



POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL

2017 ♦ Tom 20 ♦ Zeszyt 3 ♦ 17–28

ISSN 1429-6675

Radosław SZCZERBOWSKI*, Bartosz CERAN*

Polityka energetyczna Polski w aspekcie wyzwań XXI wieku

STRESZCZENIE: Przyszłość i rozwój energetyki to jeden z najważniejszych problemów zarówno w polityce krajowej, jak i światowej. Odpowiedzialność sektora energetycznego za zmiany klimatyczne na Ziemi oraz troska o zapewnienie wystarczających ilości energii w najbliższych latach, stanowią główne wyzwania, jakie stoją obecnie przed energetyką. Eksploatowane w Polsce elektrownie węglowe są źródłem stabilnych i ciągłych dostaw energii. Idealnie sprawdzają się jako jednostki rezerwowe dla źródeł odnawialnych. Wobec braku odpowiednich zdolności magazynowania energii, utrzymywanie w gotowości jednostek konwencjonalnych staje się w kontekście utrzymania bezpieczeństwa energetycznego kwestią kluczową. W referacie przedstawiono stan obecny krajowego sektora wytwórczego. W perspektywie najbliższych kilkunastu lat dalej będzie się on opierał na energetyce konwencjonalnej, jednak z coraz większym udziałem źródeł odnawialnych. Konieczne jest jednak opracowanie nowej strategii energetycznej, która wskaże, w jakim kierunku będzie zmierzać krajowy sektor wytwórczy. Jest to tym bardziej istotne, że nowe uwarunkowania prawne związane szczególnie z ochroną środowiska zdecydowanie ograniczają stosowanie paliw konwencjonalnych w energetyce.

SŁOWA KLUCZOWE: polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, węgiel kamienny i brunatny, ochrona środowiska, odnawialne źródła energii

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

Wprowadzenie

Jednym z podstawowych zadań każdego państwa jest zapewnienie jego obywatelom bezpieczeństwa we wszystkich dziedzinach życia. Wraz z rozwojem cywilizacyjnym, społecznym i gospodarczym zmieniają się obszary, które decydują o bezpieczeństwie państwa i jego obywateli. Obecnie niezmiernie ważną rolę odgrywa zapewnienie stabilności funkcjonowania sektora elektroenergetycznego oraz paliwowego. Coraz większa troska o klimat i próba zahamowania globalnego ocieplenia sprawiły, że w odnawialnych źródłach energii widzi się przyszłość energetyki. Ustalenia Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz kolejne zapisy prawne Unii Europejskiej, wprowadzające obostrzenia dotyczące emisji szkodliwych gazów powodują, że drastycznie maleje liczba nowych inwestycji w rozbudowę sektora energetyki konwencjonalnej. Obecnie coraz więcej państw odchodzi, bądź w perspektywie najbliższych lat ma zamiar odejść, od węgla jako podstawowego źródła wytwarzania energii elektrycznej. Nowa polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, która ma również wpływ na krajowy sektor energetyczny sprawiła, że energetyka stała się ważnym przedmiotem debaty publicznej. Polska nie posiada aktualnej, długoterminowej i jasnej wizji rozwoju tego sektora. W sierpniu 2015 r. Ministerstwo Gospodarki przekazało do publicznej dyskusji projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku ([Projekt 2015](#)). Projekt ten niestety nie określa spójnej wizji rozwoju systemu energetycznego, a także nie przedstawia oszacowania kosztów, jakie polska gospodarka musiałaby ponieść w wyniku jej realizacji. W Polsce węgiel brunatny i kamienny nadal odgrywają główną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z zapisami projektu Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 ([Strategia 2017](#)) konieczna jest odbudowa potencjału wytwórczego źródeł wytwarzania energii elektrycznej opartego na dostępnych w kraju surowcach. Można więc na podstawie tego dokumentu wnioskować, że węgiel jako paliwo energetyczne w najbliższych latach nadal będzie miał duże znaczenie w kształtowaniu krajowego potencjału wytwórczego. Ponadto Strategia ([Strategia 2017](#)), zgodnie z założeniem jej twórców ma być punktem wyjścia do tworzenia nowej polityki energetycznej z perspektywą do roku 2050. Pozostaje jednak pytanie jak będzie wyglądała strategia rozwoju systemu elektroenergetycznego w perspektywie kolejnych lat. Dokumenty i opracowania, w których dotychczas podjęta została próba określenia strategii rozwoju systemu energetycznego, również zakładają, że w najbliższych latach podstawowym paliwem wykorzystywanym w energetyce będzie węgiel. Do dokumentów tych możemy zaliczyć m.in.:

