

Materiały XXVIII Konferencji z cyklu
*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej*
Zakopane, 12–15.10.2014 r.
ISBN 978-83-62922-37-6

Mirosław DUDA*, Hanna MIKOŁAJUK*,
Sławomir SKWIERZ*, Igor TATAREWICZ*

Problemy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w warunkach zliberalizowanego rynku

STRESZCZENIE. Referat zawiera analizę problemów dotyczących zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w warunkach funkcjonującego w Polsce rynku energii elektrycznej. Omówione są problemy zapewnienia wystarczalności mocy wytwórczej i przepustowości sieci w systemie energetycznym oraz dostępu nośników energii pierwotnej. Zwraca się uwagę na konieczność nowelizacji przepisów prawa energetycznego w celu umożliwienia wprowadzenia systemu płatności za moc oferowaną w systemie, aby zachęcić inwestorów do budowania źródeł rynkowych. Wskazuje się na konieczność modyfikacji systemu pomocy publicznej dla niektórych technologii wytwarzania energii. Powinno to uczynić ten system przejrzystym i zapewnić kontrolę tempa rozwoju źródeł dotowanych, zwłaszcza niesterowalnych, w celu ograniczenia zjawiska wypierania elektrowni systemowych decydujących o bezpieczeństwie działania systemu energetycznego.

SŁOWA KLUCZOWE: bezpieczeństwo dostaw energii, inwestycje energetyczne, pomoc publiczna w energetyce

* Agencja Rynku Energii SA

Wprowadzenie

Obecnie trwają przygotowania mające na celu zdefiniowanie polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Jest to więc dobry moment do sprecyzowania wyzwań stojących przed krajową energetyką i nakreślenia ewentualnych sposobów i środków umożliwiających im sprostanie.

Strategicznym celem polityki energetycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski z jego trzema głównymi składnikami, a więc bezpieczeństwem dostaw, racjonalnymi kosztami energii i spełnieniem wymogów ekologicznych z uwzględnieniem zrównoważonego rozwoju. Warto sobie uświadomić, że te trzy składniki bezpieczeństwa energetycznego charakteryzują się wzajemną sprzecznością. Zwiększenie długofalowego bezpieczeństwa dostaw pociąga za sobą na ogół wzrost kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, co jest w sprzeczności z dążeniem do racjonalnych, czyli niskich kosztów energii. Z kolei wymuszanie niskich kosztów dostaw energii mechanizmami regulacji czy konkurencji może zagrażać bezpieczeństwu dostaw. Wymogi ekologiczne również w oczywisty sposób zwiększają koszty dostaw energii i mogą zarówno obniżać bezpieczeństwo dostaw, jak i podwyższać koszty energii dla odbiorców. Jedynie wymuszanie efektywności użytkowania energii jako elementu racjonalizacji kosztów energii ma wpływ jednoznacznie pozytywny na wszystkie składniki bezpieczeństwa energetycznego. Z tego względu efektywność użytkowania energii powinna być traktowana jako samodzielny i bardzo ważny składnik bezpieczeństwa energetycznego.

Wewnętrzna sprzeczność poszczególnych składników bezpieczeństwa energetycznego wymaga kompromisów w formułowaniu przepisów prawa, realizujących politykę energetyczną. W określaniu owych kompromisów nie do uniknięcia jest ocena ważności poszczególnych składników bezpieczeństwa energetycznego w zależności od bieżącej czy długofalowej sytuacji zaopatrzenia w nośniki energii. Obecnie dla Polski **naturalnym priorytetem w triadzie składników bezpieczeństwa energetycznego jest bezpieczeństwo dostaw energii, zwłaszcza elektrycznej, wobec zagrożenia deficytem mocy wytwórczych w systemie**. Podstawowym wyzwaniem dla Polski w bliskim i dalszym horyzoncie jest zatem zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Pojawia się w związku z tym wiele dylematów, jak konstruować mechanizmy prawne, aby sprostać wyzwaniom.

Z dotychczasowej praktyki wdrażania rynkowej polityki energetycznej można wyciągnąć wiele pożytecznych wniosków pod warunkiem nieprzywiązywania się do przyjętych wcześniej rozwiązań, które powstały w wyniku nie zawsze uzasadnionego entuzjazmu rynkowego, zwłaszcza w obszarach, gdzie nie ma do końca spełnionych warunków skutecznego działania mechanizmów konkurencji.

