

Nowe moce wytwórcze dla stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego

Streszczenie. W pracy przeanalizowano dalszy rozwój krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w świetle najnowszych raportów Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazujących potencjalne trendy i perspektywy w światowej energetyce. Na tle przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2020 roku wskazano na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi wysokosprawnymi blokami w zaawansowanej technologii węglowej oraz blokami gazowo-parowymi. Bloki te spełniać będą ponadto istotną rolę źródeł stabilizujących sieć w warunkach rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, zaawansowane bloki energetyczne, elastyczność

Wprowadzenie

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest jednym z większych w Europie. Moc zainstalowana krajowych elektrowni przekroczyła w 2015 roku 40 GW. Około 94% tej mocy jest zainstalowane w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. Dominującą rolę w strukturze paliwowej mocy („energymix”) odgrywają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym (29,8 GW), co stanowi łącznie ok. 75% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży, średni wiek bloków energetycznych klasy 125 MW, 200 MW i 500 MW to ok. 40 lat. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w Elektrowni Opole ma wprawdzie tylko 18 lat, ale pierwsze bloki Elektrowni Bełchatów pracują już 30 lat. Stan ten jest konsekwencją kilkunastoletniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych.

W 2014 r. wszystkie bloki w KSE przepracowały 556 725 godzin. Remonty trwały 123 009 godzin (22 % łącznego czasu pracy), a przestoje z wszystkich przyczyn łącznie trwały 292 994 godziny i to w relacji jak wyżej przekroczyło 52 %.

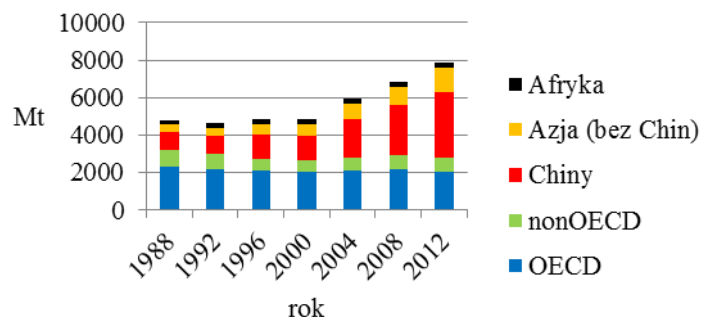
Działania na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju w odniesieniu do sektora wytwórczego energii elektrycznej obejmować więc muszą dążenie do:

- zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych drogą odtwarzania mocy, budowy nowych źródeł i rewitalizacji istniejącego parku elektrowni,
- dywersyfikacji struktury wytwarzania tej energii, tj. odejścia od monostruktury węglowej na rzecz innych technologii wytwórczych.

W latach 2008-2011 (po wspomnianym zastoju) oddano w kraju do eksploatacji trzy nowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów (460 MW), Łagisza (460 MW) i Bełchatów (858 MW). Samo jednak odnowienie istniejącego potencjału wymaga wybudowania w ciągu najbliższych kilkunastu lat źródeł o łącznej mocy 11 ÷ 14 GW. Implikuje to konieczność zdecydowanych działań odtworzeniowych i modernizacyjnych nakierowanych na zabezpieczenie długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki. Ale w jakich technologiach ?

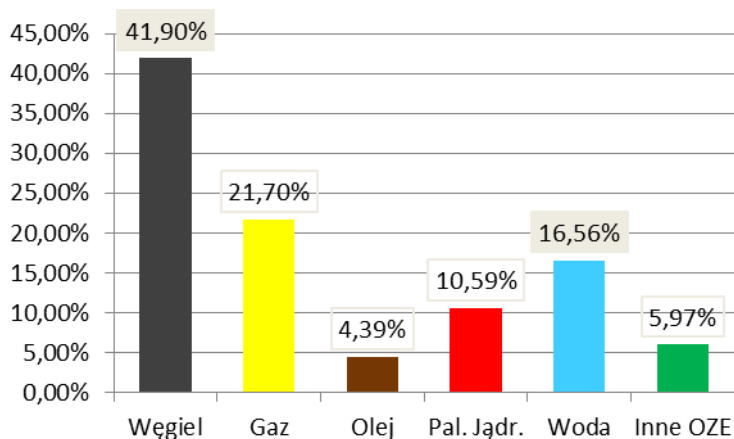
Paliwo pierwszego wyboru - węgiel

Na świecie rośnie i prognozy wskazują, że będzie dalej rosło zużycie węgla, który jest źródłem najtańszej energii elektrycznej [2]. W latach 2010÷2012 o 21 % wzrosło ono w Indiach, o 14 % w Chinach, o 11 % w Rosji i o 3 % w Niemczech. Unia Europejska próbuje wprawdzie odżegnywać się od węgla, ale również zwiększyła w ostatnich latach import węgla.



