awaryjności i obniżenia dyspozycyjności.

Uśrednione dane dotyczące czasu pracy oraz wskaźników awaryjności i dyspozycyjności są odbiciem sytuacji w poszczególnych elektrowniach. I tak dla przykładu, do końca 2015 roku wszystkie bloki Elektrowni Łaziska pracowały powyżej 240 tys. godzin, a bloki Elektrowni Jaworzno powyżej 220 tys. godzin. Dane dla wskaźników awaryjności dla bloków 200 MW



Rys. 3. Uśredniony wskaźnik dyspozycyjności AF dla krajowych bloków (na podstawie Katalogi URE 2000–2015)

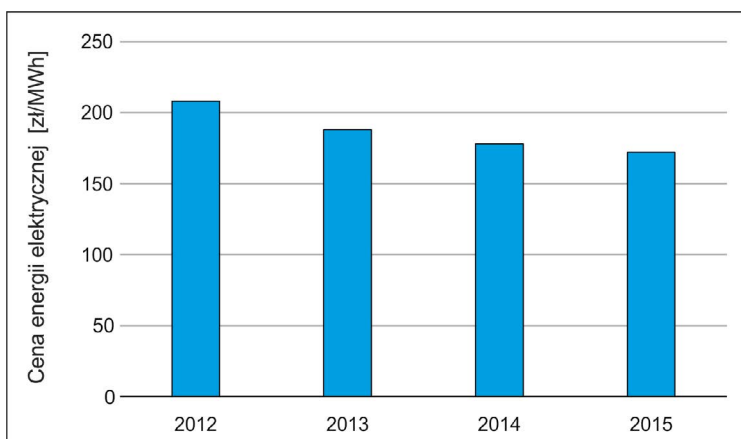
Fig. 3. Availability factor AF (based on the URE Catalogs 2000–2015)

pracujących w tych elektrowniach pokazują, że w latach 2000–2015 następuje wzrost wskaźnika awaryjności. Na początku analizowanego okresu średnia wartość wskaźnika FOR wynosiła poniżej 2%. W ostatnich latach wynosi powyżej 4%.

Biorąc pod uwagę powyższe oceny, zauważalną tendencję wzrostu zapotrzebowania na elektryczność oraz realizowane skromne programy inwestycyjne i ich efektywność, a także rosnące wymagania ekologiczne, pilną sprawą staje się podjęcie decyzji w sprawie roli i funkcji bloków 200 MW w systemie wytwarzania.

3. Kierunki modernizacji i rewitalizacji bloków 200 MW

W stadium realizacji są obecnie cztery bloki na węgiel kamienny o mocy rzędu 1000 MW, jedna jednostka 500 MW na węgiel brunatny jest planowana. Rachunek ekonomiczny pokazuje, że dla tych bloków inwestycja ma swe uzasadnienie przy cenie elektryczności 240–270 zł/MWh (przy niewielkich cenach za emisje CO₂) (Zaporowski 2015). Obserwacja cen hurtowych wskazuje natomiast (niezależnie od ich wahań przy ograniczeniach pogodowych), że są one istotnie niższe, z ciągłą tendencją do spadku – rysunek 4 (www.ure.gov.pl). Rodzi to wątpliwości co do zasadności – z ekonomicznego punktu widzenia przy obecnych cenach węgla – wprowadzania do systemu nowych bloków dużej mocy. W konsekwencji należy poszukiwać innych rozwiązań pomostowych. Jednym z nich jest przedłużenie eksploatacji istniejącej infrastruktury bloków 200 MW oraz także zaproponowanie dla odbudowy mocy technologii bloków średniej mocy. Chodzi tu o perspektywę lat 2035–2040.



Rys. 4. Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (www.ure.gov.pl)

Fig. 4. The average price of electricity produced by centrally dispatched coal – fired units (www.ure.gov.pl)

