

BEZPIECZEŃSTWO NARODOWE

Artykuł stanowi fragment kwartalnika Bezpieczeństwo Narodowe.

Wpływ Unii Europejskiej na bezpieczeństwo dostaw gazu, wolny rynek w handlu energią i ochronę klimatu w Polsce

PAWEŁ TUROWSKI

Unia Europejska, choć nie posiada rozległych kompetencji w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, to jednak za pomocą prerogatyw dotyczących m.in. budowy jednolitego rynku oraz ochrony środowiska oddziałują na relacje energetyczne państw członkowskich. Wolnorynkowe zasady handlu surowcami energetycznymi między państwami wspólnoty przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski. Taki wpływ mają także regulacje prawa UE dotyczące wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Z kolei zarówno istniejące, jak i planowane regulacje dotyczące ochrony środowiska są mniej jednoznaczne – mogą generować wysokie koszty modernizacji sektora elektroenergetycznego i spowolnić tempo wzrostu gospodarczego.

Analizując wpływ regulacji UE na bezpieczeństwo energetyczne należy pamiętać, że większość kompetencji w tym zakresie pozostało w gestii państw członkowskich. Określają one samodzielnie swoje potrzeby energetyczne, mają prawo do wyboru źródeł energii oraz budowania własnej struktury dostaw¹. Unia Europejska nie decyduje, czy dane państwo będzie produkować energię elektryczną z węgla, gazu, czy wykorzystując paliwo nuklearne. Każde z nich samodzielnie ustala, jakim szlakiem i od kogo importuje niezbędne surowce energetyczne. Kompetencje Unii Europejskiej są ograniczone do zapewnienia funkcjonowania rynku energii, bezpieczeństwa dostaw, wspierania rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii, oszczędności energii oraz budowy połączeń energetycznych między państwami². Komisja Europejska w sposób pośredni wpływa na rynek energii przez dzie-

¹ Wersja Skonsolidowana Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej C 83/49 z 30 marca 2010 r., art. 194 ust. 2.

² *Ibidem*, art. 194 ust. 1.

loną z rządami narodowymi kompetencję w zakresie ochrony środowiska³. Trzeba pamiętać, że znacząca część prerogatyw UE dotycząca bezpieczeństwa energetycznego wywodzi się z czterech podstawowych swobód oraz jednolitego rynku w UE. W związku z tym regulacje wspólnotowe koncentrują się na rynku gazu i energii elektrycznej, ponieważ te sektory zostały ukształtowane z wykorzystaniem mechanizmów nierynkowych, które nadal pozostają w użyciu. Z kolei zasady funkcjonowania sektora ropy naftowej oparte są na regułach wolnego rynku i tym samym pozostają poza zainteresowaniem regulacyjnym UE.

Wolny rynek handlu energią

Dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski w sektorze gazu ziemnego kluczowe znaczenie mają zapisy trzeciego pakietu energetycznego⁴. W uproszczeniu, pakiet daje swobodę korzystania z gazociągów przez różnych dostawców gazu ziemnego. Ta regulacja umacnia wcześniejszą, fundamentalną dla budowy rynku, zasadę tzw. dostępu strony trzeciej do infrastruktury przesyłowej (*Third Part Access, TPA*)⁵. Zasadę TPA wprowadzono ponad 20 lat temu w celu zapewnienia klientowi prawa do wyboru sprzedawcy. Elementem niezbędnym dla tej wolności jest prawo do używania sieci transportowych przez konkurujące między sobą podmioty. Trzeci pakiet wzmacnia tę wolność przez obowiązek prawny wydzielenia

³ *Ibidem*, art.194 ust. 2 pkt e, art. 191 ust. 1.

⁴ Trzeci pakiet energetyczny to dwie dyrektywy i trzy rozporządzenia:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55WE,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

⁵ Prawo zezwala także na zablokowanie dostępu stronom trzecim do gazociągu, jeśli m.in. inwestycja zwiększa bezpieczeństwo dostaw, nie ma szkodliwego wpływu na konkurencję, funkcjonowanie rynku wewnętrznego, a także znacznie zwiększa możliwości przesyłowe. Warto nadmienić, że te zasady nie znajdują zastosowania wobec położonego na terytorium Polski gazociągu jamalskiego. Podstawa prawna regulacji: Art. 36 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę 2003/55/WE.

sieci przesyłowych ze struktury przedsiębiorstw energetycznych. W ten sposób model zarządzania gazociągami upodobni się do zasad obowiązujących operatorów autostrad. Zakładają one, że każdy może skorzystać z usługi transportowej pod warunkiem uiszczenia opłaty i istnienia wolnych możliwości przesyłowych. W takiej sytuacji strategia właściciela albo zarządcy ukierunkowana jest na maksymalne wykorzystania przepustowości szlaku – im więcej korzystających tym wyższe dochody. Choć mechanizm ten jest zrozumiały i oczywisty dla wszystkich kierowców, którzy choć raz korzystali z płatnej autostrady, to nie był on oczywisty dla koncernów energetycznych, które będąc właścicielami szlaków transportowych nie sprzedawały usługi transportowej konkurencji i w ten sposób blokowały im dostęp do rynku.

Dlaczego koncerny tak postępowały? Odpowiedzi należy szukać w historii kształtowania się rynku gazu ziemnego. Na początku jego tworzenia, przedsiębiorstwa z sektora gazowego koncentrowały się na zapewnieniu zarówno źródła dostaw surowca jak i budowie szlaku przesyłu do klientów – bez spełnienia tych warunków nie można było rozpocząć działalności. Szybko zauważono, że jeśli właściciel gazociągu nie udostępnił swojego szlaku konkurencji to zyskiwał monopol dostaw w określonym regionie. Podmioty zamiast konkurować między sobą preferowały dzielenie rynku odbiorców i koncentrowały swoją aktywność na uzyskaniu dominacji regionalnej. Pośrednio miało to związek z wysokimi kosztami inwestycji w sektorze gazowym – strategia monopolizowania rynku odbiorców i jego podziału na swego rodzaju „strefy wpływów” pozwalała uzyskiwać wyższą rentowność niż walka konkurencyjna o klienta. Warto nadmienić, że taka struktura rynków gazowych ukształtowała się w wielu państwach Europy Zachodniej.

Ograniczenie powyższych praktyk wzmocniło, zgodne z trzecim pakietem, obowiązkowe wydzielenie infrastruktury przesyłowej z dotychczasowej struktury koncernów energetycznych (*Unbundling*). Tym samym przedsiębiorstwa zostały zmuszone na drodze administracyjnej do udostępnienia własnych sieci przesyłowych podmiotom konkurencyjnym. Regulacje wspólnotowe przewidują trzy modele rozdziału właścicielskiego sieci przesyłowych.

Pierwszy z nich to rozdzielenie właścicielskie. Zakłada on sprzedaż przez koncern energetyczny własnej sieci przesyłowej. To rozwiązanie jest najdalej idące, zrywa bowiem dotychczasowe więzi łączące spółkę energetyczną zajmującą się wydobywaniem i dystrybucją z działalnością w sektorze przesyłu.

Drugi model zakłada ustanowienie niezależnego operatora systemu (*Independent System Operator, ISO*), co odpowiada oddaniu w zarząd wła-

snej sieci innemu podmiotowi. W takiej sytuacji niezależny operator funkcjonuje jak dzierżawca – udostępnia na rynku wolne moce przesyłowe, ma wpływ na wysokość taryfy, decyduje o inwestycjach oraz przekazuje właścicielowi część zysków z prowadzonej działalności.