Rys. 1. Światowa produkcja węgla (kamiennego i brunatnego łącznie) w latach 1988÷2012, wg [2].

W strukturze paliwowej elektroenergetyki w świecie od dziesiątków lat niezmiennie dominuje węgiel. Światowa produkcja energii elektrycznej w 2013 roku wyniosła 23322 TWh, z czego 41,9 % wytworzone zostało ze spalania węgla (rys.2) [2]. W strukturze paliwowej elektroenergetyki UE dominuje węgiel (28 %) i energia jądrowa (27 %).



Rys. 2. Struktura paliwowa światowej elektroenergetyki w 2013 r., wg [2].

Udział węgla w światowej produkcji energii elektrycznej utrzymuje się od wielu lat na poziomie 40÷42 %, a wg VGB Power [3] do roku 2035 jeszcze wzrośnie - do 43,5%, tj. do ok. 13700 TWh.

W głównych scenariuszach raportów World Energy Outlook [1], publikowanych corocznie przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA), w wymiarze globalnym paliwa kopalne nadal będą zaspokajać przeważającą część światowego zapotrzebowania na energię, wpływając na powiązania pomiędzy energią, środowiskiem i zmianami klimatu.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Z raportów wynikają ważne wskazówki dla dalszego rozwoju krajowego sektora wytwórczego energii elektrycznej. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki (tzw. „energymix”) wymaga odejścia od monostruktury węglowej, co wynika z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, określanego skrótowo 3 x 20 %. Zachowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki nakazuje jednak, aby zmiany w miksie energetycznym dokonywać stopniowo, z uwzględnieniem kosztów sektora energetyki i całej gospodarki oraz w oparciu o ocenę surowcowego potencjału kraju, tj. węgla kamiennego i brunatnego.

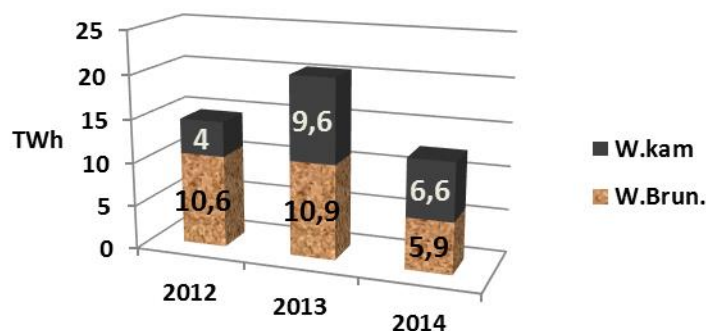
Złota era gazu

Paliwem, które w znacznie zwiększa swój udział w światowym bilansie do 2040 r. jest gaz ziemny. Zarówno czynniki po stronie podaży jak i popytu wskazują – według raportów WEO – na ogromną przyszłość gazu ziemnego, w tym gazu niekonwencjonalnego. Poziom światowego handlu gazem do 2040 roku podwoi się, z czego jedna trzecia przyrostu przypada na Chiny. Gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, tight gas) stanowi aktualnie połowę szacowanych zasobów surowca. Korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego jest to, że zasoby gazu niekonwencjonalnego są znacznie bardziej rozproszone geograficznie niż zasoby gazu konwencjonalnego. Przykładem jest tu Polska, na terytorium której zalegają potencjalnie znaczne zasoby gazu niekonwencjonalnego. Szacunkowa wielkość tych zasobów jest kilkukrotnie większa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów gazu konwencjonalnego i to zapewne legło u podstaw pojawienia się w najnowszej wersji polityki energetycznej do 2050 roku, oprócz podstawowego scenariusza „równoważonego”, także scenariusza „gaz+OZE”, przewidującego wzrost wykorzystania gazu ziemnego w elektroenergetyce z poziomu ok. 3,0% w 2013 r. do poziomu 20÷30% w 2050 r.

