



Marcin MALEC*, Jacek KAMIŃSKI**, Przemysław KASZYŃSKI*

Regulacje środowiskowe w energetyce a zapotrzebowanie na węgiel kamienny

STRESZCZENIE: Wdrażanie regulacji środowiskowych dotyczących sektora energetycznego w krajach członkowskich Unii Europejskiej wpływa pośrednio na krajowy sektor górnictwa węgla kamiennego. Wprowadzenie pakietu klimatyczno-energetycznego oraz jego kontynuacja zapowiedziana na lata 2021–2030 są potwierdzeniem utrzymania polityki dekarbonizacyjnej prowadzonej przez Komisję Europejską. Już dotychczas wprowadzone regulacje, obowiązujące do 2020 r., znacząco oddziałują na pozycję węgla kamiennego na rynku paliw przeznaczonych do produkcji energii elektrycznej. Perspektywa dalszego rozszerzenia działania tych regulacji jest niewątpliwie istotnym zagrożeniem dla krajowego sektora górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. W artykule dokonano przeglądu zarówno przepisów obowiązujących na poziomie unijnym, jak i regulacji krajowych. Zidentyfikowano najistotniejsze zapisy, które mogą w znaczący sposób wpłynąć na redukcję zapotrzebowania na węgiel kamienny, zwłaszcza w sektorze elektroenergetycznym. Podjęto również próbę ilościowej oceny ich wpływu na sytuację sektora górnictwa węgla kamiennego pod kątem szacunków zmian zapotrzebowania na węgiel kamienny w okresie do 2020 roku. Analizy przeprowadzono dla czterech wybranych obszarów regulacji. W pierwszym kroku wyznaczono wielkość produkcji energii elektrycznej, która w przypadku realizacji zobowiązań unijnych nie zostanie wyprodukowana ze źródeł konwencjonalnych (głównie węglowych), w wyniku działania wybranych regulacji. Następnie oszacowano wielkość redukcji zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii elektrycznej. Wyniki analiz wskazują, że zmniejszenie produkcji energii elektrycznej z elektrowni węglowych może sięgnąć nawet 19 TWh, co będzie skutkowało zmniejszeniem zapotrzebowania na węgiel kamienny o 6,6–9,6 mln Mg.

* Mgr inż., asystent, ** Dr hab. inż., prof. nadzw. IGSMiE PAN – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Pracownia Ekonomiki Energetyki, Kraków, e-mail: malec@meeri.pl, kaminski@meeri.pl, kaszynski@meeri.pl

Wprowadzenie

Krajowe górnictwo węgla kamiennego znajduje się w kolejnej fazie przemian wynikających z konieczności przywrócenia opłacalności wydobycia w dobie niskich cen tego surowca na rynkach światowych. Jednak, oprócz spadku cen tego nośnika energii pierwotnej, istotnym elementem wpływającym na sytuację sektora węglowego jest jego otoczenie regulacyjne. Przepisy dyskutowane na forum europejskim, a następnie transponowane do krajowego systemu legislacyjnego, ukierunkowane są głównie na działania dekarbonizacyjne, których konsekwencją ma być znaczne ograniczenie roli węgla w gospodarce. Wpływ tych przepisów na funkcjonowanie sektora paliwowo-energetycznego jest istotnym wyzwaniem zarówno dla spółek górniczych, jak i dla koncernów energetycznych.

Główne działania instytucji europejskich oparte są obecnie na założeniach i celach przyjętych w pakiecie klimatycznym, które wyznaczają kierunek polityki w zakresie redukcji emisji z sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Cele globalne wyznaczane są na poziomie Unii Europejskiej, a następnie dla poszczególnych państw członkowskich ustalane są cele szczegółowe.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, celem niniejszego artykułu jest przeprowadzenie oceny wpływu wybranych regulacji środowiskowych na funkcjonowanie krajowego sektora energetycznego pod kątem zmiany pozycji węgla kamiennego jako dostawcy paliw do produkcji energii elektrycznej.

