



POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL

2018 ♦ Tom 21 ♦ Zeszyt 1 ♦ 5–20

ISSN 1429-6675

Tomasz MOTOWIDLAK*

Dylematy Polski w zakresie wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej

STRESZCZENIE: Znaczący udział węgla w strukturze wytwarzania energii oraz duża zależność od importu gazu z Federacji Rosyjskiej sprawiają, że Polska podejmuje działania i inicjatywy dotyczące sektora energetycznego, które nie wynikają z polityki energetycznej UE, a w wielu przypadkach przeszkadzają nawet realizacji jej zasadniczych celów. Mają one służyć głównie obronie suwerenności energetycznej oraz utrzymaniu cen energii na możliwie niskim poziomie. W artykule zidentyfikowano te działania i inicjatywy oraz wykazano, że dotyczą one przede wszystkim kształtowania struktury wytwarzania energii oraz funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu. Przedstawiono podstawowe zależności zachodzące między nimi a realizacją celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym i unijnym. Sformułowane wnioski obejmują efekty wpływu tych działań i inicjatyw na osiąganie celów tej polityki w obu wspomnianych wymiarach.

SŁOWA KLUCZOWE: polityka energetyczna UE i Polski, bezpieczeństwo energetyczne Polski, rynek energii elektrycznej i rynek gazu w Polsce

Wprowadzenie

Polityka energetyczna Unii Europejskiej (UE) jest zorientowana na osiągnięcie trzech zasadniczych celów, tj. na utrzymanie cen energii na możliwie niskim poziomie (cel R), na minima-

* Dr hab. inż., prof. UŁ – Katedra Biznesu i Handlu Międzynarodowego, Uniwersytet Łódzki, e-mail: tmotowid@uni.lodz

lizację szkodliwych dla środowiska konsekwencji funkcjonowania technologii energetycznych (cel E) oraz na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w wymiarze krótko- i długoterminowym (cel B). Polityka ta stanowi bazę do formułowania krajowych strategii energetycznych państw członkowskich UE, które mają im pozwolić na osiągnięcie jej celów. Zatem ich realizacja w wymiarze krajowym ma się przyczynić do ich spełnienia w wymiarze unijnym.

W zakresie wytwarzania energii „wytyczne” wynikające z polityki energetycznej UE dla krajowych strategii energetycznych państw członkowskich UE zakładają m.in. dywersyfikację źródeł dostaw energii oraz rozwój kogeneracji i niskoemisyjnych technologii jej wytwarzania, w tym technologii odnawialnych. Istotnym elementem tej polityki jest dążenie do zwiększenia efektywności procesów wytwarzania energii. Strategie tych państw uwzględniają także narzucony tą polityką kierunek zakładający wprowadzenie konkurencji na rynki energii i rozwój międzynarodowego handlu energią, któremu ma sprzyjać rozbudowa połączeń transgranicznych.

Dotychczasowe doświadczenia wielu państw członkowskich UE, wynikające z wdrażania polityki energetycznej UE, wskazują, że w wielu przypadkach jej cele są wzajemnie antagonistyczne. Kosztowne są bowiem np. działania na rzecz ograniczania emisji CO₂ przez sektor wytwarzania energii oraz dywersyfikacji źródeł jej dostaw. Dlatego też niekorzystny jest ich wpływ na osiąganie celu, zakładającego utrzymanie cen energii na możliwie niskim poziomie.

Niejednoznaczne są dotychczasowe efekty rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). Ze względu na ich niestabilny charakter problematyczne jest oparcie na nich bezpieczeństwa energetycznego. Konieczność jednoczesnego utrzymywania w stanie gotowości i włączania konwencjonalnych jednostek wytwórczych tłumi ekologiczne efekty wykorzystania OZE. Wobec wsparcia rozwoju OZE oraz częstych zmian obciążenia tych jednostek rosną koszty energii. Preferencyjne traktowanie jednostek OZE powoduje, że wypierają one z rynku stabilne jednostki konwencjonalne, będące ostoją bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto częste są przypadki negatywnego wpływu OZE na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Polska, głównie ze względu na oparte na węglu wytwarzanie energii, jest jednym z państw członkowskich UE, dla którego spełnienie celów polityki energetycznej UE stanowi szczególne wyzwanie. Mimo spadku z 94,5 w 1995 r. do 80,5% w 2016 r. (Raport KSE 2016) udziału węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, pozostanie on przynajmniej do 2030 roku zasadniczym elementem tej struktury (Bukowski i Śniegocki 2011). Ze względu na stosunkowo niskie koszty wytwarzania energii elektrycznej i możliwość zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego na podstawie rodzimych zasobów surowców, utrzymanie roli węgla w energetyce jest w interesie gospodarczym i politycznym naszego kraju. W tych okolicznościach trudne jest osiągnięcie celów polityki energetycznej UE przy pomocy działań i środków, które nie budziłyby dyskusji i byłyby w pełni aprobowane przez Komisję Europejską (KE).

Celem artykułu jest identyfikacja zasadniczych działań i inicjatyw Polski, bezpośrednio ukierunkowanych na osiągnięcie celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym. Determinuje on hipotezę badawczą, w myśl której efekty tych działań i inicjatyw są zasadniczo niekorzystne (lub co najwyżej neutralne) dla realizacji celów tej polityki w wymiarze unijnym.

Hipotezę tę zweryfikowano posługując się analizą opisową oraz przyczynowo-skutkową. Pierwsza z tych analiz pozwoliła na określenie problematyki badań i rozpoznanie podstawowych zależności w jej obrębie, zaś druga na przypisanie efektów wspomnianym działaniom i inicjatywom Polski.