Z prognozy WEO-2014 wynika, że elektrownie opalane węglem i gazem będą w 2040 roku stanowić ok. połowę całkowitego przyrostu mocy zainstalowanej w świecie. Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii (OZE), które w sektorze elektroenergetyki stanowić będą w tym czasie również ok. połowy nowych mocy zainstalowanych a ich udział w „energymix” światowej elektroenergetyki w 2040 roku przekroczy 30 % [1]. Na Chiny i Unię Europejską, główne siły napędowe rozwoju energetyki OZE, przypadnie prawie połowa wzrostu produkcji z tych źródeł. Czynnikiem napędzającym produkcję energii elektrycznej z OZE są strategie rządowe (subsydiowanie).

A co z energią jądrową?

Katastrofa w elektrowni jądrowej Fukushima wywołała dyskusję na temat przyszłej roli energetyki jądrowej, nie zmieniając jednak polityk w krajach stymulujących jej dalszy rozwój, takich jak Chiny, Indie, Rosja, Korea Południowa czy niektóre kraje Europy. W ubiegłym roku uruchomiono łącznie 9497 MW mocy w elektrowniach jądrowych (m.in. 8 reaktorów w Chinach i po jednym w Korei Płd. i Rosji). Międzynarodowa Agencja Energetyczna rozważyła jednak też sytuację, w której znaczna liczba krajów pójdzie w ślady Niemiec, Włoch, Szwajcarii i wycofa się z opcji jądrowej - głównymi zwycięzcami w tej sytuacji będą wówczas węgiel i gaz. Ilustracją tej tezy jest wzrost w latach 2011-2013 produkcji energii elektrycznej z węgla w Niemczech (rys. 3), mimo szumnie zapowiadanej transformacji energetyki (Energiewende).



Rys. 3. Przyrost produkcji energii elektrycznej na węglu w Niemczech w stosunku do roku 2011.

Przykład energetyki niemieckiej wskazuje jednoznacznie, że wraz ze wzrostem nasycenia systemu elektroenergetycznego „zielonymi” źródłami odnawialnymi, coraz wyraźniej widać wady OZE. Trapione nieciągłością generowania energii z jednej strony i niemożnością jej magazynowania z drugiej, szukać muszą wsparcia w paliwach kopalnych. Rzadko kiedy bowiem zdarza się, że „zielona” energia spotyka się z zapotrzebowaniem na nią. Najczęściej ostrym nadmiarom towarzyszą groźne niedobory energii, które muszą być wyrównywane trzymanymi w rezerwie konwencjonalnymi blokami energetycznymi. Dzieje się więc tak, że obok OZE trzeba tworzyć równoległy nadmiarowy system energetyczny, a już sama konieczność takiej redundancji oznacza marnotrawstwo.

Jednocześnie rośnie opór odbiorców indywidualnych przeciw dalszemu wzrostowi cen energii elektrycznej, które po latach radosnego pędu ku „zielonej energii” idą w zawody z rekordzistą cen energii w Europie czyli Danią. W konsekwencji Niemcy muszą się zwrócić w stronę najtańszego i najłatwiej dostępnego ze swoich paliw – węgla brunatnego [8]. Dlatego nie dziwi potężne zaangażowanie Niemiec w rozbudowę nowego pola wydobywczego Garzweiler II blisko granicy z Holandią. Mamy więc paradoksalną sytuację – z jednej strony szandarowe osiągnięcia Niemiec w czystych, bezemisyjnych technologiach OZE, a z drugiej – pozornie bez związku z OZE – potężne inwestycje energetyką opartą na paliwie o największej emisji CO₂. W związku z tym, także przez najbliższe dziesięciolecia udział istniejących i nowobudowanych elektrowni konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym w Niemczech będzie znaczący (w 2030 r. ok. 60 GW).

Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne

Zasoby rodzimych paliw, węgla kamiennego, a zwłaszcza brunatnego decydują o tym, że Polska jest dziś w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE. Poziom zależności Polski od importu energii jest dzisiaj 2-krotnie niższy od średniej unijnej. W warunkach Polski, której energetyka oparta jest na węglu niezwykle istotne jest m.in. jednoznaczne stwierdzenie wcześniejszych Raportów WEO wskazujących, że technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS - Carbon Capture and Storage) zacznie odgrywać rolę dopiero pod koniec okresu objętego prognozą, tj. przed rokiem 2040. Raporty WEO wskazują na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultra nadkrytyczne [1]. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawowa także przez VGB PowerTech e.V. [3].

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Stopniowe zmniejszanie emisji CO₂ poprzez rozwój technologii wytwórczych energii elektrycznej należy dzisiaj traktować jako podstawową opcję, prowadzi ona bowiem do istotnej redukcji wszelkich emisji (także związków siarki, azotu i pyłu) a ponadto - co niemniej istotne – do ochrony zasobów naturalnych.

Względne zmniejszenie zużycia paliwa, a tym samym emisji CO₂, uzyskane drogą zastąpienia starych bloków energetycznych o sprawności netto η_1 nowym blokiem (zwykle o większej mocy) o większej sprawności η_2 określa prosta zależność:

$$(1) \quad \delta = \delta CO_2 = 1 - \frac{\eta_1}{\eta_2}$$

Dla wartości sprawności $\eta_1 = 32\%$ oraz $\eta_2 = 45,5\%$ uzyskuje się zmniejszenie zużycia węgla, a tym samym emisji dwutlenku węgla o 29,7 %.

Zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki w warunkach rosnącego udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii a także utrzymanie go w przyszłości wymusza więc rozwój krajowego parku elektrowni węglowych drogą zastępowania starych, wyeksploatowanych jednostek wytwórczych przez nowe, zaawansowane technologicznie bloki węglowe. Trzeba inwestować w nowe wysokosprawne moce, aby poza bezpieczeństwem elektroenergetycznym i efektywnością ekonomiczną sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu. Każdy nowy krajowy blok energetyczny, opalany węglem (kamiennym lub brunatnym) musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiąganych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali tj. 600÷620 °C, a w bliskiej przyszłości 650 °C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46 %, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30 % mniejszego (patrz wzór (1)) od wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32÷33 %. Musi to być ponadto blok zaprojektowany w wersji „capture-ready” przewidujący wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologie CCS) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne. Wymagania te spełniają budowane aktualnie w Polsce bloki w Elektrowni Kozienice, w Elektrowni Opole, w Elektrowni Jaworzno oraz w Elektrowni Turów.

Przyjęto się powszechnie i nie budzi to wątpliwości, że instalacja w systemie elektroenergetycznym odnawialnych źródeł energii i zastąpienie nimi nieefektywnych elektrowni węglowych skutkuje ograniczeniem emisji CO₂. Zdecydowanie trudniej dociera do świadomości fakt, że zastąpienie tychże nieefektywnych źródeł węglowych wysokosprawnymi elektrowniami węglowymi pozwala osiągnąć porównywalny efekt ekologiczny. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe i zaawansowane elektrownie węglowe są porównywalne i według raportu firmy Ernst & Young, przygotowanego we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Elektrowni Wiatrowych i European Wind Energy Association [10] wynoszą w obu przypadkach 6600 zł/kW. Za tę samą kwotę można więc wybudować blok węglowy klasy 900 MW oraz 450 elektrowni wiatrowych o mocy jednostkowej 2 MW (lub 300 o mocy 3 MW).

Dla czasu użytkowania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych ok. 1800 h/a (w latach 2008-2012 wahał się w warunkach Polski w granicach 1540÷1930 h/a) elektrownie wiatrowe tej mocy wytworzą ok. 1,62 TWh/a energii elektrycznej. Zastępując (wypierając) tę produkcję ze starych elektrowni węglowych o emisji jednostkowej 1000 kg CO₂/MWh uzyskuje się ograniczenie emisji dwutlenku węgla o 1,62 mln t/a.

Z kolei zaawansowany blok węglowy o mocy 900 MW, przy czasie użytkowania mocy zainstalowanej 7000 h/a wytworzy rocznie 6,3 TWh/a energii elektrycznej. Przy emisji jednostkowej na poziomie 745 kg CO₂/MWh, zastąpienie starych jednostek emitujących 1000 kg CO₂/MWh zmniejszy emisję o 1,61 mln t/a. Ograniczenie emisji dwutlenku węgla jest więc porównywalne, trzeba jednak pamiętać, że blok węglowy będzie źródłem energii o 3,5 krotnie większej produktywności i 2 krotnie dłuższym czasie eksploatacji.