1. Pakiet klimatyczno-energetyczny

W 2007 roku w wyzwaniach zaproponowanych na forum unijnym pod hasłem pakietu klimatyczno-energetycznego przedstawiony został pakiet trzech celów, tzw. 3x20. Należą do nich: redukcja o 20% emisji gazów cieplarnianych, wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii o 20% oraz zwiększenie efektywności energetycznej o 20%. Wypełnienie zobowiązań zostało podjęte przez całą wspólnotę krajów członkowskich, a poszczególnym państwom zostały przypisane indywidualne zobowiązania szczegółowe.

Drugi etap funkcjonowania pakietu klimatycznego został ustalony w 2014 r. i będzie obowiązywał w latach 2021–2030. Globalne cele przyjęte na ten okres dla całej Unii Europejskiej to redukcja emisji gazów cieplarnianych o 40% (w stosunku do poziomu emisji z 1990 r.) oraz zwiększenie udziału źródeł odnawialnych do 27% (Wojtkowska-Lodej 2014).

W celu zapewnienia odpowiednich mechanizmów mających pomóc w osiągnięciu wyznaczonych celów pakietu klimatyczno-energetycznego wprowadzono szereg przepisów, mających za zadanie implementację założeń pakietu „3x20”. W szczególności są to między innymi: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE zwana Dyrektywą EU ETS, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywę 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, zwana Dyrektywą CCS, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej oraz Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do 2020 r. zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.

2. Regulacje unijne wynikające z przyjęcia pakietu klimatyczno-energetycznego

Przyjęcie postanowień pakietu wymusiło konieczność zastosowania właściwych instrumentów poprzez wdrożenie odpowiednich dyrektyw wspierających i umożliwiających osiągnięcie celów pakietu „3x20”. Głównym działaniem ukierunkowanym na wypełnienie celu redukcji emisji gazów cieplarnianych było wprowadzenie nowych założeń dla systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS). Obecnie funkcjonująca III faza systemu (2013–2020) wprowadziła konieczność redukcji (na koniec tego okresu) emisji gazów cieplarnianych o 21% w odniesieniu do 2005 roku. Pułap limitów emisji jest corocznie zmniejszany o 1,74%. Systemem tym objęte są wybrane sektory, m.in. energetyka, przemysł cementowy, huty żelaza i stali oraz huty szkła. Od początku 2021 r. wprowadzona zostanie kolejna faza systemu EU ETS. Czwarty etap zobliguje do redukcji emisji sektory obecnie będące poza systemem (m.in. transport, budownictwo i rolnictwo). Dodatkowo zasadniczymi zmianami w działaniu systemu w latach 2021–2030 są: (1) wzrost celów redukcji emisji gazów cieplarnianych o 43% w sektorach obecnie objętych systemem, tym samym wzrost wskaźnika corocznej redukcji do 2,2% oraz o 30% w pozostałych sektorach do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 2005 roku; (2) ustalenie sposobu przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2021–2030, a także (3) wprowadzenie rezerwy stabilizującej (MSR) pełniącej rolę mechanizmu stymulującego utrzymanie cen uprawnień do emisji CO₂ na określonym poziomie. Mechanizm MSR zapewniający przeniesienie „nadmiaru” emisji na rynku do „rezerwy”

po decyzji Komisji Ochrony Środowiska Naturalnego, Zdrowia Publicznego i Bezpieczeństwa Żywnościowego (ENVI) Parlamentu Europejskiego z dnia 26 maja 2015 roku i zatwierdzeniu jej 8 lipca 2015 roku przez Parlament zostanie wprowadzony już w 2019 roku, pomimo prób opóźnienia tego terminu przez niektóre kraje członkowskie, głównie Polskę.

Kolejny zapis pakietu „3x20”, którym jest zwiększenie efektywności energetycznej realizowany jest za pomocą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. W zapisach dyrektywy nastąpiła aktualizacja celu ogólnego wzrostu efektywności energetycznej z 20 do 17%. Dla każdego z krajów członkowskich spełnienie celu jest wykonywane poprzez podjęcie indywidualnych zobowiązań szczegółowych. Realizacja tego celu wykonywana jest m.in. przez termomodernizację budynków mieszkalnych i użytkowych (także budynków publicznych mających być wzorcem w tym zakresie) oraz poprawę efektywności w zakresie przetwarzania energii, w sektorze wytwarzania i dystrybucji, w tym efektywnego ogrzewania i chłodzenia infrastruktury.