Polityka energetyczna Polski musi być zgodna z polityką UE, aczkolwiek istnieje dość duży obszar własnych rozwiązań, które powinny uwzględniać specyfikę krajowego sektora energetycznego. W referacie skoncentrowano się na próbie określenia najważniejszych wyzwań i propozycjach im sprostania w obszarze możliwego do realizacji w ramach polityki UE.

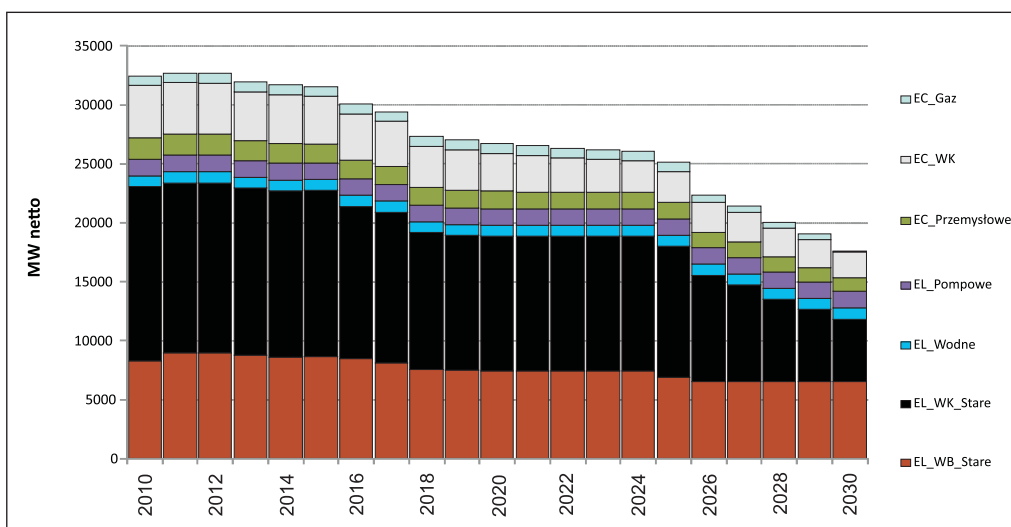
W rozwiązywaniu dylematów bardzo pomocne jest sporządzanie projekcji rozwoju zaopatrzenia w energię z analizami wrażliwości wyników na przyjmowane założenia. Umożliwiają one ilustrację skutków zjawisk, które mogą się wydarzyć w horyzoncie prognozy.

1. Wystarczalność mocy wytwórczych i przesyłowych

W procesie tworzenia rynku konkurencyjnego energii elektrycznej nie zawsze brano pod uwagę występowanie negatywnych konsekwencji liberalizacji w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw, gdyż na ogół występowały duże rezerwy mocy na początku tego procesu. Pierwsze doświadczenia w zakresie wpływu mechanizmów rynku konkurencyjnego na bezpieczeństwo dostaw pojawiły się w USA i Anglii w latach dziewięćdziesiątych. W USA po początkowych zachęcających wynikach liberalizacji nastąpił znany kryzys rynku kalifornijskiego, gdzie po raz pierwszy przekonano się, że wprowadzenie mechanizmów konkurencji w obrocie hurtowym i jednocześnie utrzymywanie pułapów cenowych na rynku detalicznym energii w warunkach utrudnień ekologicznych i przedłużających się procedur uzgadniania nowych inwestycji, w tym również inwestycji sieciowych, może doprowadzić do poważnych deficytów mocy w systemie. Był to sygnał, że źle zaprojektowane mechanizmy rynkowe i regulacyjne mogą być zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw energii

Mając następnie miejsce duże awarie w systemach energetycznych USA i Europy wywołały konieczność przyjrzenia się, czy liberalizacja nie powoduje jednak zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Analizy podjęte przez Federalną Komisję Regulacji Energetyki w USA oraz w Europie przez Komisję Europejską, Radę Europejskich Regulatorów Energetyki, Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych i inne organizacje energetyczne, wykazały, że najważniejszą przyczyną awarii był niewystarczający poziom i struktura mocy wytwórczych i przesyłowych.