- ◆ Politykę energetyczną Polski do 2030 roku ([Polityka 2009](#)),
- ◆ Mix energetyczny 2050, Analiza scenariuszy dla Polski ([Mix 2011](#)),
- ◆ Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 roku ([Strategia 2014](#)),
- ◆ Mix energetyczny dla Polski do roku 2060, opracowany dla Kancelarii Prezesa Rady Ministrów przez Departament Analiz Strategicznych ([Mix 2015](#)),
- ◆ Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe, dokument opracowany dla Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej ([Gawlik red. 2013](#)).

1. Krajowy System Energetyczny

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), który oparty jest głównie na elektrowniach opalanych węglem, moc zainstalowana przekroczyła już 41 GW. W tabeli 1 przedstawiono podstawowe dane dotyczące obecnej sytuacji w KSE. Jak można zauważyć, łączna moc zainstalowana w elektrowniach węglowych to ponad 30 GW, co stanowi ponad 69% mocy zainstalowanej (rys. 1) oraz 72,3% mocy osiągalnej (rys. 2), natomiast produkcja energii elektrycznej w tych źródłach to ponad 83% (rys. 3). Z kolei źródła odnawialne stanowią obecnie ponad 15% mocy zainstalowanej i odpowiadają za niewiele ponad 7% produkcji energii elektrycznej.

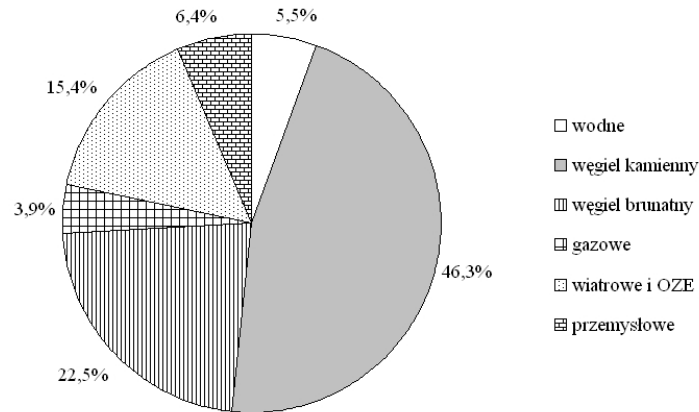
TABELA 1. Stan obecny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dane na 31.12.2016)

TABLE 1. The present state of the National Power System (data as per 12/31/2016)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana	Moc osiągalna	Produkcja
	MW	MW	GWh
Elektrownie zawodowe	32 393	32 629	140 727
Elektrownie zawodowe wodne	2 296	2 347	2 399
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	30 097	30 282	138 328
na węgla kamiennym	19 155	19 302	813 48
na węgla brunatnym	9 332	9 384	51 204
gazowe	1 610	1 596	5 776
Wiatrowe i OZE	6 344	6 047	11 769
Przemysłowe	2 659	2 601	10 130
Razem	41 396	41 278	162 626

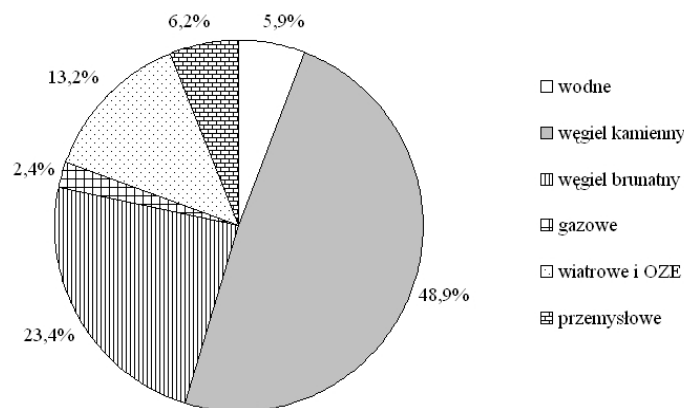
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2017).