Ponadto Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz wnosząca poprawki do Dyrektywy 92/42/EWG stanowi regulację dla wsparcia kogeneracji, czego skutkami pośrednimi są poprawa efektywności energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego. Dyrektywa ta dopuszcza stworzenie zachęt dla promowania kogeneracji i nakazuje stworzenie możliwości odbioru energii wytworzonej w kogeneracji. Kwestia wpływu uwarunkowań środowiskowych na funkcjonowanie przedsiębiorstw kogeneracyjnych była wcześniej dyskutowana między innymi w artykułach (Kamiński i Stós 2014).

Wprowadzenie w 2010 roku Dyrektywy 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych (tzw. Dyrektywa IED) jest kolejnym krokiem na drodze wypełniania celów zapisanych w pakiecie klimatyczno-energetycznym. Dyrektywa ta zastąpiła w zakresie regulacji emisji zanieczyszczeń następujące dyrektywy: Dyrektywę 2008/1/WE (wcześniej 96/61/WE) w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC), Dyrektywę 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (LCP) – obowiązującą do 01.01.2016 r., Dyrektywę 2000/76/WE w sprawie spalania odpadów (WI), Dyrektywę 1999/13/WE w sprawie ograniczenia emisji lotnych związków organicznych spowodowanej użyciem organicznych rozpuszczalników podczas niektórych czynności i w niektórych urządzeniach, Dyrektywy 78/176/EWG, 82/883/EWG i 92/112/EWG związane z produkcją dwutlenku tytanu. Dokument ten narzuca limity emisji zanieczyszczeń na jednostki wytwórcze o mocy powyżej 50 MW i nakłada obowiązek dostosowania się do wymogów już w 2016 roku.

Spełnienie wymagań Dyrektywy 2010/75/WE będzie wyzwaniem dla większości starszych bloków węglowych elektrowni i elektrociepłowni. Wypełnienie narzuconych standardów emisji, które mogą być zaostrzone po wydaniu Konkluzji BAT (*Best Available Techniques*), będzie podstawą do wydania pozwolenia zintegrowanego, a więc warunkiem dalszego funkcjonowania jednostki. Dokumenty miały zostać zatwierdzone na przełomie 2015/2016 roku, jednak wciąż dyskutowany jest nowy projekt Konkluzji BAT.

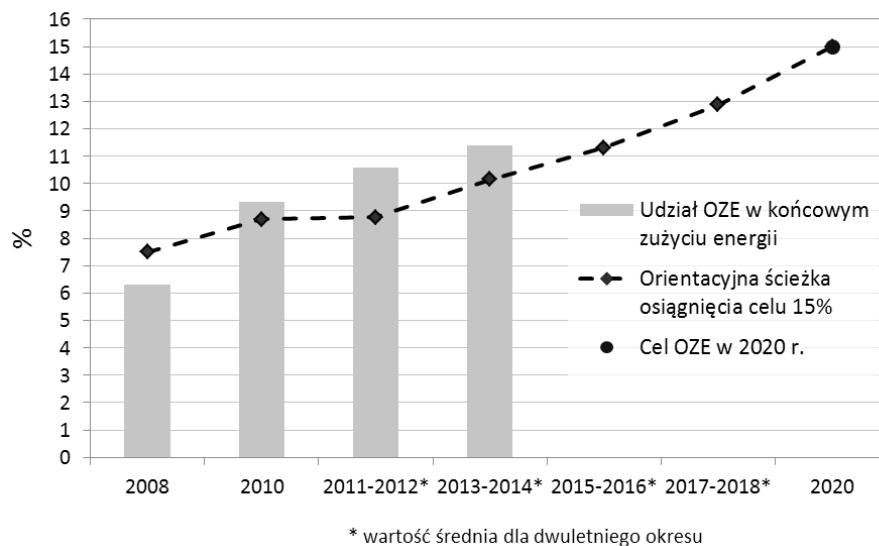
Oprócz wymienionych wcześniej aktów prawnych, pośrednio na sektor energetyczny oraz pozycję węgla kamiennego jako paliwa do produkcji energii elektrycznej, mają wpływ także następujące regulacje:

- ◆ Dyrektywa CCS (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),
- ◆ Dyrektywa CAFE (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy),
- ◆ Dyrektywa OOS (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko),
- ◆ Rozporządzenie (WE) nr 1907/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) i utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów, zmieniająca dyrektywę 1999/45/WE oraz uchylająca rozporządzenie Rady (EWG) nr 793/93 i rozporządzenie Komisji (WE) nr 1488/94, jak również dyrektywę Rady 76/769/EWG i dyrektywy Komisji 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/WE i 2000/21/WE z późniejszymi zmianami,
- ◆ 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.