1. Polska wobec wdrażania polityki energetycznej UE

Głównie ze względu na dominację rodzimego węgla w wytwarzaniu energii oraz dużą zależność od importu gazu z Federacji Rosyjskiej elastyczność Polski w zakresie formułowania krajowej strategii energetycznej jest znacznie niższa niż w przypadku większości państw członkowskich UE. Nierzadko elastyczność ta nie pozwala na taki dobór działań w ramach tej strategii, który zapewniłby jednoczesną realizację celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym i unijnym. Działania i inicjatywy bezpośrednio zorientowane na osiągnięcie tych celów w wymiarze krajowym dotyczą przede wszystkim kształtowania struktury wytwarzania energii elektrycznej oraz funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu (tab. 1).

W zakresie kształtowania struktury wytwarzania energii elektrycznej dla Polski istotna jest budowa elektrowni węglowych (działanie CTW), porzucenie planów uruchomienia instalacji CCS (*Carbon Capture and Storage*) (działanie CCS), zwiększenie zdolności pochłaniania CO₂ przez ekosystemy (działanie LAS) oraz ograniczenie wsparcia dla mało stabilnych jednostek odnawialnych (działanie OZE). Z punktu widzenia Polski, np. działanie CTW prowadzi do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego na podstawie wykorzystania rodzimych zasobów surowców energetycznych. Jednak nie jest ono spójne z polityką energetyczną UE, która zakłada dekarbonizację źródeł energii.

Prawidłowe funkcjonowanie krajowych rynków energii elektrycznej i gazu, zapewniające spełnienie celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym, mogą przynieść działania i inicjatywy naszego kraju zmierzające do wyeliminowania kołowych przepływów energii elektrycznej z Niemiec (działanie KOŁ), ograniczenia importu energii elektrycznej z Litwy (działanie LIM), a także powściągliwość w kwestii budowy interkonektorów gazowych na granicy południowej (działanie BIG).

Zasadniczymi motywami podjęcia przez Polskę, np. działania KOŁ, jest zwiększenie wymiany energii elektrycznej z Niemcami oraz redukcja kosztów funkcjonowania i utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego. Jednak działanie to prowadzi jednocześnie do demontażu regionalnego rynku energii elektrycznej Niemiec i Austrii, który KE traktuje jako istotny element w procesie budowy jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej UE.

TABELA 1. Działania Polski zmierzające do realizacji celów polityki energetycznej UE i odbiegające od założeń Komisji Europejskiej

TABLE 1. Poland's actions aiming at meeting EU energy policy objectives and deviating from the European Commission's objectives

Lp.	Działania Polski	Motywy działań Polski	Element strategii Unii Europejskiej
1	2	3	4
1.	Rozwój czystych technologii węglowych (CTW)	wykorzystanie rodzimych zasobów surowców energetycznych poprawa efektywności wytwarzania energii ochrona klimatu zapewnienie stabilności systemu elektroenergetycznego poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	dekarbonizacja źródeł energii
2.	Zaniechanie budowy instalacji CCS (CCS)	uniknięcie ryzyka związanego z eksploatacją technologii CCS uniknięcie wysokich kosztów inwestycyjnych i operacyjnych instalacji CCS wylimitowanie ryzyka wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej	rozwój niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii
3.	Wzrost zdolności absorpcji CO ₂ przez ekosystemy (LAS)	wykorzystanie rodzimych zasobów leśnych zalesianie zdegradowanych gruntów rolnych stworzenie mechanizmu redukcji emisji CO ₂ , opartego na wykorzystaniu łatwo dostępnych zasobów naturalnych, stanowiącego alternatywę dla technologii CCS	zwiększanie powierzchni lasów i łąk (brak regulacji unijnych)
4.	Zahamowanie rozwoju OZE (OZE)	kontrola skali i kierunków rozwoju OZE redukcja kosztów wsparcia rozwoju OZE preferencje dla stabilnych źródeł energii rozwój klastrów energii ograniczenie uciążliwości związanych z funkcjonowaniem elektrowni wiatrowych utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego i poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	rozwój OZE: osiągnięcie 20% udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym UE w 2020 r. i 27% w 2030 r.
5.	Wylimitowanie kołowych przepływów energii elektrycznej z Niemiec (KOŁ)	zmniejszenie kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zwiększenie zdolności przesyłowych węzłów transgranicznych do komercyjnego wykorzystania utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego i poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej Niemiec i Austrii

TAB. 1 cd.

TAB. 1 cont.

1	2	3	4
6.	Ograniczenie importu energii elektrycznej z Litwy (LIM)	ochrona konwencjonalnych wytwórców energii elektrycznej przed napływem tańszej energii z Rosji, Białorusi i Szwecji	rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej państw bałtyckich synchronizacja systemów elektroenergetycznych tych państw z UCTE
		utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego	
		ochrona górnictwa węgla kamiennego	
7.	Powściągliwość w kwestii budowy interkonektorów gazowych na granicy południowej (BIG)	synchronizacja budowy interkonektorów na granicach z Czechami i Słowacją z ukończeniem gazowego projektu Bramy Północnej	rozwój jednolitego rynku gazu w UE budowa korytarza gazowego północ – południe
		ochrona rynku krajowego przed napływem gazu z Rosji	

Źródło: opracowanie własne.