Trzeci model wiąże się z ustanowieniem niezależnego operatora przesyłu (*Independent Transmission Operator, ITO*). Wówczas, w ramach jednego koncernu powoływany jest osobny podmiot do zarządzania infrastrukturą przesyłową, którego zarząd nie może być powiązany z innymi podmiotami koncernu. To rozwiązanie w sposób najłagodniejszy przecina więzy między koncernami a zarządami ich sieci przesyłowych, i tym samym najmniej skutecznie wprowadza zasady wolnego rynku przy sprzedaży usługi transportu surowców. Jednak twórcy prawa wspólnotowego zgodzili się na takie rozwiązanie na skutek silnej presji dużych koncernów energetycznych z zachodniej Europy. Można domniemywać, że ten nacisk wynikał z chęci dalszego wykorzystywania szlaków przesyłowych do blokowania konkurencji dostępu do odbiorców.

W Polsce, wprowadzając w życie zapisy trzeciego pakietu energetycznego, skorzystano z najdalej idącej możliwości wydzielenia sieci. Stworzono nowe państwowe przedsiębiorstwo Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System, które zostało właścicielem krajowych gazociągów przesyłowych o całkowitej długości ok. 9 tys. km, wcześniej należących do koncernu PGNiG⁶. W 2010 r. Urząd Regulacji Energetyki wyznaczył Gaz-System do pełnienia funkcji krajowego operatora systemu przesyłowego gazu ziemnego na okres 20 lat⁷. Także w 2010 r. Gaz-System został operatorem gazociągu jamalskiego, ważnego szlaku tranzytu gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Niemiec przez terytorium Polski. Warto przypomnieć, że ten gazociąg o mocy przesyłowej sięgającej ponad 30 mld m³ gazu rocznie, jest własnością rosyjskiego Gazpromu oraz polskich spółek: PGNiG i Gas-Trading⁸ i do 2010 r. był zarządzany przez swoich właścicieli. Przejęcie funkcji operatorskich przez państwowy Gaz-System nad

⁶ Skarb Państwa stał się współwłaścicielem gazociągów przesyłowych należących do koncernu PGNiG pobierając w naturze dywidendę należną właścicielowi.

⁷ *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2012 r.*, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, Nr 2 (84), 3 czerwca 2013 r., s. 88, http://www.google.pl/url?sa=t&trct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ure.gov.pl%2Fdownload%2F1%2F6477%2FBiuletyn_nr_2__03_05_2013.pdf&ei=IFQwUuS4Boa74ASHloHIDg&usg=AFQjCNFrUG4xrU1zDIgU5UemC1Sh7ZeYjA&bvm=bv.51773540,d.bGE (dostęp: 8 lipca 2013 r.).

⁸ Akcjonariuszami Spółki są: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – 48 proc. akcji, OAO GAZPROM – 48 proc. akcji, Gas-Trading S.A. – 4 proc. akcji. Rurociąg posiada przepustowość 32 mld m³ według normy GOST, <http://www.europolgaz.com.pl> (dostęp: 8 lipca 2013 r.).

prywatnym rurociągiem jamalskim spowodowało, że dotychczas niewykorzystywane moce przesyłowe przestały być blokowane i zostały udostępnione zainteresowanym. Od 2010 r. przedsiębiorstwa handlujące gazem mogą korzystać z ok. 2,3 mld m³ możliwości przesyłowych rurociągu jamalskiego⁹.

Bezpieczeństwo dostaw gazu

Zgodnie z zapisami traktatowymi Unia Europejska zyskała ogólne kompetencje do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych¹⁰, co można łączyć z jej aktywnością w dwóch obszarach.

Pierwszy, wiąże się z działaniami Komisji Europejskiej mającymi na celu budowę nowych korytarzy energetycznych zapewniających dostawy od różnych producentów z różnych kierunków. Przykładem takiej działalności jest projekt tzw. południowego korytarza energetycznego, który stanowi bezpośrednie połączenie bogatego w gaz ziemny i ropę naftową regionu Morza Kaspijskiego i Azji Środkowej przez terytorium Turcji i Bałkanów z państwami Unii Europejskiej.

Drugi, z obszarów aktywności UE dotyczy zapewnienia dostaw gazu ziemnego wewnątrz wspólnoty tak, aby każde z państw członkowskich mogło zaopatrzyć się w gaz nawet wtedy, gdy utraci dostawy z zewnątrz. Problem pojawił się z całą mocą w styczniu 2009 r., gdy w wyniku rosyjsko-ukraińskiego kryzysu gazowego Federacja Rosyjska nie mogąc się porozumieć z Ukrainą odnośnie sposobu rozliczania za gaz odcięła dostawy w okresie największych mrozów. W odpowiedzi Ukraina zablokowała tranzyt rosyjskiego gazu przez swoje terytorium, a konflikt bilateralny przekształcił się w spór z udziałem wielu państw Unii Europejskiej, które utraciły znaczącą część swoich dostaw. Bułgaria, Słowacja, Węgry i Polska – państwa w dużym stopniu uzależnione od dostaw gazu z jednego kierunku – boleśnie odczuły konsekwencje gazowego sporu. Uzmysłowił on również elitom politycznym z Europy Zachodniej, że w niektórych regionach handel surowcami energetycznymi jest wykorzystywany także do realizacji celów dalekich od ekonomii. Kryzys gazowy ze stycznia 2009 r. uruchomił prace nad rozpo-

⁹ Obliczenie własne na podstawie informacji zawartej w *Pełnym zapisie przebiegu posiedzenia komisji skarbu państwa (nr 62) z dnia 4 kwietnia 2013 r.*, VII kadencja, Kancelaria Sejmu, s. 27, <http://www.sejm.gov.pl/sejm7.nsf/biuletyn.xsp?documentId=5FB84556A3EB1C95C1257B4E004926FF> (dostęp: 8 lipca 2013 r.).

¹⁰ Wersja Skonsolidowana Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej..., *op.cit.* art. 194 ust. 1.

rządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego¹¹.

Podczas przygotowywania założeń do rozporządzenia nr 994/2010 o bezpieczeństwie dostaw gazu wzięto pod uwagę trojaki rodzaj przesłanki.

Po pierwsze, położono największy nacisk na wykorzystywanie mechanizmów rynkowych do zapewniania dostaw gazu w sytuacjach kryzysowych. Po drugie, zgodzono się na wykorzystanie mechanizmów nierynkowych i administracyjnych tylko wówczas, gdy prawo popytu i podaży przestaje działać. To oznacza, że w praktyce nakaz sprzedaży paliwa gazowego może zostać wydany jedynie wtedy, gdy np. właściciel paliwa zmagazynowanego w innym kraju nie chce sprzedać surowca państwu, które utraciło znaczącą część swoich. Komisja Europejska na wniosek złożony przez jedno państwo może jedynie rozważyć ogłoszenie stanu nadzwyczajnego, zaś na wniosek dwóch staje się do tego zobowiązana.

Trzecia przesłanka wykorzystana podczas tworzenia założeń do rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu zakładała administracyjny nakaz rozbudowy infrastruktury do przesyłu i odbioru gazu ziemnego tak, aby istniała możliwość uzupełnienia braków w sytuacji utraty dostaw. Ta przesłanka wynikała z oceny sytuacji kryzysowej ze stycznia 2009 r. wskazującej, że pomimo dużych rezerw gazu w magazynach na terenie UE nie można było wspomóc państw, które utraciły dostawy, ponieważ brakowało gazociągów do transportu surowca.