Struktura wiekowa KSE sprawia, że już w latach 2017–2018 wycofane z eksploatacji będą bloki energetyczne w: Elektrowni Adamów (5x120 MW), Bełchatów (2x370 MW), Łagisza (120 MW), Łaziska (2x125 MW), Siersza (120 MW) i Stalowa Wola (120 MW) ([Zapewnienie 2014](#)). Według scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych przedstawionego przez PSE S.A., który zakłada także wycofania ze względu na planowane wdrożenie konkluzji wprowadzających nowe standardy emisyjne (BAT – *Best Available Techniques*) ([Best 2016](#)), do 2035 roku konieczne będzie wyłączenie ponad 20 GW źródeł wytwórczych ([Plan 2015](#)). Obecnie w Polsce realizowanych jest kilka inwestycji związanych z budową nowych mocy wytwórczych wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny, brunatny oraz gaz. W najbliższych latach mają zostać oddane do użytku nowe bloki energetyczne opalane węglem w: Kozienicach, Turowie, Opolu, Jaworznie oraz planowana jest budowa bloku w Ostrołęce. Łączna moc tych bloków to około 5 GW. Ponadto w trakcie realizacji są również elektrociepłownie w technologii gazowo-parowej we Włocławku (inwestycja na ukończeniu) i Stalowej



Rys. 1. Udział procentowy mocy zainstalowanej w poszczególnych źródłach w KSE
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2017) – dane na 31.12.2016

Fig. 1. Percentage share of installed power in various sources in NPS

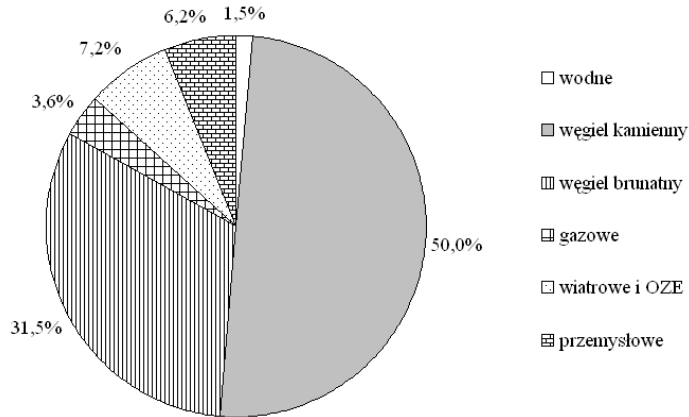


Rys. 2. Udział procentowy mocy osiągalnej w poszczególnych źródłach w KSE
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2017) – dane na 31.12.2016

Fig. 2. Percentage of achievable power in various sources in NPS

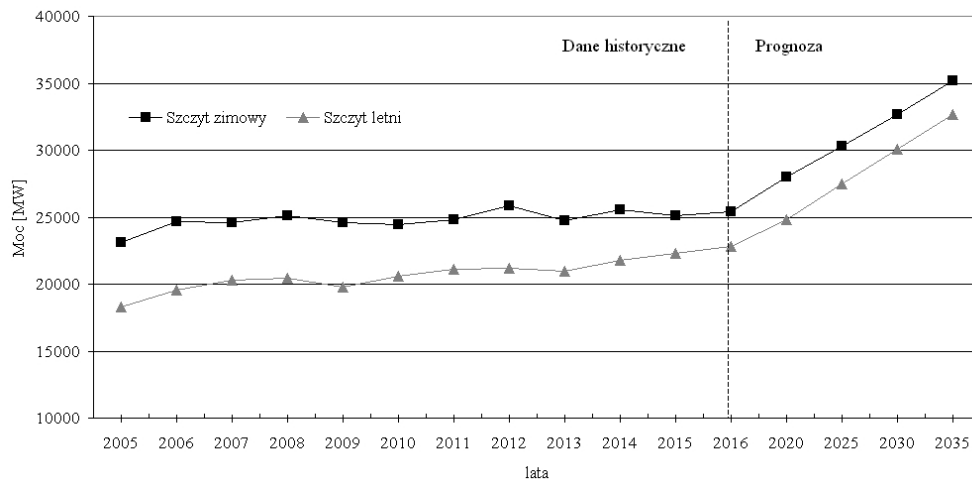
Woli (planowane oddanie do eksploatacji w roku 2019). Łączna moc zainstalowana tych elektrowni wynosi około 1 GW. Wszystkie te jednostki będą zaliczone do JWCD (PSE 2017). Perspektywa wycofania z eksploatacji znacznych wartości mocy wytwórczych oraz niepewność uruchomienia planowanych projektów inwestycyjnych w aktualnych warunkach może implikować ryzyko niestabilnej pracy KSE oraz możliwości zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w najbliższej perspektywie.