Zmiana struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki

Struktura paliwowa (energymix) elektroenergetyki polskiej odbiega drastycznie od struktury Świata jak i Unii Europejskiej. Jeszcze na początku XXI wieku ok. 95 % produkowanej energii elektrycznej w Polsce pochodziło ze spalania węgla kamiennego i brunatnego. Aktualnie udział ten jest na poziomie 85,5% i konieczne jest dalsze jego zmniejszanie, co wynika z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego UE, określanego skrótowo 3 x 20 % do roku 2020 i dalszego ograniczania emisji w następnych latach.

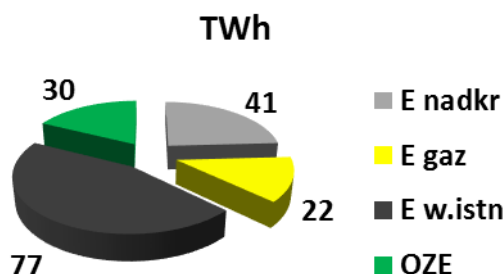
Najszybszy sposób dywersyfikacji paliwowej i jednocześnie ograniczania emisji CO₂ wiedzie dziś przez zastępowanie węgla gazem. Gaz jako paliwo dla elektrowni ma trzy fundamentalne zalety: niską emisyjność, niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Emisja CO₂ na jednostkę produkowanej energii w prostych układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla niestabilnych źródeł wiatrowych.

Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce ok. 1000 MW, co daje ok. 3,0% udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20%. W budowie znajdują się bloki gazowo-parowe w Stalowej Woli (450 MW), Włocławku (463 MW), Płocku (596 MW) i Gorzowie Wlkp. (138 MW), z dużym prawdopodobieństwem można też oczekiwać uruchomienia przed 2020 rokiem bloków klasy 450 MW w Elektrowni Łagisza, EC Żerań, ZA Puławy oraz kilku mniejszych jednostek (Konin, Toruń). Moc układów gazowo-parowych przekroczy zatem poziom 4000 MW.

Nie ulega wątpliwości, że coraz bardziej znaczącym składnikiem krajowego „energymix” będą OZE, których rozwój we wszystkich technologiach (elektrownie wiatrowe, fotowoltaika, biomasa/biogaz) powinien być wspierany rozsądnym i elastycznym systemem wsparcia.

Uwzględniając zaawansowanie w budowie nowych nadkrytycznych jednostek węglowych i bloków gazowo-parowych oraz zakładając, że uda się zrealizować plan działań w obszarze odnawialnych źródeł energii i wyprodukować ok. 30 TWh energii elektrycznej, struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r. może przedstawiać się jak na rys. 4, znacząco odbiegając od monostruktury węglowej z początku tego wieku. Przy takim miksie energetycznym, emisję CO₂ z krajowej elektroenergetyki można szacować na ok. 117 mln t, czyli o ponad 20 % mniej niż jeszcze w 2005 r.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016



Rys. 4. Oczekiwana struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r., wg szacunków autora.

Po roku 2025, czyli za ok. 10 lat, gdy zostanie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, będzie w Polsce konieczny, ze względów ekologicznych oraz uzasadniony ekonomicznie i wynikający z potrzeby dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych, udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Jeśli tak się stanie, to energia jądrowa stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki.

Nowe wymagania wobec wzrostu udziału OZE

Poza wysoką sprawnością, spełniającą oczekiwania zarówno ekonomiczne jak i środowiskowe, niemniej istotnym powodem, dla którego konieczny jest udział w systemie elektroenergetycznym odpowiednio dużej liczby źródeł energii stabilizujących sieć, a więc elektrowni opalanych węglem (ale także gazem) jest rosnący udział źródeł odnawialnych. Rosnący udział zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych (i w przyszłości fotowoltaicznych) tworzy w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której nie tylko po stronie odbiorców energii (popytowej), ale także po stronie wytwórców występują coraz głębsze i coraz częstsze wahania, trudne do przewidzenia z odpowiednią pewnością.