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej państw członkowskich wiąże się np. z modernizacją własnych gazociągów, rozbudową instalacji odbiorczych takich jak morskie terminale LNG, zwiększaniem pojemności magazynów oraz tworzeniem połączeń gazociagowych między państwami sąsiadującymi ze sobą (interkonektory). Warto podkreślić, że dla wielu państw pozbawionych dostępu do morza lub mających niewielkie magazyny gazowe szczególne znaczenie dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego nabiera współpraca bądź z poszczególnymi państwami sąsiednimi, bądź z grupami tych państw. W rozporządzeniu nr 994/2010 taką współpracę sformalizowano i ustanowiono tzw. grupy regionalne państw, które zostały zobowiązane do wzajemnej pomocy w zakresie dostaw gazu. Na tej podstawie państwa z poszczególnych grup zostały zobowiązane do budowy nowych interkonek-

¹¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE, (Dz. Urz. UE L. 295/1 z 12.11.2010).

torów gazowych lub modernizacji istniejących w celu przesyłu gazu w sytuacjach kryzysowych¹².

Załącznik IV do rozporządzenia nr 994/2010 wskazuje wspomniane grupy. Najwięcej grup regionalnych tworzą Niemcy. Pierwszą z Francją, Belgią, Holandią i Luksemburgiem. Drugą Niemcy budują z Czechami i Słowacją. Trzecią zaś tworzą z Polską. Trudno nie zauważyć, że w świetle zapisów załącznika IV Niemcy stały się najważniejszym podmiotem odpowiedzialnym za dostawy gazu w sytuacji kryzysowej do znaczącej części państw z regionu Europy Środkowej i dużej części Europy Zachodniej. Spowoduje to konieczność rozbudowy interkonektorów gazowych między wymienionymi państwami a Niemcami, co oprócz dostaw gazu w sytuacjach kryzysowych ułatwi dodatkowo eksport paliwa z Republiki Federalnej Niemiec do państw sąsiednich. Trudno przecież zakładać, że nowe połączenia gazociągowe będą wykorzystywane wyłącznie w sytuacjach kryzysowych. Z tej perspektywy nie sposób nie zgodzić się z tezą, że największym beneficjentem regionalnych grup gazowych przyjętych w prawie UE będzie w największym stopniu Republika Federalna Niemiec. Dzięki temu zyska dodatkową przewagę ekonomiczną – nowe połączenia umożliwią sprzedaż nadwyżek gazu do państw sąsiednich, którymi Niemcy mogą dysponować od czasu wybudowania podmorskiego rurociągu Nord Stream transportującego rosyjski gaz. Republika Federalna Niemiec będzie tym samym mogła awansować do pozycji głównego centrum dystrybucyjnego rosyjskiego gazu na Europę, co będzie ją wzmacniać zarówno w wymiarze ekonomicznym jak i politycznym.

Warto podkreślić, że grupy tworzone na podstawie rozporządzenia nr 994/2010 dotyczącego zapewnienia dostaw gazu nie pokrywają się z wcześniejszymi oraz późniejszymi działaniami oraz propozycjami różnych organów i administracji Unii Europejskiej. W myśl tych konsekwentnie prowadzonych planów Niemcy ani razu nie występują jako podmiot integrujący rynki gazowe części regionu Europy Środkowej. Trzeba pamiętać, że w propozycji z 2006 r. dotyczącej budowy regionalnych rynków gazowych w ramach Unii Europejskiej, Polska miała zbudować obszar handlowy na osi Północ-Południe wspólnie z Czechami, Słowacją, Węgrami, Austrią, Słowenią i Włochami¹³. Dodatkowo propozycje te znalazły odzwierciedlenie w kolejnych ustaleniach

¹² *Ibidem*, art. 4 ust. 1 pkt a, b, ust. 2, ust. 3, ust. 7.

¹³ *Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe. An ERGEG Conclusions Paper*. European Regulators Group for Electricity and Gas z 28 marca 2006 r., http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/2006/ERGEGSingleGasMkt_Conclusions_2006-03-28.pdf (dostęp: 11 września 2013 r.).

Mapa 1. Regiony gazowe. Rozporządzenie nr 994/2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie Załącznika IV do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. Urz. UE L 295/1 z 12.11.2010).

z 2011 r. kiedy to przyjęto plan działań zakładający budowę połączeń gazowych pomiędzy państwami Grupy Wyszehradzkiej¹⁴. Dodatkowo państwa V4 zobowiązały się do prac m.in. nad budową regionalnego rynku gazu, wspólne-

¹⁴ Memorandum of Understanding on North – South Interconnections in Central-Eastern Europe z 23 listopada 2011 r., http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/2011_north_south_east_mou.pdf (dostęp: 19 września 2013 r.), Action Plan for North-South Energy Interconnections in Central-Eastern Europe, z 23 listopada 2011 r., http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/2011_north_south_east_action_plan.pdf (dostęp: 19 września 2013 r.).

go występowania o dofinansowanie projektów gazociągowych na osi Północ-Południe z Węgier do Polski ze środków Unii Europejskiej¹⁵.

Prawo wspólnotowe zobowiązuje państwa członkowskie do modernizacji swoich linii przesyłowych. Dla Polski szczególnie istotny jest nakaz modernizacji gazociągów przesyłowych w celu zapewnienia przesyłu gazu ze Wschodu na Zachód i z Zachodu na Wschód¹⁶. Gazociąg jamalski, największa infrastruktura przesyłowa gazu ziemnego przebiegająca przez nasz kraj, umożliwiała transport gazu wyłącznie ze wschodu w kierunku zachodnim. Modernizacja polskiego odcinka Jamału w celu uzyskania zdolności przesyłowych w kierunku wschodnim umożliwi fizyczną dywersyfikację dostaw i przesyłanie surowca z Niemiec do Polski. Należy podkreślić, że takie rozwiązanie w istotny sposób wzmacnia bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski – a jego modernizacja, wirtualny¹⁷ i fizyczny rewers¹⁸ oraz udostępnienie wolnych mocy przesyłowych wszystkim zainteresowanym nie byłyby możliwe bez wspólnotowego prawa.

Relacje między polityką przeciwdziałania zmianom klimatu a energetyką

Duży wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski mają regulacje tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, stawiającego za cel ochronę środowiska m.in. przez redukcję emisji dwutlenku węgla do atmosfery¹⁹. zamiennie używana jest nazwa „pakiet 3x20”, pochodząca od trzech

¹⁵ *Mapa drogowa w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4* z 16 czerwca 2013 r., <https://www.premier.gov.pl/wydarzenia/aktualnosci/spotkanie-premierow-polski-czech-slowacji-wegier-i-japonii-w-warszawie.html> (dostęp: 19 września 2013 r.).

¹⁶ *Ibidem*, art. 6, ust. 5 pkt b.

¹⁷ W praktyce rewers wirtualny na rurociągu jamalskim sprowadza się do tego, że firma znajdująca się w Polsce kupuje gaz z Niemiec, ale realnie jest odbierany w Polsce z gazociągu jamalskiego, który transportuje gaz rosyjski do Niemiec. Tym samym usługa rewersu wirtualnego pozwala pominąć fizyczną operację tłoczenia gazu z Niemiec do Polski.

¹⁸ Fizyczny rewers polega na przesyłaniu gazu w rurociągu w kierunku przeciwnym niż dotychczasowy. W odniesieniu do rurociągu jamalskiego fizyczny rewers oznacza techniczną możliwość przesyłu gazu z Niemiec do Polski.