2. Działania i inicjatywy Polski dotyczące struktury wytwarzania energii elektrycznej

2.1. Rozwój czystych technologii wykorzystania węgla

Polska, obok Danii, Estonii i Rumunii, należy do grona państw członkowskich UE, które w najmniejszym stopniu są zależne od importu paliw kopalnych. Jednak na skutek spadku wydobycia węgla kamiennego i jego udziału w strukturze wytwarzania energii elektrycznej wskaźnik zależności energetycznej naszego kraju wzrósł z 0,8 w 1990 r. do 29,3% w 2015 r. Dla UE wartość tego wskaźnika wzrosła w tym okresie z 44,2 do 54,1%, a zależność od importu paliw kopalnych osiągnęła w 2015 r. poziom 73% i była o 20,0 pkt. proc. wyższa niż w 1990 r. Wartość obu tych wskaźników wzrosła, mimo iż UE wydała już około bilion euro na rozwój OZE (Energy consumption... 2017).

Aby zapewnić możliwie niskie ceny energii elektrycznej i nie zwiększać zależności od importu surowców energetycznych, Polska rozpoczęła budowę elektrowni węglowych. W gospodarczym i politycznym interesie naszego kraju leży bowiem wykorzystanie rodzimych zasobów energetycznych, które gwarantują mu bezpieczeństwo energetyczne. Gwałtowna rezygnacja z węgla lub raptowne ograniczenie jego zużycia mogłoby bowiem poważnie zagrozić temu bezpieczeństwu. Jednak strategia energetyczna Polski zakłada spadek znaczenia węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, co odpowiada założeniom polityki energetycz-

nej UE. W 2030 r. w Polsce moc elektrowni na węgiel kamienny ma wynieść tylko niespełna 13 000 MW, zaś 6000 MW na węgiel brunatny, a udział węgla w tej strukturze ma wynieść około 60%, tj. około 20 pkt. proc. mniej niż obecnie (Mainstreaming RES... 2017).

Budowa elektrowni węglowych ma korzystnie wpłynąć na środowisko przyrodnicze. Średnia sprawność wznoszonych w Kozienicach, Opolu, Jaworznie i Turowie bloków energetycznych o łącznej mocy niespełna 4000 MW przekracza bowiem 45% i o ponad 10 pkt. proc. przewyższa średnią sprawność, eksploatowanych obecnie w polskim systemie elektroenergetycznym, starych bloków. Zastosowanie najnowszych i najlepszych na rynku rozwiązań technologicznych, pozostających w zgodzie z BAT (*Best Available Technology*), przełoży się na znaczącą redukcję emisji pyłów i gazów. Dzięki sprawności rzędu 45% nowe bloki będą bowiem emitować o około 20% mniej CO₂ na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej w porównaniu do starych bloków o podobnej mocy i o sprawności rzędu 35%. Jeszcze bardziej korzystnie wypada porównanie parametrów ekologicznych nowego bloku węglowego o mocy 950 MW z parametrami wysłużonych bloków o mocy 200 MW, które w ilości około 50 zapewniają aktualnie bezpieczeństwo energetyczne kraju. Nowy blok będzie bowiem emitował nie tylko o około 69% mniej CO₂, ale także o około 77% mniej pyłów, o około 70% mniej SO₂ i o około 83% mniej NO_x (Kasztelewicz 2015). Eksploatacja tych bloków energetycznych może zatem spowodować, że Polska znacząco przyczyni się do osiągnięcia celu wynikającego z II pakietu klimatyczno-energetycznego UE, zakładającego 40% redukcji emisji CO₂ do 2030 r. w skali UE.

Bezpieczeństwo energetyczne, oparte na własnym surowcu, może zapewnić Polsce technologia zgazowania węgla, która może zostać wykorzystana zarówno w energetyce, jak i w przemyśle chemicznym. Gaz syntezowy, uzyskiwany jako produkt zastosowania tej technologii, stanowi bowiem surowiec do wytwarzania energii elektrycznej, ciepłej oraz paliw ciekłych, metanolu i wodoru. Jego wykorzystanie może przyczynić się do osiągnięcia przez Polskę pozostałych dwóch celów polityki energetycznej UE. Jak pokazują wyniki eksperymentów przeprowadzonych w Australii, energia elektryczna uzyskana z gazu powstałego w technologii podziemnego zgazowania może być o 50% tańsza od energii wytwarzanej w obecnie stosowanych klasycznych układach spalania węgla (Baca-Pogorzelska 2010). Technologia zgazowania węgla wiąże się także ze znacznie niższą emisją CO₂, SO_x i NO_x niż podczas konwencjonalnego spalania (Kumor 2017). Pozwala także na efektywne wykorzystanie głęboko zalegających lub częściowo wyeksploatowanych złóż węgla. W Polsce prowadzone są aktualnie analizy dotyczące budowy dwóch jednostek węglowych w technologii IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) o mocy 500 MW każda. Pierwsza z nich ma powstać na terenie elektrowni Dolna Odra, zaś druga w Łęcznej.

2.2. Zaniechanie budowy instalacji CCS

W Polsce uruchomienie instalacji CCS było planowane przez Polską Grupę Energetyczną SA (PGE SA) i Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA (ZAK SA). W tej drugiej spółce instalacja CCS, obok instalacji zgazowania węgla, miała być elementem projektu zeroemisyjnego kompleksu ener-

go-chemicznego, w ramach którego planowano wybudować elektrownię poligeneracyjną o mocy 309 MW. W myśl dyrektywy 2009/31/UE „w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla” (Directive... 2009), wdrożonej do polskiego ustawodawstwa 24 listopada 2013 r. (Ustawa... 2013) instalacje CCS traktowane są jako jeden z zasadniczych potencjalnych instrumentów, umożliwiających wykorzystanie węgla do wytwarzania energii elektrycznej z jednoczesnym ograniczeniem emisji CO₂. Mimo znacznego dofinansowania budowy obu instalacji z budżetu UE zarówno PGE SA, jak i ZAK SA zrezygnowały z niej ze względu na wysokie jej koszty, jak i ich konsekwencje zarówno dla nich samych, jak i dla gospodarki.