Właściwe inwestycje, zwłaszcza kapitałochłonne i podlegające długotrwałym procedurom administracyjnym, nie mogą powstawać przy wykorzystaniu tylko sygnałów generowanych na rynku energii, które z natury mają charakter krótkoterminowy. Podmioty na rynku energii starają się obniżyć koszty działalności, co poprawia krótkoterminowo ich sytuację na rynku, natomiast utrudnia angażowanie się w nowe inwestycje. Potrzebne jest monitorowanie sytuacji bieżącej i trendów długofalowych zarówno w odniesieniu do zapotrzebowania na moc i energię, jak i podaży rynkowej inwestycji wytwórczych, oraz działania stymulujące organów państwa, jeśli nie ma wystarczającej podaży rynkowej inwestycji. Takie podejście znalazło swój wyraz w dyrektywie Unii Europejskiej dotyczącej rynku energii elektrycznej. Zawiera ona przepisy zobowiązujące państwa członkowskie do wyznaczenia organu mającego za zadanie monitorowanie bilansu podaży i popytu energii w warunkach rynkowych i ogłaszanie przetargów na nowe moce o odpowiedniej strukturze, jeśli wyniki monitorowania będą wskazywać na deficyt inwestycji wytwórczych budowanych na koncesjach. Stosowne przepisy dyrektywy rynkowej energii elektrycznej zostały przeniesione do polskiego prawa energetycznego. Obowiązek przeprowadzania przetargów na nowe moce został nałożony na organ regulacji. Jednak nadal nie ma przepisów wykonawczych, które by zawierały stosowne preferencje dla zwycięzców takich przetargów. Nie były one dotychczas potrzebne, gdyż dzięki rynkowej reformie i racjonalizacji zużycia energii w całej krajowej gospodarce korzystaliśmy z w ten sposób ujawnionej rezerwy mocy w systemie. Bez nowych inwestycji **rezerwa mocy wytwórczej** będzie jednak ulegać zmniejszaniu ze względu na wycofywanie z eksploatacji istniejących źródeł ze względów naturalnych i ekologicznych (rys. 1).



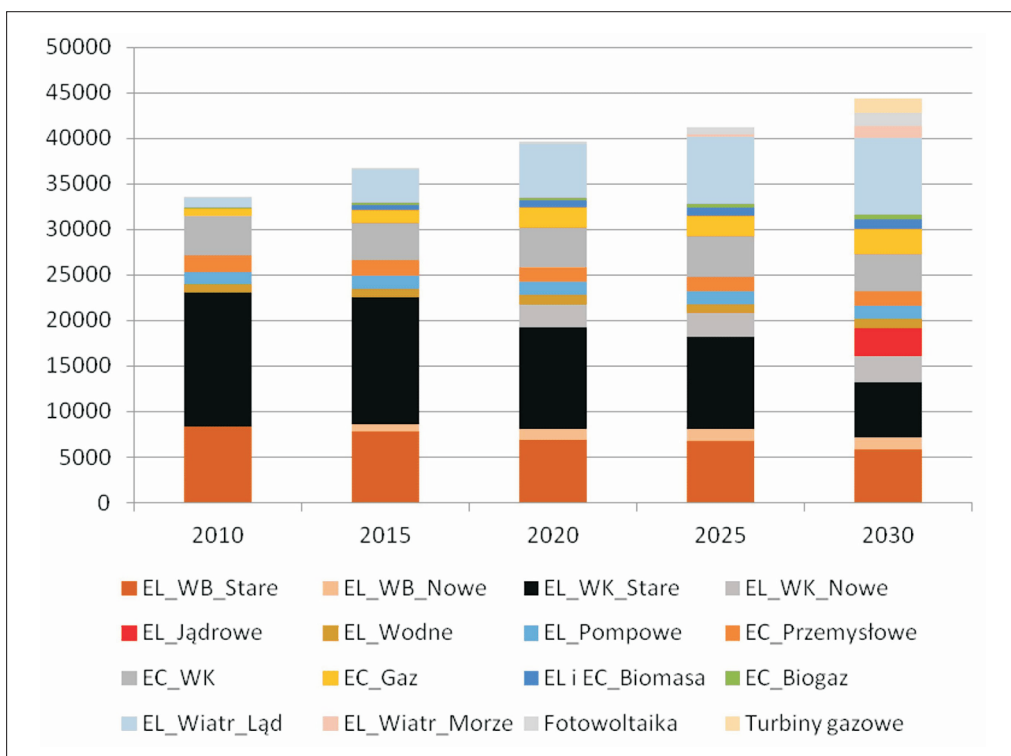
Rys. 1. Moc osiągalna elektrowni zawodowych i przemysłowych z uwzględnieniem ubytków (likwidacje i odstawienia do modernizacji) oraz przyrostów mocy z tytułu modernizacji [1]