¹⁹ Akty prawne składające się na pakiet klimatyczno-energetyczny to m.in.:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006,

głównych celów, których osiągnięcie zaplanowano na 2020 r. Pierwszy zakłada zredukowanie o 20 proc. emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z 1990 r., drugi zwiększenie o 20 proc. efektywności energetycznej, trzeci osiągnięcie 20 proc. udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii w UE. Polska ma do 2020 r. osiągnąć 15 proc. poziom produkcji „zielonej energii”²⁰. W grudniu 2008 r. regulacje zostały przyjęte przez Parlament Europejski.

Zasady pakietu klimatyczno-energetycznego wywiedzione zostały z kompetencji Unii Europejskiej związanych z ochroną środowiska i wspieraniem rozwoju odnawialnych źródeł energii, a także prerogatywami dotyczącymi oszczędności energii. Choć wybór rodzaju paliw wykorzystywanych w energetyce jest wyłączną kompetencją rządów państw członkowskich, to zgodnie z traktatem lizbońskim UE posiada prawo wprowadzania środków, które mają na celu nakłonienie poszczególnych państw do zmiany rodzaju dotychczas wykorzystywanych paliw²¹. Wymienione w traktacie środki to np. opłata za emitowanie do atmosfery dwutlenku węgla. W uproszczeniu opłaty stają się dodatkowym kosztem wytwarzania energii, płaconym przy wykorzystaniu w energetyce i przemyśle nośników energii pierwotnej, zawierających dwutlenek węgla. Z uwagi na znaczące różnice w ilości wydzielanego CO₂ w zależności od rodzaju paliwa, dodatkowe opłaty mogą stanowić istotny bodziec ekonomiczny do rezygnacji z jednego rodzaju paliwa na rzecz innego o mniejszej lub zerowej emisji dwutlenku węgla. W celu uzmysłowienia jak istotną zmienną w kosztach produkcji energii jest wielkość emisji CO₂ należy przytoczyć podstawowe parametry. Produkcja 1 MWh energii elektrycznej z węgla brunatnego wiąże się z uwolnieniem do atmosfery 0,87 tony CO₂, zaś użycie węgla kamiennego – 0,76 tony. Z kolei taka sama ilość

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE,
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 443/2009 z dnia 23 kwietnia 2009 r. określające normy emisji dla nowych samochodów osobowych w ramach zintegrowanego podejścia Wspólnoty na rzecz zmniejszenia emisji CO₂ z lekkich pojazdów dostawczych,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG.

²⁰ Załącznik I określający krajowe cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

²¹ Wersja Skonsolidowana Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej..., *op.cit.*, art. 192 ust. 2, pkt c.

energii elektrycznej produkowanej z paliwa gazowego wiąże się z uwolnieniem do atmosfery jedynie 0,35 tony CO₂, natomiast energetyki nuklearna oraz odnawialna są całkowicie pozbawione emisji²². W zamierzeniu twórców nowych regulacji, kompilacja bodźców natury ekonomicznej (konieczność wniesienia opłat za emisję CO₂) w powiązaniu z przebudową bazy wytwórczej za pomocą obowiązku prawnego (m.in. poprzez administracyjny nakaz zwiększenia udziału energetyki odnawialnej do 20 proc. w całkowitej konsumpcji energii w UE do 2020 r. oraz wzrost efektywności energetycznej o 20 proc.) ma uruchomić proces odchodzenia od paliw wysokoemisyjnych (węgiel kamienny i brunatny) na korzyść paliw o zerowej lub niskiej emisji dwutlenku węgla.

Konieczność wprowadzania w życie pakietu klimatyczno-energetycznego uzasadniano względami ekologicznymi, zaś redukcja emisji dwutlenku węgla przedstawiana była jako skuteczny instrument ochrony klimatu przed globalnym ociepleniem. Jeśli jednak nie będziemy koncentrować się wyłącznie na kwestiach ekologii oraz ochrony klimatu i przeprowadzimy analizę pakietu klimatyczno-energetycznego z uwzględnieniem pojawiających się zmiennych ze sfery ekonomicznej i regulacyjnej, to bez trudu zauważymy, które paliwa i technologie energetyczne straciły a które zyskały wsparcie. Z tej perspektywy można zauważyć, że wśród uczestników rynku na przyjęciu regulacji wspólnotowych istotną przewagę zyskują trzy grupy interesów, natomiast czwarta ponosi poważne straty.

Do pierwszej grupy beneficjentów należą producenci siłowni nuklearnych – m.in. amerykański General Electric, japoński Hitachi, rosyjski Atomstroyexport oraz francuski koncern Areva, wielki europejski wytwórca urządzeń dla energetyki nuklearnej oraz największy na świecie wytwórca reaktorów jądrowych²³.

Drugą stanowią producenci tzw. „zielonych technologii energetycznych” oraz posiadacze praw patentowych do nich. Można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że najwięcej na energetyce odnawialnej zyskają niemieckie koncerny, które posiadają aż 15 proc. udziałów w światowym przemyśle tzw. „zielonych technologii”²⁴, co czyni Niemcy jednym ze światowych liderów tego sektora. Warto przypomnieć, że zdaniem OSW, przyjęcie w 2008 r. tzw. pakietu

²² Dane o poziomie emisyjności poszczególnych rodzajów nośników energii pierwotnej uzyskane w Ministerstwie Gospodarki.

²³ *Nuclear Energy*, Areva, <http://www.areva.com/EN/global-offer-487/integrated-offer-in-nuclear-energy-carbonfree-power-generation.html> (dostęp: 10 lipca 2013 r.).

²⁴ R. Bajczuk, *Ochrona klimatu – specjalność niemieckiego eksportu i dyplomacji*, Komentarze OSW, numer 104 z 3 kwietnia 2013 r., s. 1, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze_104.pdf (dostęp: 11 lipca 2013 r.).

klimatyczno-energetycznego było efektem zabiegów niemieckiej polityki, zaś w 2007 r. jego zręby, określane mianem tzw. planu 3x20, zostały przyjęte przez pozostałe państwa Unii Europejskiej na skutek działań kanclerz Niemiec Angeli Merkel²⁵. Niemieckie plany zakładają uzyskanie wymiernych korzyści z tytułu wdrożenia przez państwa UE polityki ochrony klimatu – ministerstwo środowiska z Berlina prognozuje bardzo dynamiczny rozwój sektora przemysłu „zielonych technologii”, dzięki czemu w 2020 r. sprzedaż nowego sektora gospodarki ma osiągnąć poziom sprzedaży przemysłu samochodowego i maszynowego, dwóch najbardziej dochodowych sektorów niemieckiej gospodarki²⁶.

Trzecia grupą beneficjentów zapisów pakietu klimatyczno-energetycznego to producenci gazu ziemnego, który z uwagi na ok. dwukrotnie niższy poziom emisji dwutlenku węgla w procesie spalania, w porównaniu z węglem brunatnym i kamiennym, powinien zyskiwać na konkurencyjności. Warto nadmienić, że gaz ziemny, z uwagi na znacznie niższy poziom emisji CO₂, określany jest przez zwolenników polityki klimatycznej mianem tzw. paliwa pomostowego, dla realizacji celu jakim jest budowa tzw. gospodarki bezemisyjnej. Najważniejszymi dostawcami gazu do Unii Europejskiej w 2012 r. była Federacja Rosyjska (dostarczyła 130 mld m³ gazu), Norwegia (106 mld m³), Holandia (54,5 mld m³) oraz sprzedawcy gazu skroplonego m.in. Katar (31,4 mld m³ gazu)²⁷. Niektóre z państw sprzedających gaz ziemny na rynki Unii Europejskiej prognozowały znaczący wzrost eksportu surowca na skutek wdrażania wspólnotowych regulacji.

