

Krajowy park elektrowni w warunkach regulacji unijnych

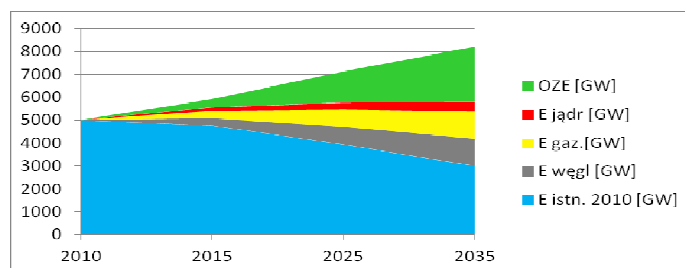
Streszczenie: Przeanalizowano dalszy rozwój krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w świetle najnowszego raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazującego potencjalne trendy i perspektywy w światowej energetyce. Na tle przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2020 roku oraz planów inwestycyjnych sektora oceniono możliwości ograniczenia emisji CO₂ o 20 %. Wymaga to zrównoważonej struktury paliwowej z uwzględnieniem zarówno zaawansowanej technologii węglowej jak i technologii gazowej a także istotnego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii.

Słowa kluczowe: zaawansowane technologie węglowe, pakiet klimatyczny, odnawialane źródła energii, elektrownie gazowe

Wstęp

Międzynarodowa Agencja Energetyczna opublikowała w listopadzie 2011 roku raport World Energy Outlook 2011 [1], w którym przeanalizowano możliwości i zagrożenia przed którymi stoi światowa energetyka oraz potencjalne scenariusze rozwoju, opierając się na analizach trendów energetycznych i klimatycznych w horyzoncie do 2035 roku. W Scenariuszu Nowych Polityk WEO-2011, pomimo niepewności co do krótkoterminowych perspektyw wzrostu gospodarczego, popyt na energię wzrasta o jedną trzecią w latach 2010-2035, przy czym państwa spoza OECD (głównie Chiny, Indie, Brazylia, Indonezja) stanowiąc będą aż 90 % wzrostu popytu na energię. Paliwem, które w znacznie zwiększa swój udział w światowym bilansie do 2035 r. jest gaz ziemny (w tym gaz niekonwencjonalny). Mimo niekorzystnych wskaźników emisyjnych przewiduje się także wzrost światowego zużycia węgla (do poziomu 25% powyżej zużycia w 2009 roku). Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii, które w sektorze elektroenergetyki stanowiąc będą ok. połowy nowych mocy zainstalowanych [1].

Z prognozy WEO-2011, przedstawionej na rys. 1 wynika także, że elektrownie opalane węglem i gazem będą w 2035 roku stanowiąc również ok. połowy całkowitego przyrostu mocy zainstalowanej w świecie.



Rys. 1. Zmiany mocy światowych elektrowni, istniejących w 2010 r. oraz przyrost nowych mocy z uwzględnieniem technologii wytwórczych, wg [1]

Powyższe stwierdzenia są ważnymi wskazówkami dla dalszego rozwoju krajowego sektora wytwórczego energii elektrycznej. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki (tzw. „energymix”) wymaga odejścia od monostruktury węglowej na rzecz innych nośników energii, tj. gazu, energii odnawialnej i w przyszłości energii jądrowej. Wynika to zarówno z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, określanego skrótowo 3 x 20 % do 2020 roku, jak i związanego z tym zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki. Wzorem – zapewne niedościgłym w dającym się przewidzieć okresie czasu - jest struktura paliwowa elektroenergetyki Unii Europejskiej, w której aż 46 % energii elektrycznej w UE jest wytwarzane z wykorzystaniem technologii bez emisji CO₂ (30 % z energii jądrowej i 16 % ze źródeł odnawialnych)[2].