Zgodnie z prognozami zapotrzebowania na moc i energię w najbliższej perspektywie krajowy system energetyczny może napotkać problemy w jego zbilansowaniu. Na rysunku 4 przed-



Rys. 3. Udział procentowy w produkcji energii elektrycznej z poszczególnych źródeł w KSE
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2017) – dane na 31.12.2016

Fig. 3. Percentage share in electricity production from various sources in NPS



Rys. 4. Prognoza zapotrzebowania szczytowego na moc do roku 2035
 Źródło: opracowanie własne na podstawie (Prognoza 2016; Sprawozdanie 2014)

Fig. 4. Forecast of peak demand for power by 2035

stawiono dane historyczne oraz prognozę pokrycia zapotrzebowania na moc w szczycie letnim i zimowym do 2035 roku. Prognoza ta zakłada wzrost zapotrzebowania na moc zarówno dla szczytu letniego, jak i zimowego. W związku z koniecznością wycofania znacznych mocy z systemu elektroenergetycznego zarówno ze względu na wiek jednostek, jak i problem z wypełnieniem zobowiązań środowiskowych, konieczne będzie odtworzenie i budowa nowych mocy wytwórczych (tab. 2). Związany z tym będzie wymagany przyrost mocy zainstalowanej w KSE (tab. 3).

W 2014 roku Rada Ministrów przyjęła Program polskiej energetyki jądrowej (PPEJ) (Uchwała 2014). Zgodnie z PPEJ rząd nadzoruje realizację oraz zapewnia ramy organizacyjno-prawne programu, natomiast inwestor (spółka celowa z dominującym udziałem PGE S.A. oraz mniejszościowymi udziałami spółek Tauron PE S.A., Enea S.A. i KGHM S.A.) będzie miał obowiązek wyboru lokalizacji inwestycji, technologii, modelu finansowania i partnerów, z którymi realizowana będzie budowa elektrowni jądrowej. Zakłada się wybudowanie bloku o mocy 1500 MW i planuje budowę kolejnych bloków do osiągnięcia 6000 MW zainstalowanej mocy między 2030 a 2035 r. Budowa elektrowni jądrowej z pewnością będzie bardzo kosztowną inwestycją, ale będzie to inwestycja na 50–60 lat ponieważ na taki okres przewiduje się eksploatację elektrowni jądrowych nowej generacji. Ponadto elektrownia jądrowa pracująca w podstawie obciążenia zdecydowanie powinna poprawić stabilność systemu elektroenergetycznego, co będzie z pewnością miało istotne znaczenie w perspektywie znacznego rozwoju niestabilnych źródeł odnawialnych.

TABELA 2. Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych do 2035 r. w scenariuszu modernizacyjnym BAT oraz scenariuszu wycofań BAT

TABLE 2. Cumulative withdrawals of power in existing CDGU (Centrally Dispatched Generating Units) up to 2035 in the BAT modernization scenario and BAT recall scenario

Rok	do 2020	do 2025	do 2030	do 2035
Skumulowane wycofania mocy JWCD ciepłych [MW] – scenariusz modernizacyjny	2 985	3 210	5 668	13 930
Skumulowane wycofania mocy JWCD ciepłych scenariusz wycofań BAT [MW]	6 617	9 928	17 321	20 920

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Sprawozdanie 2014).

TABELA 3. Wymagany przyrost mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT oraz scenariusza wycofań BAT wyrażony w wartościach narastających

TABLE 3. Power requirement for BAT upgrade scenario and BAT rollback scenario expressed in incremental values

Rok		2020	2025	2030	2035
Scenariusz modernizacyjny BAT	Moc dodatkowa [MW]	0	2 600	6 500	15 800
	Moc sumaryczna* [MW]	5 800	8 400	12 300	23 250
Scenariusz wycofań BAT	Moc dodatkowa [MW]	2 300	8 500	17 600	22 300
	Moc sumaryczna* [MW]	8 100	14 300	23 400	29 750

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Sprawozdanie 2014).

*Uwzględniono JWCD dla których trwają lub mają być wkrótce rozpoczęte prace budowlane, oraz elektrownię jądrową.

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, według stanu na dzień 31 marca 2017 r. (URE 2017) łączna moc zainstalowana w KSE w źródłach odnawialnych wyniosła ponad 8,44 GW. W tym moc elektrowni wiatrowych ponad 5813 MW. Energetyka wiatrowa w ostatnich latach charakteryzowała się największymi rocznymi przyrostami mocy zainstalowanej.