Jak wcześniej wspomniano, oprócz trzech grup interesów zyskujących na wprowadzeniu pakietu klimatyczno-energetycznego istnieje czwarta grupa, która na wprowadzonych regulacjach traci. Składają się na nią podmioty gospodarcze wykorzystujące opierające się na szerokim zastosowaniu węgla. W Polsce takich podmiotów jest niewspółmiernie więcej niż w pozostałych państwach Unii Europejskiej. Szczególnie wysokie wykorzystanie węgla kamiennego i brunatnego, ma miejsce w polskim sektorze elektroenergetycznym – w 2010 r. aż 91,5 proc. prądu wytworzono opierając się na paliwach kopalnych²⁸. Za Polską sytuują się kraje produkujące ok. 40–50 proc. energii

²⁵ Ł. Antas, *Ochrona klimatu elementem niemieckiej polityki gospodarczej*, Komentarze OSW, numer 23 z 20 marca 2009 r., s. 2, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze_23.pdf (dostęp: 11 lipca 2013 r.).

²⁶ *Ibidem*.

²⁷ *BP Statistical Review of World Energy 2013*, s. 28, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf (dostęp: 10 lipca 2013 r.).

²⁸ *EU Energy Trends to 2030, Update 2009*, Dyrekcja Generalna do spraw Energii we współpracy z Dyrekcją Generalną do spraw Działań w Zakresie Klimatu oraz Dyrekcją Generalną do spraw Mobilności i Transportu, Appendix B, s. 106, http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2030_update_2009.pdf (dostęp: 10 lipca 2013 r.).

z węgla, w których koszty wdrażania pakietu są niższe. Są to m.in. Czechy (55,5 proc. energii elektrycznej wytworzonej w 2010 r.²⁹), Słowacja (43,8 proc.³⁰), Niemcy (43,6 proc.³¹), Wielka Brytania (32,4 proc.³²). Na drugim biegunie znalazły się te państwa europejskie, dla których wdrażanie regulacji pakietu klimatyczno-energetycznego może nie wiązać się z żadnymi dodatkowymi kosztami transformacyjnymi. Są to m.in. Francja, gdzie węgiel w 2010 r. został wykorzystany do produkcji jedynie 3,86 proc. energii elektrycznej³³, a także Szwecja (1,45 proc.)³⁴.

Przytoczone dane statystyczne uzmysłwiają jak olbrzymia dysproporcja istnieje między poszczególnymi państwami Unii Europejskiej w wykorzystywaniu paliwa węglowego. Można postawić tezę że państwa, w których węgiel stanowi główne paliwo, ponoszą znacząco wyższe koszty przebudowy swojego sektora energetycznego niż państwa, w których udział paliwa kopalnego jest wielokrotnie niższy. Z perspektywy prognozowanej w Polsce wielkiej skali inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, opisana powyżej zależność wydaje się być uprawniona. W celu złagodzenia efektów wejścia w życie zasad pakietu klimatyczno-energetycznego ustalono tzw. odstępstwa i przydział wolnych uprawnień. Polski sektor elektroenergetyczny począwszy od 2013 r. otrzymał bezpłatne uprawnienia, które miały pierwotnie sięgnąć 70 proc. emisji dwutlenku węgla, jednak ich ilość została zredukowana do 52 proc. zapotrzebowania w 2013 r.³⁵, z uwagi na zastosowanie przez Komisję Europejską tzw. benchmarku produktowego³⁶. Dodatkowo, przydział bezpłatnych uprawnień jest uzależniony od przeprowadzenia w branży energetycznej inwestycji szacowanych przez NBP na wiele miliardów euro³⁷.

²⁹ *Ibidem*, s. 77.

³⁰ *Ibidem*, s. 171.

³¹ *Ibidem*, s. 87.

³² *Ibidem*, s. 74.

³³ *Ibidem*, s. 85.

³⁴ *Ibidem*, s. 177.

³⁵ *Krótkookresowe skutki makroekonomiczne pakietu energetyczno-klimatycznego w gospodarce Polski. Wnioski dla polityki pieniężnej*, Narodowy Bank Polski, Instytut Ekonomiczny, Warszawa, 2012, s. iii, iv, v, <http://www.nbp.pl/publikacje/pakiet/pakiet.pdf> (dostęp: 19 lipca 2013 r.).

³⁶ Tzw. benchmark produktowy oznacza, że Komisja Europejska wybrała określone technologie wytwarzania energii elektrycznej jako wzorcowe, następnie obliczony został poziom emisji dwutlenku węgla z tych instalacji, a wyniki zostały uznane za referencyjne dla całego sektora i od nich zależy wielkość przydzielanych darmowych uprawnień, nie zaś od istniejących instalacji elektroenergetycznych w poszczególnych państwach. Takie rozwiązanie redukuje wielkość uprawnień co w zamyśle twórców benchmarku produktowego ma stanowić dodatkową motywację do przebudowy sektora wytwarzania energii.

³⁷ *Krótkookresowe skutki makroekonomiczne pakietu energetyczno-klimatycznego...*, *op.cit.* s. iv.

Dodatkowym bodźcem do inwestycji ma być coroczna redukcja darmowych uprawnień emisyjnych.

Zespół doradców strategicznych premiera szacuje koszt modernizacji krajowego sektora energetycznego wywołany m.in. wdrażaniem pakietu klimatyczno-energetycznego oraz wyeksploatowaniem krajowej infrastruktury energetycznej na kwotę 300–400 mld zł w perspektywie dwudziestu lat³⁸. Narodowy Bank Polski w swoich analizach podaje dwukrotnie wyższe kwoty – do 2030 r. wydatki inwestycyjne prognozowane są na poziomie ponad 100 mld euro, (z tego 33 mld euro na odnawialne źródła energii, kolejne 33 mld na nowe elektrownie, 24 mld na modernizację sieci dystrybucyjnych, 11 mld na efektywność energetyczną). Kolejne 100 mld euro ma kosztować termomodernizacja budynków oraz inwestycje w sektorze elektrociepłowniczym³⁹.

Międzynarodowa Agencja Energii podaje szacunki zbliżone do wyliczeń NBP. Inwestycje w modernizację i poprawę efektywności energetycznej na kwotę 195 mld euro w latach 2010–2030⁴⁰. Czy prognozowane nakłady na sektor energetyczny będą oddziaływały na tempo rozwoju gospodarczego Polski? Większość raportów wskazuje, że negatywny wpływ wprowadzenia pakietu klimatyczno-energetycznego będzie w Polsce zauważalny oraz wyższy, niż w pozostałych państwach Unii Europejskiej, co jest związane z koniecznością większych ograniczeń emisji dwutlenku węgla⁴¹. Z tych przyczyn skala przewidywanych nakładów inwestycyjnych będzie miała wpływ na tempo wzrostu gospodarczego w Polsce. Wyliczenia Banku Światowego, szacują zmniejszenie wzrostu PKB o 1,4 proc. do 2020 r.⁴² w porównaniu z modelem *Business as usual*⁴³ (BAU), zaś koszty niezbędnych inwestycji będą o 300 proc. wyższe w Polsce, niż w pozostałych państwach UE. Taką zależność potwierdza raport „Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju” przygotowany przez doradców strategicznych premiera. Wskazuje on m.in., że nakłady na sektor ener-

³⁸ *Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju*. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów. Projekt z 17 listopada 2011 r., s. 185–186, http://zds.kprm.gov.pl/sites/default/files/dsrk_2_tom_17_listopada_2011__0.pdf (dostęp: 19 lipca 2013 r.).

³⁹ *Krótkookresowe skutki makroekonomiczne...*, op.cit., s.v.

⁴⁰ *Ibidem*.