Do 2030 r. wyłączonych zostanie około 12 000 MW mocy wytwórczych (ok. 6000 MW do 2020 r. oraz kolejne 6000 MW do 2030 r.). Duże inwestycje, które są obecnie realizowane obejmują bloki : 436 MW_{netto} w Stalowej Woli (2015 – EC gaz), 450 MW_{netto} we Włocławku (2016 – EC gaz), 925 MW_{netto} w Kozienicach (2017 – EL węgiel kamienny). Rozstrzygnięto również przetargi na budowę bloku energetycznego o mocy 820 MW_{netto} na węgiel kamienny w Jaworznie (planowane uruchomienie 2018 r.) oraz 410 MW_{netto} na węgiel brunatny w Turowie (planowane uruchomienie 2019 r.). W wyniku ostatnich decyzji politycznych rozpoczęto również budowę dwu bloków o mocy netto 830 MW (brutto 900 MW) na węgiel kamienny w Elektrowni Opolo, które przewiduje się uruchomić w latach 2018–2019.

Jak wskazuje ostatni raport o bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej Ministerstwa Gospodarki [2], jeśli nie będzie zapobiegawczych działań operatora sieci przesyłowej, odpowiedzialnego za bezpieczeństwo działania systemu, w 2015 r. wystąpi zagrożenie deficytem mocy dyspozycyjnej w systemie w szczycie zimowym w wysokości około 95 MW, w 2016 r. – około 800 MW, a w 2017 r. – około 1 100 MW. Braki mocy dyspozycyjnej w szczycie letnim mogą wynieść odpowiednio: 520, 680 i 30 MW. Ta sytuacja wynika z bilansu mocy przewidzianej do wycofania z systemu oraz mocy, która ma być uruchomiona w źródłach obecnie budowanych przy założeniu umiarkowanego wzrostu zapotrzebowania na moc w systemie (ok. 1,1% rocznie).

Poziom i struktura mocy wytwórczej o najmniejszych zdyskontowanych kosztach energii w systemie, spełniająca wymogi systemowe, zostały wyznaczona przez ARE w zaktualizowanej prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 roku (rys. 2) [1]. Uwzględniono w niej zdeterminowane nowe jednostki w elektrowniach Kozienice, Opolo, Jaworzno i Turowie.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa działania systemu w najbliższym okresie niezbędne jest dotrzymanie harmonogramu realizacji rozpoczętych inwestycji oraz zapewnienie kon-



Rys. 2. Progniza poziomu i struktury mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej według technologii z uwzględnieniem jednostek zdeterminowanych [1]

kurencyjności dla tych jednostek na rynku. Natomiast długoterminowe bezpieczeństwo wymaga stworzenia warunków zachęcających inwestorów do podejmowania inwestycji w zakresie wytwarzania energii i także zapewnienie warunków ich funkcjonowania na konkurencyjnym rynku. Obydwie perspektywy wymagają gruntownych zmian przepisów prawa, aby stworzyć warunki do podejmowania inwestycji wytwórczych, zwłaszcza źródeł systemowych. W tym celu należałoby wykorzystać doświadczenia innych krajów, które tego rodzaju regulacje prawne wprowadzają.

W perspektywie krótkoterminowej istotne jest zapewnienie tzw. **interwencyjnej rezerwy zimnej**. Już obecnie, PSE zawiera kontrakty z elektrowniami w zakresie świadczenia takiej usługi. Umożliwi to podniesienie marginesu bezpieczeństwa w latach 2016–2017 o około 1000 MW. Kontrakty na **redukcję zapotrzebowania** to następne narzędzie zmniejszające zagrożenie. Następczą one jednak sporo trudności, jeśli chce się uzyskać istotną redukcję zapotrzebowania na moc. Chodzi o trudności w wykorzystaniu środków przedsiębiorstw energetycznych w ramach zarządzania popytem na energię elektryczną (*demand side management*). **Import energii nie powinien być wykorzystywany jako narzędzie do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw** poza działaniem operacyjnym.

W dostosowaniu regulacji prawnych występują problemy spójności z przepisami prawa wspólnotowego. Rynek energii elektrycznej w Polsce działa zgodnie z dyrektywą rynkową

jako rynek „tylko energii” z jego wszystkimi mankamentami w zakresie generowania bodźców do inwestycji długoterminowych. Dodatkowo przepisy unijne zawarte w dyrektywach objętych Pakietem Energetyczno-Klimatycznym doprowadziły do głębokich deformacji rynku energii. Chodzi przede wszystkim o pojawienie się na rynku dużej ilości energii dotowanej ze środków publicznych, która zmusza podmioty działające na rynku bez wsparcia do drastycznego obniżania kosztów, aby utrzymać się na rynku. Wtedy oczywiście nie ma wystarczających bodźców do podejmowania inwestycji.