Ponadto w Polsce zainstalowano ponad 17 tys. systemów fotowoltaicznych o łącznej mocy 192,82 MW. Złożyło się na tę ilość prawie 500 systemów o łącznej mocy ponad 100 MW posiadających koncesję URE oraz 17 072 systemy o łącznej mocy ponad 93 MW przyłączonych do sieci na zgłoszenie.

W kontekście regulacji prawnych, które mają i w niedalekiej przyszłości będą miały znaczny wpływ na rozwój polskiego sektora wytwórczego należy pamiętać także o sektorze ciepłowniczym. W 2015 r. koncesje wydane przez Prezesa URE na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem posiadało 443 przedsiębiorstw. Łączna moc zainstalowana w tych przedsiębiorstwach to ponad 56 GW_t (Energetyka 2015). Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, zakłada coraz większą rolę kogeneracji w osiąganiu celów polityki klimatycznej i środowiskowej Polski. Już obecnie moc elektryczna zaangażowana w systemach kogeneracyjnych łącznie to ponad 8,5 GW (elektrociepłownie zawodowe, elektrociepłownie przemysłowe, elektrownie zawodowe kondensacyjne z członem ciepłowniczym, elektrociepłownie niezależne i elektrociepłownie przedsiębiorstw ciepłowniczych), a udział energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej wynosi około 15% (Obwieszczenie 2016).

2. Regulacje prawne oraz wyzwania dla Krajowego Systemu Energetycznego

Europejskie założenia polityki klimatycznej ujęte w mapie drogowej 2050 (A roadmap 2011) stanowią duże wyzwanie dla sektora energetycznego. Wprowadzenie znacznej redukcji emisji w sektorze energetycznym praktycznie wyklucza węgiel z gospodarki energetycznej. Dyrektywa IED (Dyrektywa 2010) o emisjach przemysłowych, która zastąpiła w 2016 r. dotychczasową Dyrektywę IPPC (Dyrektywa 2008) oraz Dyrektywę LCP (Dyrektywa 2001), wprowadziła restrykcyjne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Nowe rozwiązania dotyczą już nie tylko dużych źródeł wytwórczych (powyżej 50 MW_t), lecz również mniejszych (powyżej 20 MW_t), w tym także ciepłowni komunalnych.

Nowe wymogi wynikające z dyrektywy IED mogą doprowadzić do tego, że wiele dotychczasowych inwestycji ograniczających emisje szkodliwych substancji w energetyce okaże się chybione i nie uchroni instalacji przed ponowną modernizacją lub wyłączeniem z ruchu. Dotychczasowe rozwiązania techniczne, nawet te niedawno wdrożone, nie zawsze będą w stanie sprostać nowym wymaganiom emisyjnym. Szacuje się, że prawie 30% bloków elektrowni zawodowych oraz ponad połowa elektrociepłowni i ciepłowni nie będzie w stanie spełnić warunków dyrektywy IED. Z tej liczby znaczna większość ze względu na wiek nie będzie także nadawała się do modernizacji, a koszty dostosowania ich do wymagań dyrektywy będą ogromne (Sowiński 2010). W tym kontekście istotne staje się rozważenie kwestii, czy istniejące bloki energetyczne

wyposażać w nowoczesne instalacje oczyszczania spalin, czy też podjąć decyzję o wyłączeniu z eksploatacji. Dodatkowo sektor wytwórczy w Polsce będzie musiał w ciągu najbliższych lat sprostać niezwykle wymagającym normom środowiskowym, które zostały określone w konkluzjach BAT dla jednostek dużego spalania (LCP), które zostały ogłoszone w połowie 2017 roku. Nowe konkluzje BAT dla LCP narzuciły bardzo ambitne normy środowiskowe. Objęły one zakresem swego zastosowania emisje substancji wskazanych w raporcie jako szkodliwe: SO₂, NO_x, pył, a dodatkowo: Hg, HCl, HF, NH₃. Zgodnie z dyrektywą IED operatorzy instalacji mają 4 lata od dnia publikacji konkluzji BAT na dostosowanie do ich wymogów prowadzonych instalacji. Z tego wynika, że do 2021 r. cały sektor energetyki konwencjonalnej, nie tylko w Polsce, ale też w pozostałych państwach Unii Europejskiej musi przejść gruntowną modernizację.