Wymagania pakietu klimatyczno-energetycznego w odniesieniu do polskiego sektora wytwarzania energii, tj. wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w 2020 roku (do 15 % w odniesieniu do energii finalnej) oraz ograniczenie emisji CO₂ o 20 % budzą w Polsce obawy czy wyznaczone cele są realne. Przeprowadzona poniżej analiza wskazuje na możliwość ich spełnienia w obszarze krajowej elektroenergetyki drogą zrównoważonego rozwoju dostępnych technologii, tworzących optymalny „energymix”.

Rola węgla w świecie nie maleje

Wydobycie węgla w świecie cały czas rośnie. W 2008 r. wyniosło 5,9 mld t, w 2009 r.- 6,1 mld t, a w 2010 r. – ok 6,7 mld t, przy czym przyrost wydobycia węgla energetycznego wyniósł w 2010 r. aż 10,5 %. Wzrost ten nastąpił mimo sytuacji gospodarczej, wskazującej na możliwość drugiej fali kryzysu. Nie można więc mówić o nastaniu końca epoki węgla i choć znaczenie tego surowca w bilansie paliw pierwotnych będzie się zmniejszać, nie widać na horyzoncie możliwości odejścia od węgla jako surowca energetycznego. W roku 2010 import węgla do 27 krajów Unii Europejskiej wyniósł 134 mln t, podczas gdy rok wcześniej był na poziomie 125 mln t, a wszystko to mimo ograniczeń polityki energetyczno-klimatycznej. Niestety wydobycie węgla w Polsce maleje (w 2010 roku zaledwie ok. 65 mln t), rośnie natomiast import, który w minionym roku wyniósł 14 mln t. Ponieważ każdy kraj stara się wykorzystywać przede wszystkim rodzime zasoby paliw, Polska nie może rezygnować z energetyki węglowej, lecz powinna dalej ją rozwijać. Zasoby rodzimych paliw (głównie węgla kamiennego i brunatnego) decydują o tym, że Polska jest dziś w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE. Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej (UE 27) wynosi 53,1 %, podczas, gdy Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5 % jest w pierwszej trójce krajów europejskich.

Raport WEO-2011 wskazuje na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultra nadkrytyczne. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana za podstawową także przez VGB PowerTech e.V. (Stowarzyszenie Eksploatatorów Dużych Elektrowni, do którego należy 478 firm z 34 krajów, reprezentujących elektrownie o mocy 520 GW).

Względne zmniejszenie zużycia paliwa, a tym samym emisji CO₂, uzyskane drogą zastąpienia starego bloku energetycznego o sprawności netto η_1 nowym blokiem o sprawności η_2 określa prosta zależność:

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

Dla wartości sprawności $\eta_1 = 32\%$ oraz $\eta_2 = 45\%$ uzyskuje się zmniejszenie zużycia węgla oraz emisji dwutlenku węgla o 28,9 %.

Redukcja ciepła odpadowego, głównie odprowadzonego z wodą chłodzącą skraplacz, którą określa wzór:

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

$$\delta Q_{str} = \frac{\delta b}{1 - \eta_1} \quad (2)$$

jest jeszcze większa i dla podanych wyżej wartości sprawności wynosi aż 42,5 %.

W warunkach Polski, której energetyka oparta jest na węglu niezwykle istotne jest m.in. jednoznaczne stwierdzenie wspomnianego Raportu wskazujące, że technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS - Carbon Capture and Storage) zacznie odgrywać rolę dopiero pod koniec okresu objętego prognozą, tj. przed rokiem 2035. Utrzymywanie nadal odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki i ustabilizowanie go w przyszłości wymusi więc dalszy rozwój krajowego parku elektrowni węglowych. Musi jednak nastąpić znaczący postęp technologiczny (ukierunkowany na rozwój tzw. czystych technologii węglowych), aby poza bezpieczeństwem elektroenergetycznym i efektywnością ekonomiczną sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu.