Obecnie w wielu krajach UE, w tym również w Polsce, trwają prace nad modyfikacją mechanizmów rynku energii elektrycznej, aby zapobiec kryzysowi inwestycyjnemu w energetyce i zapewnić długofalowe bezpieczeństwo dostaw energii. W zasadzie wszystkie te prace zmierzają do wprowadzenia **mechanizmów płatności za oferowaną moc w systemie lub tzw. rynku mocy**.

W Polsce na zlecenie Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie prowadzone są prace przez EY [3]. Wstępne wyniki wskazują, że najbardziej korzystne będzie wprowadzenie rynku mocy i kontraktów różnicowych. Rynek mocy ma zapewnić zrównoważenie bilansu mocy w perspektywie średnioterminowej (operacyjnej) oraz zapewnić utrzymanie mocy rezerwujących elektrownie wiatrowe. Kontrakty różnicowe pozwalają na budowę jednostek wytwórczych o wysokich nakładach, produkujących energię po niskich kosztach operacyjnych i z małym oddziaływaniem na środowisko i klimat, np. elektrowni jądrowych. Wydaje się jednak, że podobne efekty dla elektrowni jądrowych można by uzyskać, stosując kontrakty długoterminowe zawierane pomiędzy inwestorami a odbiorcami, co zostało wykorzystane w Finlandii w realizacji budowy elektrowni jądrowej Olkiluoto.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw istotna jest również **wystarczalność przepustowości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych**, która nie podlega działaniu rynku a mechanizmom regulacyjnym. W odniesieniu do przedsiębiorstw sieciowych obowiązują bowiem przepisy regulacyjne wymuszające odpowiednie działania przedsiębiorstw. Dotyczą one również inwestycji, które warunkują odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw.

W polskim prawie energetycznym istnieją przepisy, które zobowiązują przedsiębiorstwa sieciowe do uzgadniania planów rozwoju z prezesem URE, w których powinny się znaleźć zamierzenia inwestycyjne stosownie do prognoz zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Ostatnia nowelizacja ustawy wprowadziła również system monitorowania bezpieczeństwa dostaw i realizacji planów rozwoju. Regulacja działalności sieciowej powinna więc teoretycznie zapewnić wystarczające inwestycje. Niestety, prawo nie zawiera przepisów wymuszających realizację planów inwestycyjnych zatwierdzonych przez regulatora w planach rozwoju.

Jak wykazały doświadczenia USA, rozdzielenie przedsiębiorstw dostawczych i sieciowych może spowodować również niekompletny i nieprzejrzysty podział zadań i odpowiedzialności podmiotów na zdecentralizowanym rynku, co jest niezwykle istotne w sytuacjach zagrożenia. Zanim wprowadzono liberalizację do elektroenergetyki konfiguracja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych była dostosowana do ukształtowanych długofalowo modeli rozptyłów mocy, które wynikały z centralnego dysponowania mocą. Liberalizacja wprowadziła powiązania pomiędzy dostawcami a odbiorcami wynikające z gry konkurencyjnej, które z reguły odbiegają od modelu ukształtowanego w systemie sterowania centralnego. Operator systemu przesyłowego, który jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo funkcjonowania systemu, ma w związku

z tym trudniejsze zadanie w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi i bilansowania systemu. Podział zadań i odpowiedzialności pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorami systemów dystrybucyjnych ma kluczowe znaczenie, zwłaszcza w zakresie zarządzania systemami w sytuacjach nadzwyczajnych (praca wyspowa i odbudowa systemów). W Polsce obserwuje się obawy przed zbyt silną pozycją operatora sieci przesyłowej (OSP). Na szczęście uznanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej wydawanej przez OSP i zatwierdzenie przez regulatora jako dokumentu prawnego i podobnie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych, rozwiązało wiele problemów, w tym upoważnienia OSP do zarządzania odcinkami sieci 110 kV, które stanowią zamknięcie systemu przesyłowego mimo że napięciowo i własnościowo do niego nie należą.