Można sądzić, że decyzję PGE SA determinowało przekonanie o priorytecie zapewnienia bezpiecznych dostaw energii elektrycznej po możliwie niskiej cenie, nad walką ze zmianą klimatu. Wydaje się, że obie spółki uznały, że do redukcji emisji CO₂ należy podchodzić elastycznie, a nie na zasadzie rygorystycznego planu, który trzeba zrealizować bez względu na koszty. Ponadto instalacje CCS przestały już być postrzegane jako przyszłość energetyki węglowej. W dobie dynamicznego rozwoju OZE o wiele istotniejszymi parametrami technologicznymi elektrowni węglowych stały się ich elastyczność i sprawność (Koblańska i Derski 2016).

Szacuje się, że nakłady inwestycyjne elektrowni węglowych z instalacjami CCS wzrosną co najmniej o 1/3, natomiast koszty wytwarzania energii elektrycznej w takich elektrowniach nawet o 2/3. Koszt składowania 1 tony CO₂ w ramach technologii CCS wynosi około 60 euro, podczas gdy cena pozwolenia na emisję 1 tony CO₂, według notowań giełdy EEX AG (*European Energy Exchange AG*), wynosiła w marcu 2017 r. 5,55 euro, a prognozy KE wskazują, że nie powinny one przekroczyć poziomu 30 euro. Niektóre opracowania podają, że koszt instalacji CCS wraz z przesyłaniem i zatłaczaniem może spowodować, w warunkach polskich, wzrost jednostkowego kosztu tego wytwarzania w granicach 100–170 zł/MWh. Instalacje CCS obniżają sprawność bloków energetycznych o około 10 pkt. proc., co wynika z ich wysokiej energochłonności. Ubytek sprawności tego rzędu należy uznać za bardzo wysoką stratę, trudną do akceptacji w warunkach promowania poprawy efektywności energetycznej i oszczędzania energii (Jeżewski 2011).

2.3. Rozwój leśnych gospodarstw węglowych

Opierając swoje bezpieczeństwo energetyczne na wykorzystaniu rodzimych zasobów węgla i porzucając plany budowy instalacji CCS, Polska zamierza chronić klimat poprzez zwiększanie zdolności pochłaniania CO₂ przez ekosystemy, szczególnie leśne i towarzyszące obszarom zurbanizowanym. Nasz kraj prezentował tę koncepcję w grudniu 2015 r. na konferencji COP-21 (*Conference of Parties*). Polska należy bowiem do najbardziej zalesionych państw członkowskich UE. Lasy pokrywają ponad 9 mln ha, tj. około jednej trzeciej powierzchni naszego kraju. Przyjmując, że jeden hektar lasu pochłania 9 mln ton CO₂, lasy są w stanie pochłonąć rocznie prawie 30% emisji CO₂ naszego kraju. Ponadto w Polsce jest ponad 2 mln hektarów ubogich gleb, niegwarantujących opłacalnej produkcji rolnej, które, w razie zadrzewienia, mogą być źródłem dodatkowego pochłaniania CO₂ (Pawłowski i Pawłowska i in 2017).

Działania Polski zmierzają zatem w kierunku wykorzystania rodzimych i łatwo dostępnych zasobów naturalnych w celu stworzenia własnego mechanizmu redukcji CO₂. Mechanizm ten jest dodatkowo efektywny ekonomicznie, ponieważ koszt, pochłoniętej przez las jednej tony CO₂, wynosi tylko 3 euro. W przypadku jego uwzględnienia w systemie EU ETS (*Emission Trading Scheme*), o co zabiega Polska, absorpcja CO₂ przez polskie leśne gospodarstwa węglowe mogłaby pomóc naszemu krajowi w wywiązaniu się ze swoich limitów emisji CO₂ w ramach tego systemu, co zwiększyłoby szanse na zachowanie przez węgiel charakteru strategicznego zasobu energetycznego.

2.4. Ograniczenie rozwoju odnawialnych źródeł energii

Wbrew głównemu nurtowi polityki energetycznej UE Polska podjęła działania mające na celu ograniczenie dynamiki rozwoju lądowej energetyki wiatrowej. Wraz z rosnącym udziałem energii pochodzącej z niestabilnych źródeł, coraz bardziej problematyczne staje się utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego i zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Istotnym hamulcem rozwoju lądowej energetyki wiatrowej były zapisy Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r. Wynikający z niej wymóg przestrzegania przez inwestorów minimalnej odległości nowych turbin wiatrowych, od zabudowań mieszkalnych i obszarów szczególnie cennych z przyrodniczego punktu widzenia, na poziomie odpowiadającym dziesięciokrotności ich wysokości spowodowało wstrzymanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. Ustawa istotnie zwiększyła także podstawę opodatkowania tych turbin podatkiem od nieruchomości. Rządowy projekt nowelizacji Ustawy OZE z czerwca 2017 r. przewidywał ponowne opodatkowanie tym podatkiem jedynie elementów budowlanych tych turbin, a więc ich najmniej kapitałochłonne komponenty. Aktualnie obowiązujący zapis, zgodnie z przepisami Prawa budowlanego, traktuje turbiny wiatrowe jako budowle, łącznie z wirnikiem i łopatom, które stanowią 85–90% wydatków inwestycyjnych ogółem. Wspomniana Ustawa nakazała także operatorom turbin wiatrowych uzyskiwanie, nie rzadziej niż co dwa lata, decyzji Urzędu Dozoru Technicznego (UDT) o dopuszczeniu ich do eksploatacji oraz ponoszenie kosztów czynności UDT, które mogły sięgnąć 1% wartości inwestycji (*Wybrane efekty... 2016*).