Trzeba więc uwzględnić fakt, że poza bezpieczeństwem dostawy energii i efektywnością ekonomiczną nowe elektrownie węglowe i gazowe muszą sprostać nie tylko rosnącym wymaganiom ochrony klimatu, ale także wymaganiom znacznie większej elastyczności pracy. Sprowadzają się one głównie do obniżenia dopuszczalnego obciążenia minimalnego oraz zwiększenia szybkości zmian obciążenia. W nowych rozwiązaniach elastycznych bloków oczekuje się zwiększenia szybkości zmian obciążenia z 2÷3%/min do 5÷7%/min oraz obciążenia minimalnego na poziomie 15-20% mocy znamionowej [6][7].

Proponowane jest m.in. zastosowanie układów młynowych z pośrednim zasobnikiem pyłu węglowego (znanych z początków rozwoju kotłów pyłowych). Wyższa koncentracja pyłu węglowego, podawanego bezpośrednio (natychmiast) z zasobnika do kotła pozwala szybciej zwiększyć obciążenie, umożliwia także obniżenie minimalnego obciążenia bloku [6][9]. Podobną cechą ma rozwiązanie z zabudową w istniejącym bloku węglowym układu z turbiną gazową, przekazującą ciepło spalin wylotowych do układu regeneracji za pośrednictwem wymienników ciepła spaliny-woda. Taki repowering, rozwijany również przez firmę Hitachi [7] umożliwia znacznie szybsze dostarczenie mocy do systemu, ze względu na zdolność szybszego wzrostu obciążenia turbiny gazowej niezależnie od procesu parowego. Układ z turbiną gazową ułatwia częste rozruchy i odstawienia oraz poprawia sprawność elektrowni, także przy obciążeniach

częściowych. Ponadto całkowita moc elektrowni wzrasta. Turbina gazowa może pracować niezależnie, na „gorący” komin obejściowy, umożliwiając bardzo szybki przyrost generowanej mocy.

Podejmowane są także przedsięwzięcia, zmierzające do zwiększenia elastyczności drogą zmian w obrębie turbiny i obiegu cieplnego. Sprowadzają się one do możliwości szybkiego zwiększenia strumienia pary do turbiny z wykorzystaniem zaworu obejściowego stopnia regulacyjnego i okresowego wyłączenia części podgrzewaczy regeneracyjnych. Wobec przewidywanej zmiany charakteru obciążenia bloków węglowych dużą wagę zaczyna się przywiązywać do utrzymywania wysokiej sprawności netto także (a może zwłaszcza) przy obciążeniach mniejszych od znamionowego [9].

Dość zaskakujące rozwiązanie rozważa niemiecki koncern energetyczny RWE, który po pomyślnym wdrożeniu do eksploatacji dwóch kolejnych bloków 1100 MW na węglu brunatnym BoA 2 i BoA 3 w elektrowni Neurath, planuje nowy blok z tej rodziny. Nowa planowana inwestycja to blok BoA plus o sprawności 45 % (z podsuszaniem węgla brunatnego) w nietypowej konfiguracji dwóch kotłów po 550 MW, zasilających jedną turbinę 1100 MW, właśnie po to aby zmaksymalizować elastyczność, tak ważną przy rosnącym udziale źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Blok BoA plus ma być blokiem kogeneracyjnym, współpalającym biomasę i w wersji CCS ready, z hybrydowymi chłodniami kominowymi dla ograniczenia parowania do otoczenia [13].

Poza budową dużych bloków energetycznych, z których wyprowadzenie mocy wiąże się najczęściej ze znacznymi nakładami inwestycyjnymi w sieci przesyłowej, bardzo ważne w krajowych warunkach byłyby inwestycje w mniejsze bloki wytwórcze mogące dynamicznie reagować na zmiany warunków pracy systemu. Rozwiązaniem godnym rozważenia byłaby rewitalizacja wybranych istniejących turbozespołów klasy 200 MW (z ew. zwiększeniem parametrów początkowych) oraz budowa – w miejsce wyeksploatowanego kotła - dwóch kotłów o „połówkowej” mocy opalanych węglem (bądź jeden – węglem, a drugi biomasą).