3. Kluczowe krajowe regulacje środowiskowe w sektorze energetycznym wpływające na wykorzystanie węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej

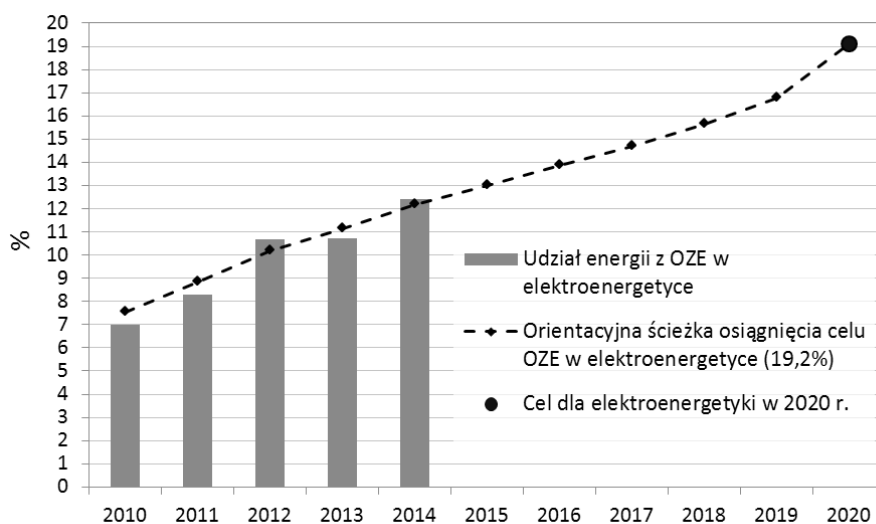
Krajowy poziom udziału energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, będący jednym z elementów wypełnienia celów pakietu klimatyczno-energetycznego, został ustalony na poziomie 15% w 2020 roku. Jest to cel ogólny dla całej gospodarki, natomiast na poszczególne sektory zostały nałożone cele indywidualne. Dla udziału OZE w zużyciu energii elektrycznej jest to 19,2%, a dla ciepłownictwa i chłodnictwa – 17,1%. W Krajowym Planie Działania (KPD), opracowanym przez Ministerstwo Gospodarki, wyznaczone zostały także ścieżki dochodzenia do wspomnianych wartości. Zostały one przedstawione na rysunkach 1–3 (Szurlej i in. 2013).

Promocja odnawialnych źródeł energii powoduje spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii elektrycznej, który jest zastępowany paliwem biomasowym, spalany w dedykowanych blokach wytwórczych lub współspalany z węglem w blokach konwencjonalnych. Do działań w zakresie wsparcia OZE można także zaliczyć przyjętą 20 lutego 2015 r.