Dla dużych instalacji limity zostają zmniejszone średnio o 10–30% w stosunku do poprzednich, już bardzo rygorystycznych wartości. Z kolei dla małych i średnich kotłów następuje znaczne obniżenie poziomów emisji. Sprawia to, że mała energetyka będzie miała teraz bardzo duże problemy ze spełnieniem norm emisji. Dodatkowo w normach IED jako moc źródła definiowany jest komin, co sprawia, że przypadku kilku mniejszych obiektów podłączonych do jednego komina, one także podlegają ograniczeniom emisyjnym. Można więc już teraz wnioskować, że zapisy te silnie uderzą w ciepłownictwo które będzie musiało się znacznie zmodernizować.

Pod koniec 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła zestaw regulacji dotyczących konkurencyjności UE w erze transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, tzw. Pakiet Zimowy (*Clean 2016*), który stanie się podstawą do wprowadzenia regulacji prawnych w postaci dyrektyw i rozporządzeń w zakresie energetyki w różnych aspektach jej działania. Proponowane zapisy regulacji wprowadzają kluczowy limit emisji CO₂ dla wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 550 g CO₂/kWh. Pakiet Zimowy ogranicza wsparcie poprzez mechanizm rynku mocy dla nowych instalacji, tzn. dla tych, których decyzja inwestycyjna zostanie podjęta przed planowanym wejściem w życie rozporządzenia 1 stycznia 2020 r., a które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh. Obecnie żadna dostępna technologia węglowa nawet wysoko-sprawna na parametry nadkrytyczne nie będzie w stanie sprostać takim wymaganiom. Szansę na sprostanie temu poziomowi mają jedynie bloki opalane gazem, czyli turbiny gazowe oraz bloki gazowo-parowe. Nowa regulacja nie obejmie swoim zakresem budowanych obecnie bloków w elektrowniach Kozienice, Jaworzno, Opole, Turów i przyszłego bloku w Ostrołęce, a dopiero inwestycje, które będą musiały uzyskać decyzje środowiskowe. Jednak regulacja ta ograniczy od 1 stycznia 2025 r. wsparcie mechanizmami rynku mocy wszystkich instalacji, które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh.

Na początku lipca 2017 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska i innych powiązanych ustaw. Nowelizacja ustawy dotyczy przeniesienia do polskiego prawa części postanowień unijnej dyrektywy w sprawie ograniczenia emisji zanieczyszczeń ze średnich obiektów energetycznego spalania (*Dyrektywa 2015*), o mocy od 1 do 50 MW. W 2015 r. wydana została dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP – *Medium Combustion Plants*). Weszła ona w życie 18 grudnia 2015 r., a regulacje, które ona wprowadza państwa członkowskie mają obowiązek wdrożyć do

19 grudnia 2017 r. Dyrektywa MCP wprowadza dla średnich źródeł spalania paliw dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów, wymóg objęcia ich pozwoleniami lub rejestracją oraz wymagania dotyczące monitorowania emisji i eksploatacji urządzeń redukujących emisję. W Polsce istnieją normy związane z emisją zanieczyszczeń ze średnich źródeł spalania paliw, dlatego wdrożenie zapisów dyrektywy MCP wymaga jedynie zmiany lub doprecyzowania niektórych przepisów ustawy o ochronie środowiska. Zgodnie z dyrektywą MCP, wynikające z niej wymagania emisyjne będą miały zastosowanie do średnich źródeł spalania paliw budowanych dopiero od 1 stycznia 2025 r. albo od 1 stycznia 2030 roku, w zależności od wielkości nominalnej mocy cieplnej źródła. Zapisy tej dyrektywy szczególnie mocno dotkną sektor ciepłowniczy w Polsce, który również będzie zobligowany do spełnienia norm emisyjnych.

Kolejnym dokumentem, który może spowodować zmiany w krajowym systemie energetycznym są ustalenia 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (*United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties, COP21*). Ustalenia 21 Konferencji, która odbyła się w 2015 roku w Paryżu, zakładają kilka ważnych celów, których spełnienie ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz spowolnienie globalnych zmian klimatu. Kluczowe punkty zawarte w umowie, którą podjęło blisko 200 krajów z całego świata to przede wszystkim: jak najszybsze ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, oraz utrzymanie wzrostu temperatury na świecie znacznie poniżej 2°C oraz podjęcie wysiłków w celu ograniczenia go do 1,5°C.