Określenie strategii zachowania bezpieczeństwa dostaw elektryczności z wykorzystaniem istniejących bloków jest bardzo pilne ze względu na zakres prac, które należy podjąć celem rewitalizacji bloków 200 MW. Pierwszym istotnym zadaniem jest usunięcie ograniczeń ekologicznych. Wprowadzie wszystkie bloki 200 MW zostały zmodernizowane tak, aby z dniem 1 stycznia 2016 r. spełnić odpowiednie wymagania dyrektywy IED (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych), tym niemniej od 2020/2021 r. konieczne będzie spełnienie dodatkowych zastrzonych wymagań IED (konkluzje BAT). W tabeli 3 zestawiono zmiany, które nastąpią w stosunku do wymagań (Rozporządzenie... 2014) obowiązujących obecnie (Kaczorowski 2015). Zwraca uwagę, niewystępujące wcześniej, wymaganie minimalnej sprawności bloku netto. W przypadku nowych obiektów będzie to narzucało podstawowe parametry techniczne, zaś dla istniejących obiektów może prowadzić do wymuszonych wyłączeń. Konkluzje BAT zawierają ponadto silne zastrzeżenie dopuszczalnych parametrów ścieków z IOS. Wprowadzenie limitu CO₂ będzie natomiast stanowiło poważne utrudnienie przy stosowaniu pierwotnych metod redukcji NO_x.

Regulacje UE w zakresie emisji będą zapewne dalej zaostrzane i rozszerzane na więcej substancji. Przykładowo, nie jest wykluczone, że ograniczenia w zakresie cząstek stałych zostaną zaostrzone przez wprowadzenie przepisów dla emisji pyłów drobnych PM₁₀ i PM_{2,5}. Wobec tak

TABELA 3. Porównanie wymagań obowiązujących z Konkluzjami BAT (Kaczorowski 2015)

TABLE 3. Comparison of requirements applicable to the BAT Conclusions of April 2015 (Kaczorowski 2015)

Parametr normowany	Jednostka	Stan obecny	Konkluzje BAT	
			obiekty istniejące	obiekty nowe
Znamionowa sprawność netto bloku	%	–	33,5–44	45–46
Emisja graniczna NO ₂	mg/m _u ³	200	65–150* <85–200**	65–85* 80–125**
Emisja graniczna CO	mg/m _u ³	–	<5–100*	<5–100*
Emisja graniczna SO ₂	mg/m _u ³	200	10–130* 25–165**	10–75* 25–110**
Emisja graniczna pyłu	mg/m _u ³	20	2–8* 3–14**	2–5* 3–10**
Emisja graniczna NH ₃	mg/m _u ³	–	<3–10*	<3–10*
Emisja graniczna HCl	mg/m _u ³	–	1–5*	1–3*
Emisja graniczna HF	mg/m _u ³	–	<1–3*	<1–2*
Emisja graniczna Hg	µg/m _u ³	–	1–4*	1–2*

* Średnia roczna.

** Średnia dobową.

wygórowanych wymagań należałoby w pierwszej kolejności rozstrzygnąć – na podstawie szczegółowych i kompleksowych badań stopnia zaawansowania procesów degradacyjnych głównych elementów kotła i turbiny – o zdolności do spełnienia nie tylko konkluzji BAT lecz także co do potencjału zwiększenia elastyczności pracy bloków w różnych stanach obciążenia oraz stabilnej i wysoko sprawnej ich pracy przy małych obciążeniach. Wyniki tej analizy powinny służyć do wydzielenia jednostek szczytowych, przesuniętych do rezerwy strategicznej. Dla nich należy uzyskać derogacje względem nowych norm emisyjnych. Dla pozostałych instalacji należy przygotować program modernizacji do wymogów ekologicznych i technologicznych, wynikających z przewidywanego wzrostu udziału OZE w systemie wytwarzania. W programie modernizacyjnym należy uwzględnić także konieczność zmniejszenia emisji CO₂. Rozwiązań modernizacyjnych i rewitalizacyjnych należy poszukiwać w zakresie następujących technologii:

- ◆ modernizacja bloków celem zwiększenia sprawności (nowe parametry, modyfikacja układu regeneracji, wykorzystanie ciepła odpadowego, optymalizacja procesu chłodzenia skraplacza itd.) i zwiększenia elastyczności cieplnej (nowe procedury i systemy kontroli procesów uruchomienia, zbiorniki akumulacyjne i inne);
- ◆ budowa duobloków. Prowadzone prace badawcze i analizy techniczno-ekonomiczne wskazują, że duoblok o mocy 500 MW mógłby spełniać istotną rolę w sektorze wytwarzania, charakteryzując się wysoką sprawnością i elastycznością cieplną;
- ◆ modernizacja instalacji 200 MW w kierunku układów hybrydowych wykorzystujących w dużym zakresie paliwa niepełnowartościowe (muły węglowe, odpady przemysłowe i komunalne);
- ◆ współspalania biomasy. Zagadnienie to powinno być ponownie szczegółowo przedyskutowane, zarówno z technicznego jak i systemowego (dostosowanie zmian regulacyjnych) punktu widzenia. Przemawia za tym wcześniej podjęty wysiłek dostosowania prawie wszystkich jednostek do współspalania biomasy oraz efekt ekologiczny;
- ◆ budowa (przebudowa) instalacji w pełni biomasowych. Może dotyczyć to kilku jednostek. Uzasadnieniem jest uzyskanie źródeł o charakterze odnawialnym o deterministycznym procesie wytwarzania;
- ◆ wykorzystanie spalania tlenowego dla modernizacji wybranych jednostek;
- ◆ zastosowanie układów kombinowanych (nadbudowa niektórych instalacji turbiną gazową).

4. Program badań naukowych i przemysłowych

Przygotowanie i realizacja programu modernizacji i rewitalizacji infrastruktury wytwarzania opartej na blokach klasy 200 MW wymaga równoległego prowadzenia badań naukowych i przemysłowych. Jednym z punktów wyjścia powinna być identyfikacja pożądanego stanu w zakresie emisyjności i elastyczności cieplnej dla obecnego i przyszłościowego rozwoju systemu ener-

tycznego dla poszczególnych klas technologii (różnych bloków) oraz potencjału jego osiągnięcia do 2050 roku.

W zakresie problematyki emisyjności problematyka badań powinna koncentrować się nad technologiami zmniejszenia emisji ditlenku węgla oraz osiągnięcia celów sformułowanych w IED (konkluzje BAT). Należy wykorzystać wyniki badań naukowych i przemysłowych uzyskanych w Projekcie Strategicznym *Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii* (Chmielniak i Łukowicz 2015).

Osiągnięcie postępu w zakresie zwiększenia elastyczności cieplnej i minimalizacji jej skutków dla degradacji żywotności bloków wymaga między innymi:

- ◆ przeprowadzenie szczegółowych i kompleksowych badań stopnia zaawansowania procesów degradacyjnych głównych elementów kotła i turbiny;
- ◆ określenie sposobów zwiększenia elastyczności cieplnej bloków 200 MW i urządzeń energetycznych (konceptje modyfikacji techniczno-eksploatacyjnych oraz konceptje instalacji zapewniających utrzymanie optymalnych stanów termicznych elementów turbiny i kotła dla różnych stanów obciążenia oraz umożliwiających szybką zmianę obciążenia) i procedur ich realizacji oraz sformułowanie programu koniecznych badań i testów dla zwiększenia dojrzałości wdrożeniowej;
- ◆ opracowanie nowych lub modyfikacja istniejących systemów monitorowania stanów cieplnych i stanu naprężeń w głównych elementach kotła i turbiny oraz analiza wpływu przyspieszonych rozruchów i zmiennych obciążeń oraz pracy przy niskim obciążeniu na stan cieplny i wytrzymałościowy oraz trwałość głównych elementów turbiny i kotła;
- ◆ określenia dopuszczalnych warunków minimalizujących konsekwencje zwiększenia elastyczności cieplnej dla głównych modułów analizowanych bloków (w tym konsekwencji dla żywotności i pewności eksploatacji). Opracowanie procedur badawczych i kontrolnych zwiększających pewność eksploatacyjną (w tym dostosowanie zakresów i okresów badań diagnostycznych elementów bloku do zwiększonego tempa zużycia);
- ◆ opracowanie nowych harmonogramów prac diagnostyczno-remontowych uwzględniających zmianę charakteru i tempa procesów zużycia opartych na analizach ryzyka (*Risk Based Maintenance*).

Ważnym obszarem badań powinno być poszukiwanie sposobów zwiększenia sprawności przy niewielkich obciążeniach, zwiększenie ekonomiczności przez dedykowane rozwiązania dla kwalifikowanej utylizacji odpadów, w tym zagospodarowania mułów węglowych, a także poszukiwanie nowych technologii prowadzenia procesów rozruchowych.