Uwzględniając aktualny stan wiedzy i zaawansowanie klasycznej technologii wytwarzania energii elektrycznej, opartej na obiegu Rankine'a (technologia PF – Pulverized Coal-Fired), każdy kolejny krajowy blok energetyczny, opalany węglem musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600 °C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiągniętych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali tj. 600÷620 °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 wreszcie opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne. Rozwijanie technologii CCS okaże się nieuniknione, jeżeli utrzyma się wiara w antropogenne zmiany klimatyczne wywoływane przez emisję CO₂, choć wsparcie polityczne wielkoskalowej CCS jest wysoce niepewne. Zwłaszcza, że w analizach finansowych elektrownia węglowa z CCS postrzegana jest jako inwestycja o bardzo dużym stopniu niepewności, także z uwagi na niejasności w obszarze legislacji emisyjnej i handlu pozwoleniami na emisję węglową.

PGE Elektrownia Opole wybrała już w przetargu wykonawcę dwóch bloków energetycznych na węgiel kamienny o mocy po 900 MW każdy, spełniających powyższe wymagania. Koncern EDF (właściciel Elektrowni Rybnik) ogłosił decyzję o budowie nowego bloku nadkrytycznego o mocy 900 MW opalanego węglem kamiennym, podpisując umowę na dostawę urządzeń dla nowego bloku z firmą Alstom.

W najbliższych miesiącach powinny zostać rozstrzygnięte kolejne duże przetargi na budowę bloków tej klasy. Najbliższe rozstrzygnięcia są inwestycje grupy ENEA w Elektrowni Kozienice (blok klasy 900 MW na węgiel kamienny) i grupy PGE w Elektrowni Turów (blok klasy 450 MW na węgiel brunatny). W przetargach znajdują się jeszcze cztery dalsze projekty dużych bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym. Grupa ENERGA ogłosiła krótką listę potencjalnych wykonawców bloku 850÷1000 MW w Elektrowni Ostrołęka - priorytetowego elementu KSE dla stabilności pracy systemu w północno-wschodniej Polsce. Grupa TAURON zamierza wybudować blok o mocy 800÷910 MW w Elektrowni Jaworzno III, natomiast Elektrownia Północ, należąca do Kulczyk Investment, planuje w 2012 roku zakończyć drugi etap przetargu na wykonawcę dwóch bloków o mocy 780÷1050 MW. Ambitne plany budowy wraz z partnerem

biznesowym elektrowni węglowej o podobnej mocy ma także Kompania Węglowa, inwestor spoza branży energetycznej.

Można więc szacować, że do roku 2020 zostaną oddane wielkoskalowe bloki węglowe o łącznej mocy od 5850 MW do 7650 MW. Produkcję energii elektrycznej w tych jednostkach można szacować na poziomie 41 do 53 TWh rocznie.

Złote perspektywy gazu ziemnego

W zakresie perspektyw dotyczących gazu ziemnego – według raportu WEO-2011 – zarówno czynniki po stronie podaży jak i popytu wskazują na ogromną przyszłość. Poziom światowego handlu do 2035 roku gazem podwaja się, z czego jedna trzecia przyrostu kierowana jest do Chin.

Na gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, tight gas) przypada aktualnie połowa 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 znajdują się prawdopodobnie jedne z największych złóż gazu łupkowego. Bardzo wstępne wyniki wierceń są na tyle zachęcające, że resort gospodarki w przyszłym roku ma się zająć aktualizacją polityki energetycznej, z uwzględnieniem gazu łupkowego i co za tym idzie rozwoju elektroenergetyki opartej na gazie ziemnym.

Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce ok. 880 MW, co daje ok. 3%-owy udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas, gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20 % [2]. Część ekspertów ocenia, że Polska już w latach 2015-2010 będzie znaczącym producentem gazu łupkowego, co powinno skłaniać do zmian w planach inwestycyjnych na korzyść energetyki gazowej. Warto tu zwrócić uwagę na fakt, że w świecie są dwa poziomy cen gazu: pierwszy, oparty na indeksie cen ropy naftowej, a drugi na kosztach wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Ta druga cena jest obecnie znacznie niższa i nawet jej stopniowy wzrost nie powinien zniechęcać do inwestycji w moce wytwórcze na gazie.