Należy także pamiętać, że Polska prowadzi politykę energetyczną zgodną ze strategią Unii Europejskiej, która oparta jest na stałym wzroście udziału energii produkowanej w źródłach odnawialnych. Na podstawie przyjętej tzw. Dyrektywy 3x20 (*Dyrektywa 2009*) wynika że kraje członkowskie do 2020 roku powinny osiągnąć 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii. Dyrektywa przedstawia cele obligatoryjne dla każdego kraju członkowskiego do 2020 roku (dla Polski 15% w całym sektorze OZE) oraz wyszczególnia minimalne wymagania regulacyjne do wprowadzenia w ustawodawstwie krajowym w określonym czasie tak, aby ułatwić realizację celów krajowych i celu wspólnotowego. W 2015 r. Polska osiągnęła udział OZE w krajowej konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 11,8%, zwiększając go z 11,5% w 2014 roku oraz 11,4% w 2013 roku. Zatem do osiągnięcia wymaganych 15% nadal brakuje ponad 3%. Dodatkowo ustawa z dnia 20 maja 2016 roku, o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (*Ustawa 2016*) wprowadziła istotne ograniczenia w zakresie budowy i lokalizacji elektrowni wiatrowych. Zgodnie z jej zapisami elektrownię wiatrową można wybudować w odległości nie mniejszej niż dziesięciokrotność jej wysokości od zabudowań i form ochrony przyrody. Przy czym za wysokość elektrowni wiatrowej uważa się wysokość mierzoną od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatami czyli de facto całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej. Ustawodawca, wprowadzając tzw. ustawę odległościową chciał unormować prawo dotyczące minimalnej odległości elektrowni od zabudowań czy obszarów chronionych oraz ograniczyć pojawiające się liczne protesty społeczne. Jednak odległość zaproponowana w ustawie w sposób drastyczny ograniczyła możliwość budowy nowych elektrowni wiatrowych.

Jest to zdecydowanie krok wstecz, jeśli chodzi o możliwości budowy nowych elektrowni. Zdaniem wielu specjalistów z branży energetyki wiatrowej w chwili obecnej ponad 95% projektów nowych lokalizacji elektrowni wiatrowych zostało zatrzymanych. Sprawia to, że osiągnięcie wymaganego limitu 15% udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej może okazać się trudne do zrealizowania.

Podsumowanie

W niedalekiej przyszłości krajowy system energetyczny czeka zmiana strategii energetycznej ze względu na kurczące się zasoby paliw oraz coraz większy wpływ uwarunkowań środowiskowych. Ograniczanie emisji, szczególnie CO₂, nie powinno być jednak realizowane poprzez drastyczne wykreślanie węgla z polskiego miks energetycznego. Zmiany te powinny następować przez inwestycje w nowoczesne technologie ograniczające emisję CO₂ oraz budowę bloków energetycznych o wyższej sprawności. Pytanie, czy powinny to być bloki o mocach rzędu 1000 MW, czy raczej mniejsze i bardziej elastyczne jednostki. Wysoki udział paliw pochodzących przede wszystkim z krajowych źródeł powinien stanowić gwarancję bezpieczeństwa energetycznego Polski w następnych latach. Wybór technologii dla nowych źródeł wytwórczych w dalszej perspektywie czasowej musi być jednak oparty przede wszystkim na kryterium ekonomicznym. Podstawą tego kryterium powinna być znajomość całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, łącznie z kosztami środowiskowymi. Z porozumienia, jakie zostało podpisane w Paryżu, wynika, że w przyszłym miksie energetycznym może być miejsce dla wszystkich technologii.

Krajowy mikś energetyczny w przyszłości musi się charakteryzować bardzo wysoką elastycznością, ponieważ udział odnawialnych źródeł w systemie energetycznych będzie stale wzrastał. Elektrownie pracujące w systemie energetycznym w podstawie powinny się charakteryzować wysoką sprawnością oraz niską emisją zanieczyszczeń. Ponadto potrzebne są w systemie elektrownie o wysokiej elastyczności, aby mogły pokrywać zmienne zapotrzebowanie szczytowe bądź współpracować z odnawialnymi źródłami energii i kompensować chwilowe zmiany związane ze zmienną siłą wiatru bądź nasłonecznienia.

Dotychczasowa polityka energetyczna zarówno na poziomie europejskim, jak i krajowym nadmiernie koncentruje się na aspektach klimatycznych, co ma negatywny wpływ na realizację podstawowych celów bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności energetycznej (Olkuński 2015). Niestabilne środowisko legislacyjne budzi wiele niejasności co do przyszłego kształtu regulacji energetycznych, a związany z tym niepewny rachunek ekonomiczny sprawia, że coraz częściej inwestorzy podejmują decyzję o zaniechaniu inwestycji w budowę nowych źródeł wytwórczych.