Wynikający z polityki energetycznej UE cel, zakładający rozwój OZE, ma być w Polsce realizowany w znacznie większym stopniu niż dotychczas, w wyniku wykorzystania biomasy (w tym także w drodze jej współspalania z węglem w dedykowanych instalacjach), biogazu oraz wód geotermalnych, tj. źródeł odnawialnych, pozwalających na wytwarzanie energii w sposób stabilny i przewidywalny. Promowaniu tych źródeł służy system aukcyjny, wprowadzony nowelizacją Ustawy o OZE z dnia 22 czerwca 2016 r. (*Ustawa OZE*). Zasady tego systemu preferują bowiem głównie źródła wytwarzania energii oparte na spalaniu biomasy produkowanej lokalnie, tj. w odległości co najwyżej 300 km od tego źródła. Dla biogazowni rolniczych, w nowym systemie aukcyjnym, wydzielono obowiązek zakupu świadectw pochodzenia, tzw. niebieskich certyfikatów, dla których wyznaczono najwyższą cenę referencyjną. Stworzenie osobnego „ko-

szyska aukcyjnego” dla (stosunkowo drogie) projektów tych biogazowni ma spowodować, że nie będą one musiały konkurować z innymi technologiami.

Z danych Urzędu Regulacji Energetyki wynika, że w okresie I kwartału 2017 r. znacznie spadła dynamika inwestycji OZE w Polsce. W okresie tym zdolności wytwórcze instalacji OZE wzrosły jedynie o niecałe 26 MW, w tym lądowych elektrowni wiatrowych o 5,82 MW. Dla porównania, w analogicznym okresie 2016 r. moc tych elektrowni zwiększyła się o 850 MW. Aż 70% farm wiatrowych w Polsce przyniosło w 2016 r. straty w wysokości kilkunastu milionów złotych każda. Z tytułu tych strat i spadku wartości wiatraków PGE SA odpisała 587 mln zł, Energa SA – 552 mln zł, Tauron Polska Energia SA – 281 mln zł, Polenergia SA – 135 mln zł, zaś Enea SA – 49 mln zł (Gajowiecki 2016).

Polska odpowiada na założenia polityki energetycznej UE, w zakresie OZE, koncepcją rozwoju klastrów energii, tj. lokalnych kooperatyw energetycznych (Popczyk 2017). Koncepcję tę, jako jeden z priorytetów, wpisano do Ustawy OZE. Dążenie do bilansowania wytwarzania i konsumpcji energii w obrębie tych klastrów wymaga bowiem wykorzystania różnych OZE, w tym także niestabilnych. Ciągłość dostaw energii może zapewnić np. równoległe funkcjonowanie, wzajemnie uzupełniających się biogazowni, wiatraków i ogniw fotowoltaicznych. W ten sposób klastry energii, mimo bazowania na OZE, mogą się stać przewidywalnym źródłem energii, które nie potrzebuje rezerwy mocy. Realizacja koncepcji tych klastrów sprzyja nie tylko rozwojowi OZE i osiągnięciu celów klimatycznych polityki energetycznej UE w Polsce, ale także wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Ponadto dla uczestników klastrów energii znacznemu ograniczeniu mogą ulec opłaty przesyłowe i marże sprzedawców, co korzystnie wpłynie na ceny energii (Koncepcja funkcjonowania... 2017).

3. Działania i inicjatywy Polski dotyczące funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu

3.1. Działania na rzecz wyeliminowania przepływów kołowych energii elektrycznej na granicy polsko-niemieckiej

Dla Polski dużym dylematem w zakresie wdrażania polityki energetycznej UE jest dobór działań na rzecz budowy jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej UE. Działania podejmowane na rzecz uzyskania kontroli nad przepływami energii elektrycznej z Niemiec mają bezpośrednie przełożenie na funkcjonowanie i rozwój regionalnego rynku energii elektrycznej Europy Centralno-Wschodniej (ECW), wpływając jednocześnie na regionalne rynki Europy Centralno-Południowej (ECP), Europy Centralno-Zachodniej (ECZ) oraz na rynek nordycki.

Z inicjatywy Polski, na mocy opinii unijnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (*Agency for Cooperation of Energy Regulators, ACER*) z dnia 23.09.2015 r., na dwie

odrębne strefy cenowe zostanie podzielony, wspólny rynek energii elektrycznej Niemiec i Austrii (Piszczatowska 2017). Urząd Regulacji Energetyki (URE) odwołał się do ACER, podnosząc negatywne efekty funkcjonowania tego rynku dla polskiego systemu elektroenergetycznego. Efekty te wynikają z niekontrolowanych przepływów (tzw. przepływów kołowych) energii elektrycznej przez ten system, wytwarzanej przez niemieckie farmy wiatrowe.

Przyczyną przepływów kołowych są transakcje wymiany energii elektrycznej między Niemcami i Austrią, zawierane bez ograniczeń i bez koordynacji z krajami sąsiednimi. Energia ta przepływa do Austrii „drogą wschodnią” przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry i przez Belgię, Holandię i Francję, tj. „drogą zachodnią”, ponieważ połączenia austriacko-niemieckie nie mają wystarczającej zdolności przesyłowej do przyjęcia wszystkich przepływów wynikających z realizacji tych transakcji.