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 układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach kombinowanych 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 źródeł wiatrowych.

Stąd też mimo znanych zagrożeń (ryzyko cen gazu, uzależnienie od zewnętrznych źródeł zaopatrzenia) przewiduje się dalszy wzrost ich udziału w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej. W 2010 roku w całej Unii przybyło blisko 53 GW nowych mocy, w tym największy udział, bo aż ponad 28 GW miały elektrownie opalane gazem (na drugim miejscu była fotowoltaika – 12 GW, a na trzecim energetyka wiatrowa – 9,3 GW).

O planach budowy elektrowni opalanych gazem informują polskie grupy: PGE, TAURON, ENERGA i ENEA, a także firmy spoza branży: PGNiG, PKN Orlen, KGHM, ZA Puławy.

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

Najbardziej zaawansowany jest projekt bloku gazowo-parowego klasy 430 MW w Stalowej Woli (wspólna inwestycja grupy TAURON i PGNiG). Grupa TAURON ogłosiła ponadto przetarg na budowę bloku gazowo-parowego o mocy 135 MW_e w EC Katowice, wspólnie z KGHM zamierza także realizować blok gazowy o mocy 850 MW w Elektrowni Blachownia. PGNiG po przejęciu aktywów Vattenfall Heat w Warszawie chce pobudować dwa bloki gazowo-parowe klasy 450 MW_e w EC Żerań i EC Siekierki.

Zarząd PGE ogłosił przetargi na budowę bloków kogeneracyjnych gazowo-parowych w Elektrowni Pomorzany (200-270 MW_e), w EC Bydgoszcz (tej samej mocy lub mocy 400-450 MW_e oraz w EC Gorzów (100-140 MW_e). Zakłady Azotowe Puławy oraz Vattenfall i PGE podpisały 31 maja 2011r. umowę trójstronną o przeniesieniu praw do projektu budowy i eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni o mocy ok. 840 MW.

Grupa ENERGA przygotowuje budowę elektrowni gazowo-parowej o mocy 860 MW w Grudziądzu, zaś PKN Orlen - budowę bloku gazowo-parowego o mocy 400-500 MW we Włocławku.

Wspomniane wyżej plany inwestycyjne przekraczają poziom 5000 MW, tak więc ich realizacja choćby w połowie (zapewne realna – na etapie przetargów) stworzy możliwość wyprodukowania (łącznie z już istniejącymi jednostkami gazowymi o mocy ok. 880 MW) co najmniej 18 TWh, tj. ponad 10 % produkcji w 2020 roku. Gazowy boom energetyczny w kraju zależeć więc będzie od tego jak duży będzie udział gazu w pokrywaniu potrzeb energetycznych. Szacunki specjalistów są różne i mówią, że energetyka gazowa powinna dostarczać od ok. 10 % do nawet 20 % energii elektrycznej w 2020 r.

Źródła wytwórcze bez emisji CO₂

Energetyka jądrowa i odnawialne źródła energii (OZE) są pod względem oddziaływania na środowisko traktowane jako bezemisyjne. Po awarii w Fukushima przeciwnicy opcji jądrowej uzyskali potwierdzenie swych tez o ryzykowności stosowanych rozwiązań, mimo tego energetyka jądrowa znajduje się nadal w agendzie międzynarodowej energetyki ze względu na jej potencjał w ograniczaniu emisji CO₂ i spełnianiu celów narodowych w tej dziedzinie.