Należy zauważyć, że zarówno dla inwestycji wytwórczych, jak i sieciowych, występują nadal **ogólne bariery administracyjne** a zwłaszcza w lokalizacji nowych obiektów energetycznych. Istnieje niezdrowy trend zawyżania wymagań ekologicznych w imię szlachetnych, lecz nieokreślonych bliżej celów. Przykład Kalifornii wskazuje, że może to być jedną z poważnych przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. W Polsce ostatnio ten problem jest szczególnie widoczny. Na fali demokratyzacji i liberalizacji całej gospodarki zapomniano, że powinny istnieć pewne priorytety i konieczność podporządkowywania interesów grupowych interesom ogółu, przede wszystkim w budowie infrastruktury. Tego rodzaju trudności nie są specyficzne tylko dla Polski, gdyż pojęcie NIMBY (Not In My Back Yard) pochodzi właśnie z USA.

Rozszerzanie geograficzne rynku energii do wymiaru europejskiego z pozoru zwiększa bezpieczeństwo dostaw dzięki zwiększonym możliwościom zawierania transakcji. Stawia jednak operatorom systemów przesyłowych trudne wyzwania. Podstawowym jest dostosowanie przepustowości połączeń międzysystemowych do szerokiego obszaru powiązań biznesowych. Poza tym nie rozwiązano do tej pory w wystarczającym stopniu problemu finansowania inwestycji połączeniowych, gdyż nie działają tutaj mechanizmy konkurencji, a jedyną możliwość finansowania budowy takich połączeń z centralnego funduszu europejskiego napotyka na trudności, związane z wadami finansowania budżetowego. Inwestycje komercyjne w tym zakresie nie zdały egzaminu ze względu na duże ryzyko działalności przesyłowej z wykorzystaniem tylko połączeń międzysystemowych.

Na bezpieczeństwo dostaw energii określony wpływ ma **forma własności przedsiębiorstw energetycznych**. Na szczęście europejskie przedsiębiorstwa energetyczne nie dopuściły do realizacji groźnych dla bezpieczeństwa dostaw pomysłów Komisji Europejskiej o obowiązku pełnego własnościowego rozdzielenia przedsiębiorstw sieciowych od dostawczych. Uzyskany kompromis o możliwości tworzenia niezależnych struktur operatora sieci przesyłowej sprawia w realizacji sporo trudności.

W Polsce zdecydowano utrzymywać w strategicznych spółkach pewien poziom regulacji własnościowej Skarbu Państwa również w przedsiębiorstwach sieciowych, które podlegają w całości regulacji prawnej jako przedsiębiorstwa o charakterze monopolu naturalnego. Stwarza to niebezpieczną iluzję, że ewentualne słabe mechanizmy regulacyjne można wzmocnić oddziaływaniem właścicielskim i w ten sposób poprawić bezpieczeństwo energetyczne.

Utrzymanie państwowej własności w tzw. strategicznym zasobie ma pewien sens z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw, ale względy bezpieczeństwa energetycznego nie powinny

jednak być usprawiedliwieniem do wykorzystywania takich przedsiębiorstw jako zaplecza dla partii rządzących.

Istotnym czynnikiem wpływającym na zapewnienie odpowiedniego poziomu i struktury źródeł w systemie jest **pomoc publiczna** świadczona niektórym technologiom. W Polsce pomoc ta świadczona jest w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii i kogeneracji. Realizacja pomocy publicznej dla OZE w Polsce polega na nałożeniu prawnego obowiązku na przedsiębiorstwa sprzedające energię odbiorcom finalnym do posiadania certyfikatów na odpowiedni udział energii w strukturze sprzedaży energii, zakupu certyfikatów zielonych na rynku lub uiszczania opłaty zastępczej. Koszty certyfikatów lub opłat zastępczych są włączane do podstawy ustalania cen dla odbiorców finalnych. Ten skomplikowany system nie daje możliwości sterowania tempem rozwoju OZE ani kosztami zielonej energii ze względu na zmienność cen certyfikatów na rynku wywołaną sposobem określania zapotrzebowania na energię z OZE w oparciu o prognozy. W projekcie nowej ustawy o OZE przewiduje się modyfikację tego systemu jednak przez wprowadzenie dodatkowo aukcji dla nowych inwestycji zielonych. Nie ma gwarancji, że ten nowy system usprawni sterowanie rozwojem OZE i kogeneracji.

Niekontrolowany rozwój OZE powoduje wypieranie energii produkowanej w warunkach rynkowych przez subsydiowaną energię zieloną. Efekt ten jest szczególnie widoczny w Niemczech. Cena energii na rynku spada, co zagraża długoterminowemu bezpieczeństwu dostaw, gdyż nie ma rynkowych bodźców do inwestowania w źródła systemowe, których udział w strukturze źródeł decyduje o bezpieczeństwie działania systemu. Z tego względu system pomocy publicznej powinien umożliwiać efektywne sterowanie tempem rozwoju OZE, zwłaszcza niesterowalnych (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika), aby nie stwarzać zagrożenia dla rozwoju niezbędnych źródeł systemowych.