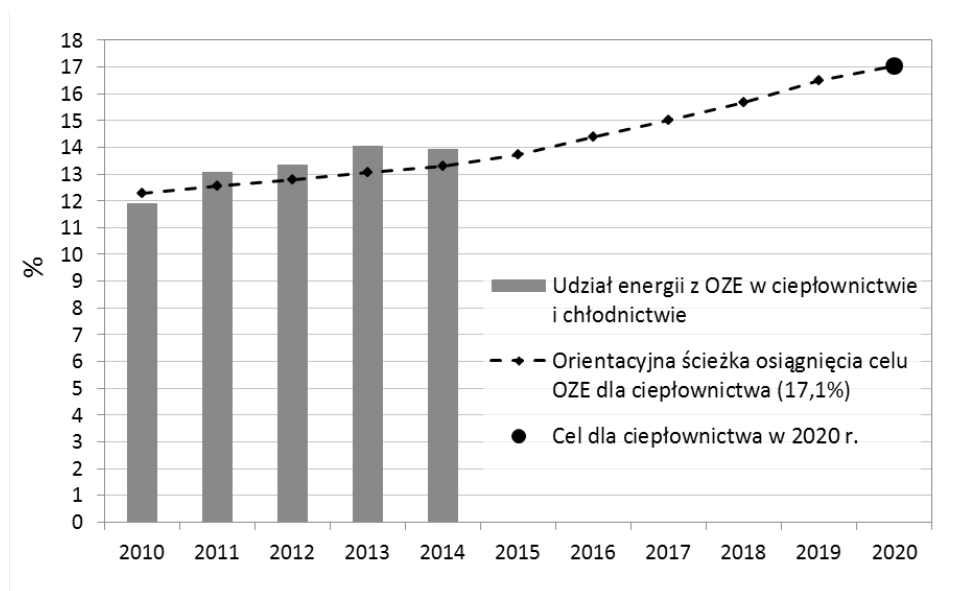
Rys. 1. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto oraz cel dla Polski w 2020 r. [%]
 Źródło: Opracowane własne na podstawie: Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD 2010), Energia ze źródeł odnawialnych 2014 (GUS 2015)

Fig. 1. RES in gross final energy consumption and domestic RES target in 2020 [%]



Rys. 2. Udział OZE w zużyciu energii elektrycznej brutto oraz cel dla sektora elektroenergetycznego w 2020 r. [%]
 Źródło: Opracowane własne na podstawie: Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD 2010), Energia ze źródeł odnawialnych 2014 (GUS 2015)

Fig. 2. RES in gross final electricity consumption and RES target for the domestic energy sector in 2020 [%]



Rys. 3. Udział OZE w produkcji ciepła oraz cel dla sektora ciepłowniczego w 2020 r. [%]

Źródło: Opracowane własne na podstawie: Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD 2010), Energia ze źródeł odnawialnych 2014 (GUS 2015)

Fig. 3. RES in heat production and RES target for domestic heat sector in 2020 [%]

nową ustawę o OZE. Na podstawie wdrożonych przepisów dla energii elektrycznej wytwarzanej w mikro i małych instalacjach prosumenckich (o łącznej mocy nieprzekraczającej 800 MW), oprócz pierwszeństwa dostępu do sieci, wprowadzono gwarancję stałej ceny zakupu po preferencyjnych cenach (Mirowski i Sornek 2015).

Do krajowych regulacji zaliczyć można także uczestnictwo (od 2005 r.) w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Polska jest uczestnikiem zarówno trzeciej (w latach 2013–2020), jak i czwartej fazy systemu (2021–2030). Istotnym elementem uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS) jest alokacja darmowych uprawnień dla sektora energetyki. W warunkach krajowych zagrożeniem dla sektora elektroenergetycznego i wykorzystywania węgla jako podstawowego paliwa dla energetyki będzie wprowadzana rezerwa stabilizująca (*Market Stability Reserve – MSR*), która jest mechanizmem ukierunkowanym na utrzymanie cen uprawnień do emisji CO₂ na odpowiednio wysokim poziomie. Wysokie ceny uprawnień będą miały wpływ na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w technologiach wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny, z uwagi na znaczące emisje CO₂ do atmosfery. W konsekwencji, jednostki te mogą być wypierane z rynku i zastępowane źródłami niskoemisyjnymi.

Kolejnym wyzwaniem związanym z pakietem klimatyczno-energetycznym jest wzrost efektywności energetycznej. Ustawa o efektywności energetycznej obowiązująca od 15 kwietnia 2011 r. (Dz.U. Nr 94, poz. 551 z późn. zm.), jest implementacją na rynek krajowy Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Obecnie obowiązującą dyrektywą w tym zakresie jest Dyrektywa 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. W krajowym ustawodawstwie trwają prace nad wprowadzeniem do prawa krajowego jej zapisów i stworzenie dodatkowych zachęt, rozszerzenia systemu tzw. białych certyfikatów (świadczeń efektywności energetycznej wystawianych w zamian za zaoszczędzaną energię) w celu poprawy efektywności energetycznej i zachęt do modernizacji budynków (także w przestrzeni publicznej), co również wpłynie na ilość zużywanych paliw do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Problematyka efektywności energetycznej w świetle wyzwań przemysłu energochłonnego była dyskutowana w artykule (Swora i in. 2014).