W światowym „energymix” paliwowym energia jądrowa stanowi 18 %, w Unii Europejskiej zaś nawet 30 % [2]. W sierpniu 2011 roku, w 31 krajach świata znajdowało się w eksploatacji 434 elektrowni jądrowych o łącznej mocy ok. 387 GW, w budowie znajduje się dalsze 59 a ok. 200 jest planowanych do uruchomienia do 2030 roku [2]. Europa z 183 blokami jądrowymi stanowi blisko połowę aktywów jądrowych świata, w 16 krajach są budowane bądź planowane nowe bloki jądrowe.

Energia jądrowa zapewne nieuchronnie stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki. Rząd RP jest zdeterminowany uruchomić pierwszą elektrownię jądrową w Polsce w 2020 roku, chociaż jako bardziej realny wydaje się rok 2022. Można więc założyć, że do roku 2020 w bilansie energii elektrycznej w kraju nie pojawi się jeszcze energia z elektrowni jądrowej.

Nie budzi wątpliwości konieczność dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii, których udział – zgodnie z jednym z trzech celów pakietu klimatycznego UE - powinien sięgnąć w 2020 roku poziomu 20 % (dla Polski 15 %). Zdaniem specjalistów istnieje możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do 2020 roku ok. 7000 do 11000 MW mocy w elektrowniach wiatrowych (do końca 2011 r. przyłączono 1616 MW). W zależności od stopnia realizacji tych zamierzeń można oczekiwać w 2020 roku wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w przedziale 12,5÷17,5 TWh rocznie.

Na szeroką skalę powinna być stosowana w Polsce biomasa, głównie pozyskiwana z upraw rolniczych (agroenergetyki). Wydaje się też ponadto, że biomasa powinna być w dużej części przetwarzana na biogaz, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinowych) jest szansa na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego.

Reasumując, możliwe jest – według szacunków autora – uzyskanie w kraju w 2020 roku poziomu 25,5÷31 TWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (z wiatru 12,5÷17,5 TWh, z biomasy ok. 10 TWh i z wody ok. 3÷3,5 TWh). Podobny poziom przewidywany jest w dokumencie Ministerstwa Gospodarki [6]. Nie należy także wykluczyć pojawienia się do 2020 roku, niezwykle dynamicznie rozwijającej się już w UE fotowoltaiki.

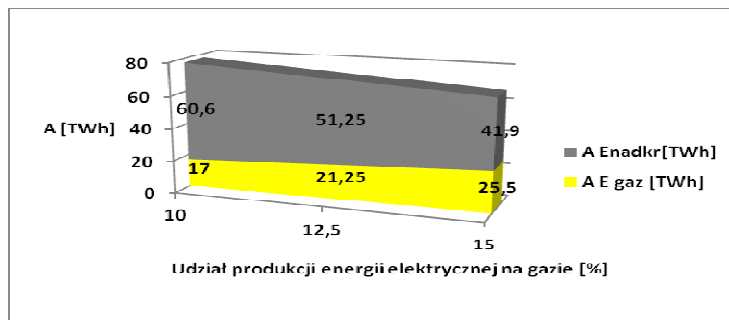
Rozwijając OZE trzeba mieć jednak na uwadze, że obecnie żadna dostępna technologia odnawialnych źródeł energii, z wyjątkiem technologii wodnej, nie jest ekonomicznie opłacalna. Elektrownie wiatrowe, biomasowe czy biogazowe funkcjonują dzięki subsydiowaniu rządowemu.

Racjonalny „energymix” krajowej elektroenergetyki

Konferencja klimatyczna ONZ w Durbanie nie wpłynęła na zmianę unijnych limitów emisji, w związku z tym – zgodnie z pakietem klimatyczno-energetycznym – obowiązuje zmniejszenie emisji CO₂ o 20 % do roku 2020. Podejmowane w UE inicjatywy zwiększenia celów redukcyjnych nie przynoszą efektu dla klimatu globalnego, a mogą szkodzić gospodarce w czasach kryzysu.