Duobloki energetyczne, czyli dwa kotły pracujące na jedną turbinę są rozwiązaniem, które ostatnio przeżywa swój renesans. [11]. Rozwiązanie z dwoma kotłami na jedną turbinę zapewnia lepsze właściwości regulacyjne, ponieważ jeśli minimum techniczne pojedynczego kotła będzie na nawet dość wysokim poziomie np. 60% mocy znamionowej, to sumaryczne minimum techniczne duobloku wyniesie 30% mocy znamionowej. Duobloki mogą być doskonałym uzupełnieniem wielkoskalowych bloków klasy 900 MW, pracujących ekonomicznie w podstawie wykresu obciążenia. Wydają się być także uzasadnione ekonomicznie. Nakłady inwestycyjne w przypadku zastępowania istniejących przestarzałych kotłów i rewitalizacji turbiny są mniejsze niż w przypadku budowy nowych monobloków, krótszy będzie też czas budowy w istniejących lokalizacjach.

Sprawność uzyskiwana w duoblokach będzie wprawdzie niższa od osiągniętej w nowych dużych monoblokach, będzie jednak rekompensowana większą elastycznością pracy i możliwością świadczenia usług regulacyjnych. Ponadto w duoblokach z kotłami fluidalnymi z powodzeniem można stosować jako paliwo gorsze gatunki węgla a także biomasę i tym samym zwiększać ich atrakcyjność jako źródeł odnawialnych.

Koszt wytwarzania energii elektrycznej

Źródłami energii pierwotnej dla krajowych elektrowni systemowych, tj. bloków wielkoskalowych mogą być: węgiel kamienny i brunatny, gaz ziemny (w ograniczonym zakresie) oraz energia jądrowa (przy zapewnieniu niezakłóconych dostaw tego paliwa do elektrowni przez cały okres ich eksploatacji). Nie ulega wątpliwości, że aktualnie elektrownie na węglu brunatnym są najbardziej efektywne ekonomicznie, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej są bowiem najniższe. Sytuacja może jednak

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

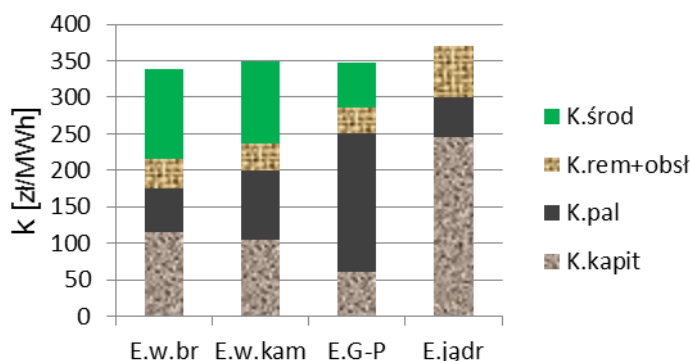
ulec zmianie po 2020 roku, kiedy zostanie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, a zwłaszcza, gdy ich ceny ulegną znacznemu zwiększeniu.

Poniżej przeprowadzono ocenę jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w warunkach wzrostu ceny uprawnień do emisji CO₂ do poziomu 35 €/ t CO₂. W tablicy 1 zestawiono dane wyjściowe dla czterech możliwych w kraju technologii, a na rys.5 wyniki tej oceny.

Tablica 1. Sprawność energetyczna i emisyjność elektrowni systemowych.

L.p.	Technologia	Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej [%]	Jednostkowa emisja CO ₂ [kgCO ₂ /MWh]
1	Blok na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	43,5	840
2	Blok na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	45,5	750
3	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	60,0	420
4	Blok jądrowy z reaktorem PWR generacji III+	37,0	0

Z rys. 5 wynika jednoznacznie, że nawet w warunkach znacznego wzrostu ceny uprawnień do emisji CO₂, elektrownie opalane węglem brunatnym obronią się na konkurencyjnym rynku energii. Podkreślić należy, że powyższe wyniki uwzględniają bardzo wysoki koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂, tj. 35 €/t CO₂ (aktualnie jest to poziom 6÷7 €/t CO₂). Dla każdej niższej od 35 €/t CO₂ wartości kosztu zakupu pozwolenia różnica jednostkowego kosztu wytwarzania na korzyść bloku opalanego węglem brunatnym będzie bardziej wyraźniejsza.