2. Dostępność nośników energii pierwotnej

Długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii zależy w dużym stopniu od dostępności nośników energii pierwotnej, które przetwarza elektroenergetyka. Na szczęście w większości przypadków o dostępności decydują ceny poszczególnych nośników, a nie bezwzględne możliwości dostaw. Pewnym wyjątkiem jest gaz ziemny i węgiel brunatny, gdyż o możliwościach pozyskania tych nośników decyduje w dużym stopniu infrastruktura techniczna i logistyczna, której przygotowanie wiąże się z kapitałochłonnymi inwestycjami.

W prognozowanej strukturze paliwowej krajowej energetyki nadal dominującą rolę będzie odgrywał **węgiel kamienny**. Ostatnio jednak zbyt dużą wagę przywiązuje się do zapewnienia dostępności krajowego węgla kamiennego pomijając możliwości jego wydobycia po konkurencyjnych kosztach. Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego według stanu na 31.12.2012 rok wynoszą około 48 mld ton. Prawie 1/3 zasobów to węgla energetyczne. Zasoby żużły zagospodarowanych stanowią obecnie około 40% zasobów bilansowych. Wobec braku dostatecznych możliwości inwestycyjnych od początku lat dziewięćdziesiątych następuje i będzie następował spadek krajowego wydobycia węgla. Decydującym czynnikiem są i będą

wzrastające koszty wydobycia. Na szczęście dla energetyki istnieją możliwości importu tego paliwa. Na światowym rynku surowiec ten powinien będzie dostępny w długim okresie, a jego cena powinna być stabilna. Bieżące informacje o stanie zasobów węgla na świecie są optymistyczne i wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinny wystarczyć na około 200 lat.

O rozwoju energetyki na węglu kamiennym nie decyduje zatem ani jego dostępność, ani cena na rynku. Decydować będą ceny uprawnień do emisji CO₂. Jeśli te ceny przewyższą poziom 15 €/tCO₂, to energetyka węglowa nie może być konkurencyjna wobec energetyki jądrowej [4].

O pozycji **węgla brunatnego** w krajowej energetyce oprócz cen uprawnień do emisji CO₂ będzie decydować jego dostępność w kraju, gdyż surowiec ten nie występuje na rynku światowym. Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego według stanu na 31.12.2012 rok wynoszą około 23 mld t. Geologiczne zasoby bilansowe w złożach zagospodarowanych wynoszą około 1,6 mld t. Szacuje się, że przy obecnym rocznym wydobyciu węgla brunatnego (ok. 60 mln t/rok), wystarczalność złóż obecnie zagospodarowanych w Polsce wyniesie około 28 lat, co oznacza, że nie powinny wystąpić problemy z zaspokojeniem potrzeb istniejących elektrowni opalanych tego rodzaju paliwem w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Należy mieć nadzieję, że uda się pokonać problemy ekologiczne z otwarciem dostępu do nowych złóż i nowe odkrywki w rejonie Gubina i Legnic będą uruchomione po 2025 r. Uruchomienie eksploatacji z tych odkrywek jest warunkiem budowy nowych elektrowni opalanych węglem brunatnym, co ma ogromne znaczenie dla długofalowego bezpieczeństwa dostaw. Jest to jedno z najpoważniejszych wyzwań o charakterze politycznym, gdyż energetyka na węglu brunatnym jawi się jako bardzo istotny element bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, co potwierdza przykład Niemiec, gdzie budowane są nowe jednostki na węgiel brunatny mimo intensywnego rozwoju energetyki odnawialnej.

Gaz ziemny ma znaczenie przede wszystkim dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła i dla źródeł szczytowych i rezerwujących niestabilne źródła energii, jakimi są elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Zasoby krajowe gazu ziemnego stanowią istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw uzupełnienie gazu importowanego lecz dla całości elektroenergetyki mają ograniczone znaczenie. Największa część krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny pokrywana jest bowiem dostawami z zagranicy. Import gazu do Polski wyniósł w 2012 r. 11,6 mld m³ z czego największą część (odpowiednio 85% i 80% całkowitego importu) stanowiły dostawy z kierunku wschodniego. Odbywają się one na podstawie długoterminowego kontraktu z dnia 25 września 1996 r. stanowiącego realizację Porozumieniu między Rządem RP a Rządem FR o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium RP i dostawach gazu rosyjskiego do RP, z dnia 25 sierpnia 1993 r. (z późniejszymi aneksami). Kontrakt ten obowiązuje do 2022 r. i stanowi, że poziom dostaw z tego kierunku będzie wynosił 10,25 mld m³ rocznie w latach 2012–2022.