Dla Polski przepływy kołowe oznaczają brak możliwości udostępniania zdolności przesyłowych importowych lub eksportowych uczestnikom rynku energii elektrycznej, a przez to wykorzystania transgranicznych połączeń polsko-niemieckich do realizacji transakcji handlowych, np. importu energii z Niemiec (Derski i Zasuń 2016). Od polskiego operatora systemu przesyłowego przepływy te wymagają poniesienia znacznych kosztów działań zaradczych, np. stosowania mechanizmów CBR (*Cross Border Redispatching*) i MTR (*Multilateral Redispatching*). Mechanizm CBR obejmuje działania operatorów systemów przesyłowych graniczących ze sobą państw, mające na celu spowodowanie przepływów energii elektrycznej w kierunku odwrotnym do przepływów będących efektem zawartych transakcji rynkowych lub przepływów nieplanowych, zaś w mechanizm MTR zaangażowani są także operatorzy systemów przesyłowych z innych państw. Tylko w 2015 r. na potrzeby mechanizmu CBR polskie elektrownie wytworzyły dodatkowo 1,5 TWh energii elektrycznej, co kosztowało ponad 200 mln zł (Derski 2016). Wobec rosnącej skali przepływów kołowych potrzeby te są coraz większe. Od czerwca do września 2015 r. ilość energii, koniecznej do ograniczenia tych przepływów była siedem razy większa niż w tym samym okresie 2014 r. i aż 78 razy większa niż latem 2013 r. (Zasuń i Derski 2016).

Brak wystarczających zdolności przesyłania energii elektrycznej z północnych Niemiec do Austrii, powodujący większe jej przepływy przez sieci państw sąsiednich, stwarza ryzyko blackoutu w Europie. Było ono ekstremalnie wysokie np. w sierpniu i wrześniu 2015 r., kiedy, wskutek tych przepływów, polski system elektroenergetyczny, będący istotnym elementem UCTE (*Union for the Coordination of Electricity Transmission*), nie spełniał kilka razy kryterium N-1, tj. podstawowej zasady bezpieczeństwa pracy sieci energetycznych.

Z kolei podział rynku energii elektrycznej Niemiec i Austrii na strefy cenowe i wyeliminowanie przepływów kołowych będzie się wiązało z kosztami w wysokości 100 mln euro rocznie. Źródłem tych kosztów będzie wzrost cen energii elektrycznej w Austrii o około 15%, wynikający z ograniczenia napływu stosunkowo taniej energii odnawialnej, wytworzonej przez farmy wiatrowe w północnych Niemczech, a także przez hydroelektrownie w Norwegii i Szwecji. Straty mogą ponieść austriaccy producenci energii elektrycznej, zarabiający na jej magazynowaniu w alpejskich elektrowniach szczytowo-pompowych, których łączna moc wynosi około 3000 MW (Zasuń 2017). Niższe zdolności produkcyjne tych elektrowni mogą spowodować

większe wahania cen energii elektrycznej na europejskich giełdach. Wyeliminowanie przepływów kołowych spowoduje wzrost cen energii elektrycznej we Włoszech, które są największym jej importem w Europie. Stanie się ono także przyczyną strat Austrii i Szwajcarii, które uczestniczą w przesyłce tej energii do Włoch.

Działania podjęte przez URE na rzecz ograniczenia przepływów kołowych spotkały się z różnymi ocenami międzynarodowych instytucji i organizacji branżowych, blisko współpracujących z KE. Przez pryzmat realizacji celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym oceniły je ACER i ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) (Piszczatowska 2017). W swojej opinii ACER stwierdziła, że brak skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej stanowi naruszenie rozporządzenia nr 714/UE/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (*Regulation on condition for access to the network for cross-border exchanges in electricity*). W efekcie rekomenduje ona podział wspólnego rynku energii elektrycznej Niemiec i Austrii na dwie oddzielne strefy cenowe (Franke 2015). Z kolei negatywnie do działań URE odniosła się organizacja Eurelectric (*Union of Electricity Industry*), wskazując ich szkodliwość dla transgranicznego handlu energią elektryczną, który może ucierpieć w wyniku tego podziału (Eurelectric fears... 2015).

3.2. Działania na rzecz ograniczania importu energii elektrycznej z Litwy

Dla Polski dużym dylematem, w zakresie wdrażania polityki energetycznej UE, jest dobór działań na rzecz budowy jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej UE. Rozstrzygnięcie tego dylematu jest decydujące dla rozwoju regionalnego rynku energii elektrycznej państw bałtyckich i synchronizacji systemów elektroenergetycznych tych państw z obszarem regulacyjnym UCTE. Musi ono jednocześnie zapewnić realizację celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym. Uruchomione w grudniu 2015 r. połączenie LitPol Link o mocy 500 MW zakończyło wprawdzie izolację Litwy (a pośrednio także Łotwy i Estonii) w zakresie handlu energią elektryczną z państwami tego obszaru, ale umożliwiło jednocześnie większy napływ do Polski stosunkowo taniej energii elektrycznej ze Szwecji, która przesyłana jest na Litwę stałoprądowym połączeniem NordBalt o mocy 700 MW, eksploatowanym także od grudnia 2015 r.

Polska, mając na uwadze zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczała napływ energii elektrycznej z Litwy, eliminując go całkowicie w godzinach nocnych, tj. w okresie najmniejszego popytu. W okresie tym w największym stopniu na wyłączenia narażone są bloki węglowe w naszym kraju, stanowiące podstawę tego bezpieczeństwa. Niska elastyczność bloków powoduje, że ich ponowne włączenie rano może być problematyczne. Ponadto częste zmiany obciążenia bloków węglowych powodują szybsze ich zużycie i większą emisję CO₂ podczas ich przywracania do ruchu. Uzależnienie się od importu energii elektrycznej stwarza ryzyko, że połączenia transgraniczne nie będą już służyć zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w nagłych wypadkach, a staną się niezbędnymi elementami infra-

struktury przesyłowej, bez których utrzymanie ciągłości dostaw tej energii nie będzie możliwe (Krzyczkowski i in. 2017).