Rys. 5. Oczekiwane jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach.

Polska posiada znaczne zasoby węgla brunatnego, wiedzę i doświadczenie w projektowaniu i prowadzeniu jego wydobycia oraz umiejętność bardzo korzystnej dla otoczenia rekultywacji terenów pogórnich. Nasz kraj posiada przemysł maszyn dla górnictwa odkrywkowego oraz efektywną technologię wysokosprawnej produkcji energii elektrycznej. Energetyka na węgle brunatnym produkuje obecnie około 35% najtańszej energii elektrycznej w Polsce. W świetle powyższych rozważań, elektrownie opalane

węglem brunatnym mogą utrzymać pozycję najtańszego źródła energii elektrycznej także w następnych latach.

Podsumowanie

Starzejący się krajowy park elektrowni wymaga pilnego odtworzenia i dalszego rozwoju. Istotną rolę odegrać tu mogą nowe wielkoskalowe bloki energetyczne w zaawansowanej technologii węglowej i bloki gazowo-parowe. W wyniku rosnącego udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii (elektrowni wiatrowych i wkrótce fotowoltaicznych), krajowy system elektroenergetyczny będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla utrzymania bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej i stabilności sieci. Brak znaczących mocy w elektrowniach wodnych, czy odpowiednio dużych możliwości akumulowania energii (oprócz elektrowni szczytowo-pompowych) wymusi konieczność spełniania takiej roli przez bloki energetyczne opalane węglem a także gazem. Uzupełnieniem mogą być elastyczne duobloki średniej mocy. Ponadto wymiana starych, wyeksploatowanych elektrowni węglowych o niskiej sprawności, na nowe wysokosprawne i elastyczne jednostki jest także drogą do znacznego zmniejszenia emisji CO₂.

Literatura

1. International Energy Agency: *World Energy Outlook ,2013,2014,2015*
2. International Energy Agency: *Key World Energy Statistics 2014*
3. VGB PowerTech: *Zahlen Und Fakten - Energieerzeugung 2014/2015, 2015/2016*
4. Pawlik M.: "Energymix" krajowej elektroenergetyki w 2020 roku. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 6, s. 89-92
5. Pawlik M.: *Zaawansowane technologiczne bloki energetyczne – nowe wyzwania*. Energetyka 2013, nr 8, s. 595-599
6. Busekrus K.: *Flexibility demand for future coal fired power plants*. Mat. V Seminarium Sprawozdawczego Programu Strategicznego "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii", Gliwice, 5-6.02.2013
7. Tigges K.D., Schreier W.: *Making hard coal power plants fit for the future*. Modern Power Systems 2012, nr 8, s. 14-17
8. RWE: *Still looking to lignite*. Modern Power Systems 2012, nr 12, s. 24
9. Wechsung M., Feldmüller A., Lemmen H.: *Flexible steam turbines, the key to keeping coal competitive*. Modern Power Systems 2012, nr 3, s.27-29
10. Ernst &Young: *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce - raport 2012*
11. Paska J., Pawlak K. : *Duobloki energetyczne jako potencjalny element strategii rewitalizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce*. Rynek Energii 2014, nr 12, s. 39-44
13. *BoAplus – Niederaußem* Themenveranstaltung „Technik“ Informationszentrum Niederaußem. 3. Februar 2012
14. Pawlik M.: *Elastycznie i stabilnie*. Energetyka ciepła i zawodowa 2015, nr 5, s.20-28

NEW CAPACITIES FOR THE STABILIZATION OF THE POWER SYSTEM

S u m m a r y

The paper analyzed the further development of the national electricity generation sector including the latest reports of the International Energy Agency, indicating the potential trends and prospects in the global energy sector. On the background of the anticipated increase in electricity demand by 2020, indicated the possibility of a significant reduction in CO₂ emissions through the replacement of obsolete, inefficient coal-fired power plants, with high efficiency advanced coal power units and combined gas-steam units. These units will also fulfill an important role stabilizing sources of energy system towards a growing share of volatile renewable energy sources.

Autor: prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Dr H.C. Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki ul. Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, Tel. 42 631 25 98, e-mail: maciej.pawlik@p.lodz.pl