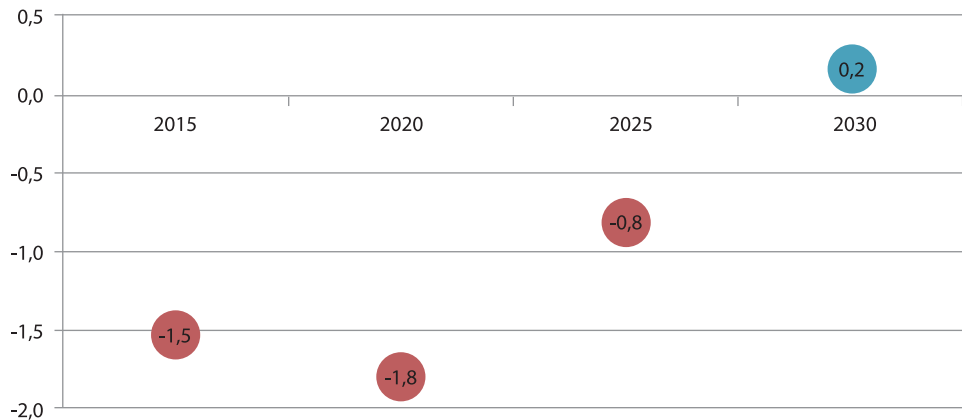
⁴¹ *Ibidem*.

⁴² *Ibidem*, s. 55.

⁴³ *Business as usual*, w tym wypadku model rozwoju nieuwzględniający zasad pakietu klimatyczno-energetycznego, w tym konkretnym przypadku dotyczy prognozy rozwoju gospodarczego, która liczona jest bez wpływu pakietu.

tyczny spowodują spowolnienie wzrostu gospodarczego do połowy następnej dekady. Zgodnie z tym scenariuszem w 2015 r. PKB będzie niższe o 1,53 proc., w 2020 r. odchylenie będzie jeszcze większe i sięgnie 1,8 proc., natomiast w następnych latach będzie się zmniejszać i osiągnie niespełna 1 proc. w 2025 r.⁴⁴.

Wykres 1. Szacowane odchylenie poziomu realnego PKB Polski w scenariuszu niskoemisyjnym w porównaniu ze scenariuszem bazowym w latach 2015–2030 (w proc.)



Źródło: *Polska 2030. Trzecia fala nowoczesności. Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów*, s. 185–186.

NBP dostrzega dwojaki efekty pakietu klimatyczno-energetycznego. Wskazuje, że pozytywny skutek dla budżetu państwa przyniosą dochody ze sprzedaży uprawnień emisyjnych, co umożliwi obniżenie deficytu finansów publicznych oraz koszty jego obsługi. Bank szacuje, że sprzedaż uprawnień do emisji dwutlenku węgla powiększy dochody budżetu państwa w latach 2013–2020 o kwotę 45 mld zł⁴⁵. Wpływy ze sprzedaży uprawnień oszacowano na 0,25–0,3 PKB rocznie⁴⁶. Z drugiej strony regulacje klimatyczne spowodują wzrost kosztów płaconych zarówno przez konsumentów, jak i producentów co wpłynie na obniżenie dochodów gospodarstw domowych oraz zmniejszenie płac. Wyższe ceny płacone przez krajowe przedsiębiorstwa

⁴⁴ *Polska 2030 ...*, *op.cit.* s. 186.

⁴⁵ Kalkulacja została przeprowadzona przy założeniu, że średni koszt pojedynczego uprawnienia do emisji wynosi 60 zł, co przy obecnym kursie odpowiada ok. 14,3 euro.

⁴⁶ *Krótkookresowe skutki ...*, *op.cit.* s. v, 21.

osłabiają konkurencyjność gospodarki, co m.in. nie pozostaje bez wpływu na poziom bezrobocia⁴⁷.

Choć większość dostępnych analiz potwierdza, że realne jest spowolnienie gospodarcze na skutek wdrażania pakietu klimatyczno-energetycznego, to różnice koncentrują się na szacunkach skali i wielkości dodatkowych kosztów. Można zauważyć, że precyzyjne kalkulacje, niezależnie od zastosowanej metodologii, mogą być obarczone poważnymi błędami. Kluczowe zmienne dotyczą parametrów, których prognozowanie w perspektywie średniookresowej jest skomplikowane. Trudno precyzyjnie prognozować koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla, trafnie ocenić skalę ryzyka związanego z aktywnością legislacyjną UE oraz ewentualnymi korektami pakietu klimatyczno-energetycznego, a także oszacować tempo rozwoju lub poziom stagnacji gospodarki wspólnoty w perspektywie średnio- i długookresowej. Dobrą ilustracją trudności prognostycznych może stanowić kształtowanie się kosztów uprawnień do emisji CO₂⁴⁸. Gdy w latach 2007–2008 ustalano zasady pakietu klimatyczno-energetycznego przyjęto założenie, że giełdowy koszt emisji pojedynczego uprawnienia emisyjnego sięgnie ok. 30 euro⁴⁹, co było zgodne w ówczesnymi cenami giełdowymi. Dodatkowo, prognozowana przez urzędników cena spełniała także kolejne założenie – podwyższała koszt 1 MWh energii elektrycznej produkowanej z węgla w porównaniu z kosztami produkcji tej samej ilości energii w oparciu o gaz ziemny. Poprzez wprowadzenie systemu opłat za emisję CO₂ zbudowano podwaliny do radykalnego wzrostu kosztów wykorzystywania paliwa węglowego w energetyce.

Jednak z perspektywy ok. czterech lat od wprowadzenia pakietu klimatyczno-energetycznego można zauważyć, że koszt uprawnień do emisji nie stanowi istotnej motywacji do rezygnacji z paliwa węglowego. Dziś koszty nabycia uprawnień emisyjnych są dziewięciokrotnie niższe od planowanych i sięgają ok. 4 euro za jedno uprawnienie⁵⁰. Cena na rynku krajowym nie uległa zmianie, mimo że 3 lipca 2013 r. Parlament Europejski przegłosował

⁴⁷ *Ibidem*. s. 73–76.

⁴⁸ Jedno uprawnienie emisyjne w systemie ETS upoważnia do emisji jednej tony (1 Megagram – Mg) dwutlenku węgla do atmosfery.

⁴⁹ A. Gawlikowska-Fyk, *Jaki klimat dla nowej polityki energetycznej UE?*, Polski Instytut Stosunków Międzynarodowych, Biuletyn Nr 48 (1024), 14 maja 2013, <http://www.pism.pl/publikacje/biuletyn/nr-48-1024> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.), s. 1.