Strategia Polski w zakresie stopnia wykorzystania i rozwoju połączeń transgranicznych z Litwą jest niezwykle istotna z punktu widzenia możliwości przeprowadzenia procesu synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z UCTE. W przypadku jej urzeczywistnienia zdolność przesyłowa połączenia LitPol Link może wzrosnąć do 1000 MW oraz powstanie połączenie LitPol Link II o mocy 1000 MW. W myśl wstępnego porozumienia państw bałtyckich i Polski z maja 2017 r., wspieranego przez KE, proces ten ma przebiegać przez połączenie LitPol Link. Według szacunków Centrum Badań KE (*Joint Research Centre, JRS*), proces ten, z wykorzystaniem jednej nitki tego połączenia, będzie kosztował około 900 mln euro, zaś 770–960 mln euro w przypadku jego przeprowadzenia przez dwie nitki. JRS wskazuje jednocześnie, że koszt ten będzie znacznie wyższy i wyniesie 1360–1410 mln euro, gdy proces synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z UCTE odbędzie się pośrednio przez Finlandię, tj. z wykorzystaniem połączeń Estlink I i Estlink II (Stępiński 2017).

3.3. Powściągliwość w kwestii budowy interkonektorów gazowych na granicy południowej

Kluczowym projektem Polski w zakresie rynku gazu, który ma umożliwić realizację celów polityki energetycznej UE, zarówno w wymiarze krajowym, jak i unijnym, jest koncepcja tzw. Bramy Północnej, która zakłada import gazu za pośrednictwem terminala LNG w Świnoujściu i Korytarza Norweskiego, z opcjonalną działalnością pływającego terminala LNG w Zatoce Gdańskiej. Jej urzeczywistnienie powinno pozwolić na realną dywersyfikację kierunków i źródeł, a przez to na wzrost konkurencji i poprawę bezpieczeństwa, dostaw gazu nie tylko do naszego kraju, ale także do innych państw Europy Środkowo-Wschodniej, państw bałtyckich i na Ukrainę.

Jednak funkcjonowanie gazociągów Nord Stram I (NS I) i OPAL oraz projekty gazociągów Nord Stram II (NS II) i EUGAL powodują, że Polska z dystansem podchodzi do budowy interkonektorów gazowych na granicach z Czechami i Słowacją, które mają pozwolić na osiągnięcie celów polityki energetycznej UE w wymiarze unijnym, związanych z realizacją koncepcji Bramy Północnej. Transgraniczne połączenia gazowe Polski z tymi państwami są bowiem istotnym elementem, popieranego przez KE, korytarza gazowego północ-południe, który może pozwolić na pełną integrację gazowej infrastruktury przesyłowej i rynków gazu państw Grupy Wyszehradzkiej i Chorwacji.

Zachowawczość Polski w kwestii budowy łączników gazowych z systemami Czech i Słowacji wynika z obawy, że łączniki te mogą posłużyć do napływu z tych krajów do Polski rosyjskiego gazu, dostarczanego układami gazociągów NS I/OPAL i NS II/EUGAL (Krzyczkowski i Zasuń 2016). Układami tych gazociągów będzie bowiem można dostarczać do Czech 87 mld m³ rosyjskiego gazu rocznie, tj. ponad dziesięciokrotnie więcej niż wynosi zapotrzebowanie tego

kraju. Taki scenariusz, ugruntowując pozycję spółki Gazprom na polskim rynku gazu, zagraża konkurencji i bezpieczeństwu dostaw surowca do naszego kraju, a także podważa zasadność realizacji koncepcji Bramy Północnej. Polska w ostatnich 12 latach doświadczyła sześciu poważnych zakłóceń dostaw gazu z Federacji Rosyjskiej bez podania jasnej przyczyny (Motowidlak U. i Motowidlak T. 2016). W tych uwarunkowaniach, dla osiągnięcia celów polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym, dla Polski istotne jest, aby łączniki te powstały nie wcześniej niż w momencie zakończenia projektu Bramy Północnej i uruchomienia dostaw gazu z Norwegii.

Podsumowanie i wnioski

W zakresie kształtowania bezpieczeństwa energetycznego Polska preferuje model suwerenności energetycznej, który zakłada produkcję energii na podstawie maksymalnego wykorzystania rodzimych zasobów surowców energetycznych i technologii jej wytwarzania. Polska kieruje się ponadto wymogiem dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw, w przypadku konieczności importu tych surowców.

W tych uwarunkowaniach problematyczne dla naszego kraju stają się, z punktu widzenia realizacji celów polityki energetycznej UE w wymiarze unijnym, działania istotne dla kształtowania surowcowej struktury wytwarzania energii elektrycznej (budowa elektrowni węglowych, zaniechanie budowy instalacji CCS, zahamowanie rozwoju OZE) i funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu (ograniczenie przepływów kołowych na granicy polsko-niemieckiej i importu energii elektrycznej z Litwy, zachowawczość w zakresie budowy interkonektorów gazowych na granicy południowej).

Jednak wszystkie, zidentyfikowane i poddane analizie, działania mogą korzystnie wpłynąć na realizację celów R i B polityki energetycznej UE w wymiarze krajowym (tab. 2), zakładających odpowiednio utrzymanie cen energii elektrycznej na możliwie niskim poziomie oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w wymiarze krótko- i długoterminowym. Jednak tylko działanie CTW może sprzyjać osiągnięciu tych celów w obu wymiarach, a pozostałe z nich wpłyną niekorzystnie (lub co najwyżej neutralnie) na ich realizację w wymiarze unijnym.