Uwagi końcowe

Obecna sytuacja w elektroenergetyce charakteryzuje się istotnym udziałem technologii węglowych w wytwarzaniu elektryczności. Mimo ciągłego wzrostu udziału OZE w mocy zainstalowanej ich udział w produkcji jest niewielki i nie przekracza 7%. Nowe ograniczenia ekologiczne oraz długi okres eksploatacji powodują konieczność wycofywania niektórych bloków z eksploatacji (bloków 120 MW). Realizowane obecnie inwestycje stanowią ważny segment odbudowy mocy. Problemem pozostaje natomiast efektywność ekonomiczna nowych inwestycji przy obecnych cenach paliwa. Ten stan rzeczy, w połączeniu z oczekiwanym wzrostem zapotrzebowania na elektryczność i zmianą roli technologii konwencjonalnych w systemie elektroenergetycznym, uzasadnia podjęcie programu modernizacji i rewitalizacji bloków klasy 200 MW i jego wspomoczenie wprowadzeniem nowych jednostek dedykowanych do spalania biomasy oraz nowych instalacji o zwiększonym potencjale zwiększenia elastyczności cieplnej i paliwowej (np. duobloki i układy hybrydowe). Bezpieczeństwo energetyczne wymaga, aby decyzję o nowej strategii rozwoju infrastruktury wytwarzania podjąć jak najszybciej. Dodatkowym uzasadnieniem dla szybkiego rozstrzygnięcia jest niepewność dotycząca rozwoju technologii jądrowych w Polsce. Programowi inwestycyjnemu musi towarzyszyć program badawczy, obejmujący wszystkie aspekty modernizacji i rewitalizacji. Przedstawiona w artykule ogólna tematyka badawcza powinna być uściślona po podjęciu decyzji co do kierunków i zakresu modernizacji. Należy dodatkowo podkreślić, że podjęciu programu przedłużenia okresu eksploatacji bloków muszą towarzyszyć działania dotyczące zwiększenia efektywności wydobycia węgla z uwzględnieniem rosnących wymagań środowiskowych i wymogów jego wykorzystania w energetyce.

Literatura

- CHMIELNIAK, T. i ŁUKOWICZ, H. 2015. Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin. Koncepcja i główne wyniki badań mocy. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 3, s. 75–86.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych*. 2010.
- KACZOROWSKI, M. 2015. Wstępna opinia w zakresie konieczności i możliwości wprowadzenia zmian technologicznych warunkujących spełnienie nowych konkluzji BAT, planowanych jako obowiązujące od 2020 r, dla wariantów „New-” i „Existing Plants”, dla poszczególnych produktów wyspy kotłowej, w odniesieniu do projektu DUO BIO. *Seminarium Projektu DUO BIO*, Zawiercie, 16–17.06.2015.
- Katalogi parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2000–2015*. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2000–2015.
- Raporty 2015 KSE*, Strona internetowa PSE, 2016.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów*. 2014.

ZAPOROWSKI, B. 2015. Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 4, s. 29–44.
[Online] Dostępne w: <http://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/6193,Informacja-nr-252015.html> [Dostęp: 10.07.2015].

Tadeusz CHMIELNIAK, Andrzej RUSIN, Henryk ŁUKOWICZ

The modernization and revitalization of existing coal – fired plants are an important requirement for the stability of the electricity generation sector

Abstract

Polish power technologies mainly use fossil fuels. Despite a significant increase in the installed capacity from renewable sources, it still makes up more than 90% of the total volume of the electricity produced. Another important characteristic of the generation infrastructure is the advanced age of the majority of the blocks (especially 200 MW). At the stage of implementation are currently four coal-fired blocks with a capacity of approximately 1000 MW. Moreover one lignite unit of 500 MW is planned. Economic calculations show that the investment for these blocks is justified by the price of electricity PLN 240–270 / MWh. The observation of the wholesale price indicates, however, that they are significantly lower, with the continuous trend of decline (fig. 4). This means that the introduction of new blocks of high-power to the system at the current price of coal is rather unjustified. Consequently, it pointed to the desirability of other technological solutions. One of them is the extension of the operation of the existing infrastructure by 200 MW. The article presents evidence to undertake a program of modernization and revitalization of the 200 MW class units for the extension of their use to 2035–2040. The fundamental problems needed to be resolved for the fulfilment of appropriate environmental criteria (including BAT conclusions) and technological ones (mainly increase the flexibility of the heat) have been specified. The paper also outlined the scope of scientific research and industrial applications.

KEYWORDS: Coal-fired units, modernization of power units, security of energy system