Coraz trudniejsze wydaje się także pogodzenie ochrony polskiego węgla z polityką energetyczną Unii Europejskiej. Obecne i przyszłe regulacje unijne de facto zmuszają Polskę do zmniejszenia udziału węgla w miksie energetycznym w 2030 roku i w dalszej perspektywie.

Literatura

- A roadmap 2011 – A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. SEC(2011) 288 final, Brussels 2011.
- Best 2016 – Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, JOINT RESEARCH CENTRE Institute for Prospective Technological Studies Sustainable Production and Consumption Unit European IPPC Bureau, Final Draft, 2016.
- Clean 2016 – Clean Energy For All Europeans. COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016.
- Dyrektywa 2001 – Dyrektywa 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (LCP).
- Dyrektywa 2008 – Dyrektywa 2008/1/WE z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC) (Dz. U. L 24 z 29.1.2008).
- Dyrektywa 2009 – Dyrektywa 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- Dyrektywa 2010 – Dyrektywa 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku Parlamentu Europejskiego i Rady, w sprawie emisji przemysłowych (IED).
- Dyrektywa 2015 – Dyrektywa 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.
- Energetyka 2015 – Energetyka ciepła w liczbach – 2015, Wydawca: Urząd Regulacji Energetyki, [Online] Dostępne w: www.ure.gov.pl [Dostęp: 10.07.2017].
- GAWLIK, L. (red) 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. Górnictwa Izba Przemysłowo-Handlowa, Katowice.
- Mix 2011 – Mix energetyczny 2050, Analiza scenariuszy dla Polski, Warszawa.
- Mix 2015 – Mix energetyczny dla Polski do roku 2060. Warszawa.
- Obwieszczenie 2016 – Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 5 kwietnia 2016 r. w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej, Poz. 350, Warszawa, dnia 11 kwietnia 2016 r.
- OLKUSKI, T. 2015. Wpływ handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w Unii Europejskiej na przeciwdziałanie zmianom klimatu. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 3., s. 87–98.
- Plan 2015 – Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Konstancin-Jeziorna, 10 listopada 2015.
- Polityka 2009 – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku.
- Prognoza 2016 – Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r.
- Projekt 2015 – Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2015 r.
- PSE 2017 – PSE S.A., 2017 – [Online] Dostępne w: www.pse.pl [Dostęp: 10.07.2017].
- SOWIŃSKI, J. 2010. Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, s. 401–410.

- Sprawozdanie 2014 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. [Online] Dostępne w: <http://bip.me.gov.pl/> [Dostęp: 01.07.2017].
- Strategia 2014 – Strategia Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko perspektywa do 2020 r. Warszawa 2014.
- Strategia 2017 – Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020. Warszawa 2017. [Online] Dostępne w: https://www.mr.gov.pl/media/34300/SOR_2017_maly_internet_14072017_wstepPMM.pdf [Dostęp: 01.07.2017].
- Uchwała 2014 – Uchwała Nr 15/2014 Rady Ministrów z dnia 28 stycznia 2014 r. w sprawie programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej”, Poz. 502, Warszawa, dnia 24 czerwca 2014 r.
- URE 2017 – [Online] Dostępne w: <http://www.ure.gov.pl/> [Dostęp: 01.07.2017].
- Ustawa 2016 – Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. poz. 961, Warszawa 2016.
- Zapewnienie 2014 – Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, KGP-4101-001-00/2014, Nr ewid. 17/2015/P/14/018/KGP.

Radosław SZCZERBOWSKI, Bartosz CERAN

Poland's Energy Policy in the aspect of the challenges of the 21st century

Abstract

The future and the development of the power industry are the one of the major issues in the domestic and global policy. The impact of power sector on the Earth's climate changes and the attention to sufficient funds of energy in the upcoming years are the primary challenges which the power industry is facing. Coal-fired conventional power plants, exploited in Poland are stable, continuous sources of energy supply. This is why they are the suitable standbys for renewable energy sources. In the case of the lack of appropriate abilities for energy storage, keeping conventional sources in the production capacity is the key issue for energy safety. The article delineates the current state of the domestic sector of energy production. In the prospect of next few years, it will draw on conventional power engineering nevertheless, with growing involvement of renewable energy sources. Nevertheless, it is important to develop a new energy strategy, which will point to the direction of domestic energy production sector changes. What is more relevant, new legal regulations connected with environmental protection will definitely restrict using fossil fuels in the power industry.

KEYWORDS: Energy Policy, energy safety, hard coal, brown coal, environmental protection, renewable energy sources