W większym stopniu poddane analizie działania, mogą być kontrowersyjne dla realizacji celu E polityki energetycznej UE, zakładającego minimalizację szkodliwych dla środowiska konsekwencji funkcjonowania technologii energetycznych. Aż trzy z tych działań (CCS, KOL, LIM) mogą niekorzystnie wpłynąć na osiągnięcie tego celu, zarówno w wymiarze unijnym, jak i krajowym, a jedno z nich (BIG) może pozostać neutralne względem niego. Trzy działania (CTW, LAS, OZE) mogą okazać się korzystne dla osiągnięcia celu E w wymiarze krajowym, będąc jednocześnie niekorzystne lub neutralne dla realizacji tego celu w wymiarze unijnym.

Formułując powyższe wnioski, wynikające z realizacji celu artykułu i z pozytywnej weryfikacji hipotezy badawczej, należy wskazać na potrzebę prowadzenia dalszych badań nad dylematami wdrażania polityki energetycznej przez Polskę. Dylematy te mogą bowiem ulec zna-

TABELA 2. Efekty działań Polski w zakresie wdrażania polityki energetycznej UE

TABLE 2. Effects of Poland's actions in the implementation of EU energy policy

Lp.	Działania Polski	Realizacja celów polityki energetycznej UE								
		w wymiarze unijnym			w wymiarze krajowym			w obu wymiarach		
		cel R	cel E	cel B	cel R	cel E	cel B	cel R	cel E	cel B
1.	CTW	1	-1	1	1	1	1	2	x	2
2.	CCS	0	-1	-1	1	-1	1	x	-2	x
3.	LAS	0	0	0	1	1	1	x	x	x
4.	OZE	-1	-1	-1	1	1	1	x	x	x
5.	KOŁ	-1	-1	-1	1	-1	1	x	-2	x
6.	LIM	-1	-1	-1	1	-1	1	x	-2	x
7.	BIG	-1	0	-1	1	0	1	x	n	x
Liczba działań korzystnych dla realizacji celu:	tylko w wymiarze unijnym							brak	brak	brak
	tylko w wymiarze krajowym							6	3	6
	w obu wymiarach							1	brak	1
Liczba działań niekorzystnych dla realizacji celu w obu wymiarach							brak	3	brak	
Liczba działań neutralnych względem realizacji celu w obu wymiarach							brak	1	brak	

Oznaczenia: 1 – działanie korzystne dla realizacji celu, 0 – działanie neutralne dla realizacji celu, 1 – działanie niekorzystne dla realizacji celu, 2 – działanie korzystne dla realizacji celu zarówno w wymiarze unijnym, jak i krajowym, x – działanie korzystne dla realizacji celu w wymiarze unijnym lub krajowym, n – działanie neutralne dla realizacji celu zarówno w wymiarze unijnym, jak i krajowym, -2 – działanie niekorzystne dla realizacji celu zarówno w wymiarze unijnym, jak i krajowym.

Źródło: opracowanie własne.

czącej zmianie m.in. w wyniku następstw decyzji USA o wycofaniu się ze swoich zobowiązań, podjętych w ramach światowego porozumienia o ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, zaostrzenia polityki klimatycznej przez UE, wystąpienia Wielkiej Brytanii z UE oraz rozstrzygnięć dotyczących funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu UE.

Literatura

- BACA-POGORZELSKA, K. 2010. *Energia ze zgazowania może być tańsza nawet o połowę*. [Online] Dostępne w: <http://www.rp.pl/artykul/521410-Energia-ze-zgazowania-wegla-tansza-o-polowe.html#ap-1>, [Dostęp: 24.04.2017].
- BUKOWSKI, M. i ŚNIEGOCKI, A. 2011. *Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski*. Raport opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki przez Instytut Badań Strukturalnych i demosEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej, Warszawa, s. 11.
- Energy consumption in the EU below its 1990 level but EU dependency on fossil fuel imports on the rise*, 2017, Eurostat, s. 3.

- STĘPIŃSKI, P. 2017. *Komisja Europejska za integracją systemu elektroenergetycznego Bałtów przez Polskę*. [Online] Dostępne w: <http://biznesalert.pl/komisja-europejska-za-integracja-systemu-elektroenergetycznego-baltow-z-pomoca-polski/> [Dostęp: 29.07.2017].
- Ustawa z dnia 27 września 2013 r. o zmianie ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2013 r., poz. 1238).
- Wybrane efekty wstrzymania inwestycji w sektorze lądowej energetyki wiatrowej*, 2016 – TPA Horwath Horodko Audit Sp. z o.o., Warszawa, s. 5.
- ZASUŃ, R. 2017. *Rynki energii Niemiec i Austrii zostaną rozdzielone po interwencji Polski*. [Online] Dostępne w: <http://wysokienapiecie.pl/sieci/2154-ograniczenie-przeplywow-kolowych-coraz-blizsze> [Dostęp: 30.05.2017].
- ZASUŃ, R. i DERSKI, B. *Situation on Polish-German border poses of European blackout*. [Online] Dostępne w: <http://wysokienapiecie.pl/energy-poland/1295-situation-on-polish-german-border-poses-threat-of-european-blackout> [Dostęp: 21.07.2017].

Tomasz MOTOWIDŁAK

Poland's dilemmas in implementing of the European Union's energy

Abstract

The significant share of coal in the power generation structure and the high dependence on gas imports from the Russian Federation mean that Poland is taking action and initiatives in the energy sector that are not part of the EU energy policy, and in many cases even hinder the achievement of its key objectives. They are intended primarily to defend energy sovereignty and keep energy prices as low as possible. The article identifies these activities and initiatives and demonstrates that they primarily concern the structure of energy generation and the functioning of the electricity and gas markets. The basic relationships between them and the implementation of EU energy policy objectives at national and EU level are presented. The conclusions include the impact of these activities and initiatives on achieving the policy objectives in both levels.

KEYWORDS: energy policy of the EU and Poland, energy security of Poland, electricity market and gas market in Poland