Jaka więc może być struktura mocy wytwórczych („energymix”), która zapewni wytworzenie w 2020 roku w kraju wymaganej ilości energii elektrycznej (ok. 170 TWh) przy jednoczesnym ograniczeniu emisji CO₂ o 20 % (do ok. 120 mln t) z uwzględnieniem dostępnych technologii: węglowej, gazowej i bazującej na odnawialnych źródłach energii (OZE). Panuje dość powszechne przekonanie, że szeroka struktura „energymix” stanowi najlepszą podstawę dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, przyjaznego środowiska i uzasadnia ekonomicznie koszty dostarczenia energii.

Wyniki przeprowadzonych przez autora analiz przedstawiono na rys. 2 i 3.



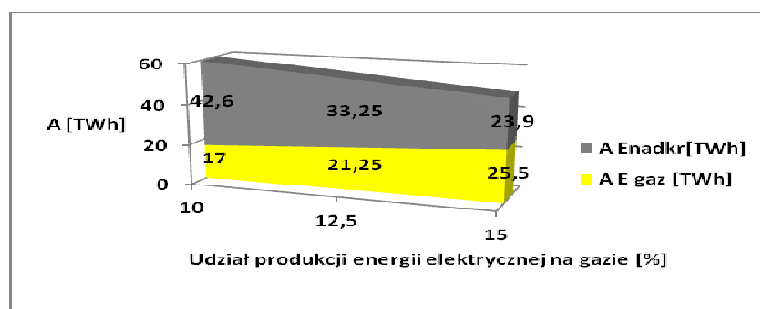
Rys. 2. Wymagany udział produkcji energii elektrycznej w nadkrytycznych blokach węglowych w 2020 roku, niezbędny dla ograniczenia emisji CO₂ o 20 %, przy produkcji w OZE 25,5 TWh (15%) i produkcji na gazie od 10 do 15 %

Z rys. 2 wynika, że przy udziale energii elektrycznej z OZE na poziomie 15 %, dla ograniczenia emisji CO₂ z sektora elektroenergetyki o 20 % niezbędny będzie udział źródeł gazowych na poziomie ok. 12,5 %, konieczne też będzie oddanie do eksploatacji wszystkich wspomnianych wyżej nadkrytycznych bloków węglowych. Przy produkcji na gazie na poziomie 10 %, trudne byłoby uzyskanie produkcji ponad 60 TWh w nowych

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

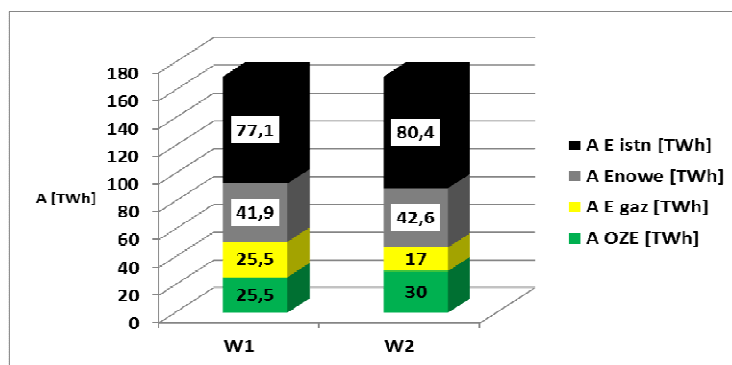
blokach węglowych, wymagałoby bowiem zainstalowanie aż 9 takich jednostek. Sytuacja łagodzi się przy produkcji na gazie zwiększonej do 15 %. Wystarczy wówczas 6÷7 nowych bloków nadkrytycznych klasy 900 MW.