⁵⁰ *Emisja tony CO₂ kosztuje niewiele ponad 4 euro*, *Energianews*, rp.pl z 15 lipca 2013 r., <http://www.ekonomia.rp.pl/arttykul/532091,1029928-Emisja-tony-CO2-kosztuje-niewiele-ponad-4-euro.html> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

wycofanie 900 milionów uprawnień emisyjnych z handlu⁵¹ na wspólnotowym rynku uprawnień. Miało to podwyższyć kurs uprawnień emisyjnych na giełdzie i tym samym doprowadzić do wzrostu kosztów wykorzystywania bardziej emisyjnych paliw energetycznych. Aby bardziej obrazowo przedstawić niewielki wpływ kosztów uprawnień emisyjnych na odchodzenie od wykorzystania węgla w energetyce posłużmy się wyliczeniem. W sierpniu 2013 r. 1 MWh energii elektrycznej z węgla brunatnego obarczona była dodatkowym kosztem za emisję dwutlenku węgla w wysokości ok. 14,6 zł czyli 3,5 euro⁵² (w tym samym okresie średnia miesięczna cena 1 MWh energii elektrycznej wynosiła ok. 164 zł)⁵³. To wielokrotnie mniej niż planowano przyjmując pakiet klimatyczno-energetyczny. Wyliczano wówczas, że opłaty za uprawnienia do emisji przy produkcji prądu z węgla brunatnego przyniosą dodatkowe obciążenie 26,1 euro za pojedyncze uprawnienie co odpowiada kwocie ok. 109,3 zł⁵⁴. Dla porównania kilka lat temu zakładano, że cena uprawnień emisyjnych niezbędnych do produkcji 1 MWh energii elektrycznej z paliwa gazowego wyniesie ok. 44 zł⁵⁵ (10,5 euro), jednak dziś te ceny są wielokrotnie niższe i sięgają zaledwie 5,8 zł⁵⁶ (co odpowiada kwocie 1,4 euro)⁵⁷. Powyższe różnice między planowanymi cenami uprawnień do emisji, a rzeczywistymi ukształtowały się na rynku samodzielnie, co potwierdza skalę problemów z prognozowaniem skutków pakietu klimatyczno-energetycznego dla przemysłu energetycznego. Trzeba jednak pamiętać,

⁵¹ A. Gawlikowska-Fyk, *Jaki klimat dla nowej..., op.cit.*

⁵² Obliczenie własne przy założeniu, że emisja dwutlenku węgla przy produkcji 1 MWh energii elektrycznej z węgla brunatnego wynosi 0,87 t, pojedyncze uprawnienie emisyjne kosztuje 4 euro, przy kursie średnim NBP wynoszącym 4,19 zł za 1 euro z 12 sierpnia 2013 r., <http://www.nbp.pl/kursy/kursya.html> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

⁵³ *Raport Miesięczny / POLPX Monthly Report*, z sierpnia 2013 r. Towarowa Giełda Energii, s. 1, http://tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/2013/RAPORT_Miesieczny_sierpien2013.pdf (dostęp: 20 września 2013 r.).

⁵⁴ Obliczenie własne przy założeniu, że emisja dwutlenku węgla przy produkcji 1 MWh energii elektrycznej z węgla brunatnego wynosi 0,87 t, pojedyncze uprawnienie emisyjne kosztuje 30 euro, przy kursie średnim NBP wynoszącym 4,19 zł za 1 euro z 12 sierpnia 2013 r., <http://www.nbp.pl/kursy/kursya.html> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

⁵⁵ Obliczenie własne przy założeniu, że emisja dwutlenku węgla przy produkcji 1 MWh energii elektrycznej z gazu ziemnego wynosi 0,35 t, pojedyncze uprawnienie emisyjne kosztuje 30 euro, przy kursie średnim NBP wynoszącym 4,19 zł za 1 euro z 12 sierpnia 2013 r., <http://www.nbp.pl/kursy/kursya.html> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

⁵⁶ *Ibidem.*

⁵⁷ Trzeba nadmienić, że powyższe wyliczenia, zostały przeprowadzone przy teoretycznym założeniu, że wszystkie potrzebne uprawnienia emisyjne należy kupić, choć w rzeczywistości część z nich rozdzielana jest bezpłatnie, a ich liczba co roku ulega redukcji, aby w 2020 r. osiągnąć poziom 80 proc. płatnych uprawnień. Mechanizm stopniowego wprowadzania płatności ma łagodzić powstawanie dodatkowych kosztów.

że polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej jest prowadzona wielowymiarowo, zaś rynek uprawnień emisyjnych jest tylko jednym z nich. Z tej perspektywy można zauważyć podstawową stałą – zapisy pakietu pozostaną istotnym wyzwaniem bezpośrednio wpływającym na tempo wzrostu gospodarczego kraju w perspektywie średniookresowej.

Wpływ polityki klimatycznej na fundusze wspólnotowe

Polityka klimatyczno-energetyczna będzie miała istotny wpływ na sposób wydatkowania funduszy unijnych przez państwa członkowskie. W budżecie UE na lata 2014–2020, czyli tzw. wieloletnich ramach finansowych, wprowadzono kolejny cel inwestycyjny, jakim są ochrona środowiska oraz powiązane z nią tworzenie gospodarki niskoemisyjnej (tzn. emitującej niewielkie ilości dwutlenku węgla) i odpornej na zmianę klimatu. Ma ona także realizować cel zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Rada Europejska przyjmując projekt budżetu wspólnoty do 2020 r. wskazała, że 20 proc. wszystkich wydatków z budżetu UE ma zostać przeznaczony na działania związane z klimatem⁵⁸. Strukturalnie, można zauważyć, że tą decyzją wzmacniany zostaje popyt wśród wszystkich beneficjentów funduszy wspólnotowych na usługi związane z sektorem tzw. „zielonej energii” oraz zapewniony zostaje poziom finansowania podaży przemysłu odnawialnej energetyki. Czy obowiązek wydatkowania 20 proc. środków z funduszy wspólnotowych na cele klimatyczne przebuduje znacząco listę krajowych priorytetów inwestycyjnych? Ile środków realnie wydamy na cele klimatyczne z przyznanych funduszy?

Na lata 2014–2020 Polska otrzymała 105,8 mld euro⁵⁹. To oznacza, że 20,5 mld euro z funduszy przyznanych Polsce powinno zostać wydatkowane na cele związane z klimatem. Wspólna polityka rolna będzie realizowała te cele przez dopłaty bezpośrednie wspierając typ działalności rolniczej mający ograniczać monokultury uprawowe. Inaczej będą wydatkowane te środki przez fundusze spójności. Polska samodzielnie zadecyduje o przeznaczeniu

⁵⁸ Konkluzje (Wieloletnie Ramy Finansowe). Rada Europejska 7–8 lutego 2013 r., s. 6, pkt 10, <http://register.consilium.europa.eu/pdf/pl/13/st00/st00037.pl13.pdf> (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

⁵⁹ Odpowiednio 28,5 mld na politykę rolną i 72,7 mld euro na politykę spójności. Wieloletnie Ramy Finansowe, *Prezentacja nt. wyniku Rady Europejskiej WRF 7–8 lutego 2013 r.*, http://www.msz.gov.pl/pl/polityka_zagraniczna/zagraniczna_polityka_ekonomiczna/wieloletnie_ramy_finansowe/ (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.).

68 mld euro (4,7 mld przyznanych nam środków na ten cel wróci do Komisji Europejskiej, która będzie zarządzać ich wydatkowaniem)⁶⁰. Wstępny projekt wykorzystania tych środków przygotowany przez Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (MRR) zakłada przeznaczenie 18,7 proc. (czyli 12,7 mld euro) z funduszy z polityki spójności na cele ekologiczne⁶¹. Czy to oznacza, że te środki zostaną przeznaczone na zakup generatorów energii wiatrowej, ogniw fotowoltaicznych i innych wyrobów przemysłu „zielonych technologii”? Niekoniecznie. Analiza propozycji MRR pokazuje, że skala inwestycji w opisane wyżej technologie będzie znacząco niższa od wskazanej kwoty. Zaś znacząca część środków zostanie przeznaczona m.in. na rozwój infrastruktury transportowej, co jest uzasadnionym priorytetem inwestycyjnym. Jest to możliwe dzięki tzw. systemowi wag – 100 proc. uzyskują projekty realizujące bezpośrednio zagadnienia klimatyczne, 40 proc. działania pośrednio go realizujące. To oznacza, że np. kupno odnawialnych źródeł energii będzie realizowało wymieniony cel w 100 proc., podczas gdy nakłady na transport kolejowy zrealizują ten cel w 40 proc⁶².