Prowadzone są działania zmierzające do dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego. Należy do nich przede wszystkim budowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu (realny termin zakończenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji określany jest na 2015 r. Początkowa zdolność regazyfikacyjna terminalu planowana jest na 5 mld m³, z możliwością zwiększenia do 7,5 mld m³). Poza tym prowadzona jest rozbudowa połączeń

krajowego systemu przesyłowego z systemami krajów sąsiadujących oraz fizycznego rewersu na gazociągu jamalskim (2,3 mld m³ rocznie). Niezależnie kontynuowane są prace związane ze zwiększeniem wydobycia krajowego). Odrębnym zagadnieniem jest prowadzenie prac nad rozpoznaniem i przygotowaniem do eksploatacji złóż gazu niekonwencjonalnego, co może teoretycznie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw tego surowca, natomiast nie ma podstaw, aby liczyć na niższe ceny gazu wydobywane w tej technologii w Polsce.

Paliwo jądrowe nie jest krytycznym elementem bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej dla elektroenergetyki, gdyż jest ono powszechnie dostępne na rynku światowym. Dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych na sześćfluorek uranu oraz zdolności zakładów wzbogacania i produkcji elementów paliwowych do reaktorów. Poza tym małe ilości tego paliwa o bardzo wysokiej koncentracji energetycznej umożliwiają tworzenie zapasów na wiele lat eksploatacji jednostek jądrowych.

Dostawy **biomasy** mogą okazać się krytyczne dla bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej dla jednostek na to paliwo, jeśli ich udział w strukturze źródeł będzie nadmierny. Wysokie koszty tego paliwa i konieczność wspierania rozwoju tych źródeł ze środków publicznych będą naturalnymi czynnikami ograniczającymi rozwój tej technologii mimo politycznych nacisków w imię propagowania zrównoważonego rozwoju. Z tego względu w całości zagadnienia bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej biomasa nie powinna być problemem.

Podsumowanie

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jest najważniejszym wyzwaniem dla Polski w najbliższej i dalszej perspektywie. Jest to ważny priorytet w całości zagadnień bezpieczeństwa energetycznego, które obejmuje również rynek i ekologię. O bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej będzie decydować wystarczalność mocy źródeł i przepustowości sieci przesyłowej oraz sieci dystrybucyjnych. Zapewnienie tej wystarczalności wymaga dostosowania prawa, w tym przede wszystkim energetycznego. Obok rozwoju rynku energii należy pilnie uruchomić możliwości uzyskiwania przychodów za moc oferowaną w systemie z odpowiednimi instrumentami umożliwiającymi powstawanie inwestycji kapitałochłonnych, jakimi mogą być kontrakty różnicowe lub długoterminowe, zawierane z odbiorcami energii.

Literatura

- [1] Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE S.A., 2013 r.
- [2] Ministerstwo Gospodarki, Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r.
- [3] POREBA, S. 2014. Wyniki prac w zakresie wdrożenia rynku mocy w Polsce, referat na posiedzenie PK ŚRE w dniu 26 czerwca 2014 r.
- [4] DUDA, M. 2011. Polityka energetyczna a ceny energii elektrycznej, referat na konferencji REE 2011, *Rynek Energii* nr 2.

Mirosław DUDA, Hanna MIKOŁAJUK, Sławomir SKWIERZ, Igor TATAREWICZ

Electricity Supply Security Issues on the Liberalized Power Market

Abstract

The paper analyzes issues related to electricity supply security under conditions created within the Polish power competitive market. Power plants and grid capacity adequacy and availability of primary energy sources have been discussed as the most important factors in assuring the secure functioning of the power system. A need for energy law amendments has been indicated to create a system enabling payments for the power capacity offered to the system which should enhance investors to build new sources. Also a need for modification of the public support system has been indicated to make the system sufficiently transparent to control the pace of the development of RES, especially those not controlled by the operator, to limit their averse impact on the functioning of market based sources which are necessary to maintain security of the power system functioning.

KEY WORDS: energy supply security, power investments, public support