Jak należało oczekiwać, istotne dla spełnienia wymagań pakietu klimatycznego UE jest zwiększenie udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji CO₂ (źródeł odnawialnych OZE i ew. jądrowych). Jak wynika z rys. 3, przy zwiększeniu udziału OZE do 17,5 % (tj. do ok. 30 TWh – jak przewidziano w [6]), w całym rozpatrywanym przedziale zmian udziału produkcji energii elektrycznej na gazie 10÷15% możliwe jest spełnienie wymagań dotyczących udziału nowych wielkoskalowych źródeł węglowych (od ok. 24 do ok. 43 TWh).



Rys. 3. Wymagany udział produkcji energii elektrycznej w nadkrytycznych blokach węglowych w 2020 roku, niezbędny dla ograniczenia emisji CO₂ o 20 %, przy produkcji w OZE 30 TWh (17,5%) i produkcji na gazie od 10 do 15 %

Na podstawie wykresów na rys. 2 i 3 można się pokusić o przedstawienie możliwej (oczekiwanej) struktury paliwowej („energymix”) krajowej elektroenergetyki w 2020 roku, dla ograniczenia emisji CO₂ o 20 %, co przedstawiono wariantowo na rys. 4.



Rys. 4. Możliwe warianty struktury paliwowej („energymix”) krajowej elektroenergetyki w 2020 roku

Założono realizację zapoczątkowanych już przez krajowe grupy energetyczne oraz grupę EdF, inwestycji w zaawansowane technologicznie bloki węglowe, o łącznej mocy ok. 5850 MW. Ekstrapolując dynamikę rozwoju wytwarzania energii elektrycznej

źródłach odnawialnych (2,5 krotny wzrost w minionym pięcioleciu – do ok. 9,3 TWh w 2010 r.) można też oczekiwać w 2020 roku produkcji na poziomie 25,5÷30 TWh. Dla spełnienia wymagań pakietu klimatycznego niezbędne będzie wówczas wyprodukowanie 17÷25,5 TWh energii elektrycznej w źródłach opalanych gazem. Każda dodatkowa inwestycja w nowe źródła węglowe (Elektrownia Północ, Kompania Węglowa) złądzi wymagania w odniesieniu do produkcji ze źródeł gazowych.

Podsumowanie

Możliwe jest spełnienie przez krajowy sektor elektroenergetyki wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego „3 x 20” do 2020 roku, a zwłaszcza ograniczenia o 20 % emisji CO₂ jeszcze bez udziału energetyki jądrowej. Najskuteczniejszą drogą do osiągnięcia tego celu jest zrównoważona struktura paliwowa („energymix”), uwzględniająca udział wielkoskalowych bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne (ok. 25 %), rozwój odnawialnych źródeł energii (15÷17,5 %) oraz zwiększenie udziału niskowęglowego paliwa jakim jest gaz (10÷15 %). Stworzy to także podstawę dla dalszego rozwoju krajowego parku elektrowni, co jest szczególnie istotne wobec nieodwracalnego kierunku rozwoju niskoemisyjnej energetyki Unii Europejskiej.

Literatura

1. International Energy Agency: *World Energy Outlook 2011*
2. VGB PowerTech: *Zahlen Und Fakten - Energieerzeugung 2009/2010, 2011/2012*
3. ARE: *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku* (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009 r.
4. Majchrzak H.: *Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7.05.2009
5. Pawlik M.: *“Energymix” krajowej elektroenergetyki w 2020 roku*. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 6, s. 89-92
6. Ministerstwo Gospodarki: *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*. Warszawa, maj 2010 r.

The national power stations in terms of European Union policy

Abstract: *The paper analyzed the further development of the national electricity generation sector including the latest report 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, and sector investment plans rated the possibility of reducing CO₂ emissions by 20%. This requires a balanced fuel mix, taking into account both the advanced technology of coal and gas technology as well as a substantial increase in the share of renewable energy sources.*

Keywords: advanced coal technologies, climate change package, renewable energy sources, gas power stations

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zeroemisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Author: Maciej Pawlik, prof. dr hab. inż., Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul.Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, e-mail: maciej.pawlik@p.lodz.pl