Ma to swoje uzasadnienie – rozwój sieci drogowej oraz linii kolejowych a także kupno pojazdów dla transportu zbiorowego w pośredni sposób przyczynia się do wypełnienia celu UE jakim jest ochrona klimatu. W uproszczeniu – lepsza sieć transportowa to mniejsze zużycie paliwa i tym samym mniejsze oddziaływanie transportu ludzi i towarów na środowisko.

Wykorzystując opisaną metodologię, Ministerstwo Rozwoju Regionalnego zaproponowało nakłady w wysokości ok. 5 mld euro na działania bezpośrednio związane z celami klimatycznymi. Pozostałe 7,72 mld euro zostaną wydatkowane na cele zgodne z dotychczasowymi priorytetami dotyczącymi m.in. modernizacji infrastruktury transportowej (określane przy użyciu specyficznej terminologii jako „promowanie zrównoważonego transportu i usuwanie niedoborów przepustowości w działaniu najważniejszych infrastruktur sieciowych, wspieranie zatrudnienia i mobilności pracowników czy inwestowanie w edukację, umiejętności i uczenie się przez całe życie⁶³”). Analizując plan wydatkowania funduszy pomocowych w Polsce można za-

⁶⁰ *Programowanie perspektywy finansowej 2014–2020. Umowa Partnerstwa – (wstępny projekt)*. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, 12 lipca 2013 r., http://www.mrr.gov.pl/fundusze/Fundusze_Europejskie_2014_2020/Programowanie_2014_2020/Umowa_partnerstwa/Documents/ZUP_05_02_13_zaljm.pdf (dostęp: 12 sierpnia 2013 r.), s. 84–85.

⁶¹ *Ibidem*.

⁶² *Ibidem*, s. 89.

⁶³ *Ibidem*.

uważyć działania administracji ukierunkowane na uwzględnianie istotnych priorytetów modernizacji infrastruktury transportowej, gospodarki wodnej, komunalnej a nawet inwestycji w naukę, jako realizację przyjętego priorytetu w przeznaczaniu funduszy zgodnie z polityką klimatyczną. Pomimo tego ok. 5 mld euro (ok. 21 mld zł) zostanie wydatkowane na cele bezpośrednio związane z polityką klimatyczną, m.in. na produkcję i kupno odnawialnych źródeł energii, promocję strategii niskoemisyjnych, wspieranie efektywności energetycznej czy wprowadzanie inteligentnych sieci energetycznych średnich i niskich napięć⁶⁴.

Wnioski

Choć Unia Europejska nie posiada tak silnych jak państwa wspólnoty prerogatyw do obejmowania swoją działalnością zagadnień bezpieczeństwa energetycznego, to jednak przyjmowane przez nią rozwiązania legislacyjne oraz instytucjonalne w sposób istotny przebudowują relacje energetyczne. Dorobek prawny UE z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego oraz ekonomicznego Polski można rozpatrywać na co najmniej dwóch płaszczyznach.

Po pierwsze, nie ulega wątpliwości, że regulacje prawa wspólnotowego związane z budową jednolitego rynku energii mają wymierny wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski, szczególnie w sektorze gazu ziemnego. Regulacje tzw. trzeciego pakietu energetycznego, wzmacniają kluczową zasadę dostępu strony trzeciej do sieci przesyłowych. Dzięki temu niezależni sprzedawcy mogą przesyłać gaz sieciami, które wcześniej były dla nich zamknięte, a rurociągi gazowe zaczynają funkcjonować jak autostrady dostępne dla każdego, co trwale demonopolizuje sektor gazu ziemnego. W następstwie tych regulacji, niezależni dostawcy w Polsce mogą przesyłać surowiec rurociągiem jamalskim, który przed wprowadzeniem trzeciego pakietu energetycznego pozostawał zamknięty dla podmiotów konkurencyjnych wobec rosyjskiego Gazpromu.

Poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego umacniają także inne akty prawa wspólnotowego, m.in. rozporządzenie nr 994/2010 nakazujące rozbudowę połączeń między poszczególnymi państwami, wspierające budowę magazynów gazowych, instalacji portowych do odbioru gazu skro-

⁶⁴ *Ibidem*, s. 89.

plonego. Ważne gazociągi przesyłowe mają zostać zmodernizowane w celu przesyłu gazu w dwóch kierunkach, co oznacza, że pojawia się podstawa prawna do modernizacji gazociągu jamalskiego. Jednocześnie unijne rozporządzenie nakazuje budowę regionalnych grup państw, zobowiązanych do wzajemnej pomocy w sytuacji odcięcia dostaw gazu do jednego z partnerów. Polska została zobowiązana do budowy takiej grupy m.in. z Niemcami. W ślad za tym będzie postępować rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego. Można domniemywać, że nowe połączenia z Polską strona niemiecka będzie wykorzystywać do dystrybucji rosyjskiego gazu ziemnego pobieranego z rurociągu Nord Stream. Z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego nie tylko samej Polski, lecz całego regionu Europy Środkowej, większe korzyści niesie utworzenie regionalnej grupy między państwami Grupy Wyszehradzkiej (Polska, Czechy, Słowacja, Węgry) niż jedynie z Niemcami.

Po drugie, ocena skutków dla Polski innych regulacji wdrażanych tzw. pakietem klimatyczno-energetycznym (m.in. 20 proc. redukcję emisji dwutlenku węgla, 20 proc. wzrost efektywności energetycznej oraz produkcję 20 proc. energii ze źródeł odnawialnych w skali wszystkich państw UE) nie jest jednoznaczna. Pozytywnym jest impuls, jaki dają regulacje prawa wspólnotowego do modernizacji krajowego sektora energetycznego, i jeśli taka modernizacja nastąpi przyniesie w przyszłości dodatkowe przewagi. Jednakże wysoki koszt inwestycji nie pozostanie bez wpływu na bezpieczeństwo ekonomiczne państwa oraz tempo wzrostu PKB. Nie jest wykluczone, że kosztowna modernizacja sektora elektroenergetycznego, choć daje szansę stworzenia nowoczesnej gałęzi gospodarki, to przyczyni się do mniejszego tempa wzrostu gospodarczego kraju. Trzeba jednak pamiętać, że model dla zmian, jaki zakładano projektując pakiet klimatyczno-energetyczny podlega istotnej przebudowie. Niższa cena uprawnień do emisji CO₂ zmniejsza presję na budowę nowych mniej emisyjnych źródeł wytwarzania energii. Katastrofa elektrowni atomowej w Fukuszymie miała wpływ na wzmocnienie niechęci obywateli wielu państw do nowych projektów energetyki nuklearnej, co może mieć wpływ na mniejszą ilość inwestycji tym sektorze. Spowolnienie gospodarcze zmniejsza zapotrzebowanie na energię finalną oraz jej nośniki. Dokonująca się w Stanach Zjednoczonych rewolucja energetyczna związana z wydobyciem gazu i ropy naftowej ze złóż niekonwencjonalnych skutkuje radykalnym obniżeniem kosztów energii i tym samym mniejszymi kosztami działalności gospodarczej. Stanowi tym samym przykład rozwoju gospodarczego opartego na taniej energii, który inspirowane do

potencjalnych korekt europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej mającej wpływ na wzrost kosztów energii. Należy podkreślić, że prognozowane koszty inwestycyjne związane z wdrażaniem pakietu oraz ich skala mogą ulec zmianie w perspektywie średniookresowej, gdyż wiele zmiennych rzucających na wykonanie zaplanowanych działań, pozostaje w chwili obecnej trudnymi do precyzyjnego oszacowania.