Znaczący wpływ na sektor energetyczny pod kątem wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej wywiera Dyrektywa IED (w sprawie emisji przemysłowych) wprowadzona w 2011 roku. Na podstawie jej zapisów sformułowane zostały standardy emisji dla obiektów energetycznego spalania (również opalanych paliwami stałymi). Spełnienie tych założeń (uaktualnionych przez konkluzje BAT, które miały zostać zatwierdzone w drugim kwartale 2015 r.) będzie podstawą do wydania pozwolenia zintegrowanego, a więc de facto podstawą funkcjonowania jednostki wytwórczej. Zapisy dyrektywy zaczną obowiązywać już w 2016 roku, jednak w okresie 2016–2020 (a dla jednostek wytwórczych pracujących w ciepłownictwie 2016–2022) będzie możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych pozwalających na wykonanie koniecznych modernizacji. Związane z tą regulacją wyłączenia jednostek węglowych spowodują spadek mocy zainstalowanej źródeł opartych na węglu kamiennym, a co za tym idzie – spadek wykorzystania węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. Z wyliczenia możliwego wpływu konkluzji BAT po 2020 r. wynika, że ok. 10–12 GW mocy zainstalowanej w jednostkach węglowych bez koniecznych modernizacji będzie musiało zostać odstawione (Orzeszek 2015).

Regulacje wprowadzane poprzez implementację dyrektyw unijnych oraz ustaw krajowych implikują korekty strategii inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, co bezpośrednio wpływa na krajowe zapotrzebowanie na węgiel kamienny ze strony sektora elektroenergetycznego. Konieczna dywersyfikacja wykorzystania paliw do produkcji energii elektrycznej (m.in. budowa gazoportu LNG, magazyny gazu, plany budowy elektrowni jądrowej czy budowa źródeł CCGT) nie sprzyjają utrzymaniu silnej pozycji węgla kamiennego na rynku. Mimo budowy nowych jednostek węglowych, zakładać należy, że wyższa sprawność budowanych bloków elektrowni (m.in. w Kozienicach, Jaworznie i Opolu) spowoduje mniejsze zużycie węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej.

4. Metodyka oraz wyniki analizy redukcji zapotrzebowania na węgiel kamienny wynikającej z wprowadzonych regulacji

Realizacja zidentyfikowanych w poprzednim rozdziale regulacji może przyczynić się do istotnego zmniejszenia zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii elektrycznej.

Na podstawie dostępnych prognoz i przyjętych założeń podjęto próbę oszacowania o ile zmniejszy się ilość energii produkowanej z jednostek węglowych po wypełnieniu przypisanych celów pakietu klimatycznego, a następnie jak ta wartość przełoży się na ilość węgla energetycznego zużywanego do produkcji energii elektrycznej.

Pierwszym obszarem redukcji jest wielkość ekwiwalentnej energii wytworzonej w jednostkach OZE po wypełnieniu celu OZE (19,13% w 2020 r.) (KPD 2010). Drugim obszarem redukcji są działania związane z założeniami promocji energetyki prosumenckiej oraz kogeneracji (ARE 2011; Ustawa o OZE 2015). Trzecim obszarem jest produkcja energii w odstawianych jednostkach węglowych, co spowodowane jest zarówno ich wiekiem (naturalne odstawienia), jak i koniecznością spełnienia wymagań Dyrektywy IED.

Podstawowym założeniem analizy, wykonanej dla 2020 r. było przyjęcie:

- ◆ prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną – 170 TWh (średnie zapotrzebowanie z prognoz ARE 2011 i GIPH 2013) i określenie docelowej (19,2%) wielkości produkcji energii z OZE w 2020 roku – 32,6 TWh (MG 2009; ARE 2011; Gawlik red. 2013; ARE 2015),
- ◆ średniej sprawności elektrowni na węgiel kamienny – 37,3% (ARE 2015),
- ◆ średniej wartości opałowej węgla kamiennego dla energetyki – 22 GJ/Mg (ARE 2015).

Dla jednostek węglowych przeznaczonych do odstawienia w latach 2015–2020 wzięto pod uwagę, oprócz sprawności, także średni czas pracy.

Na podstawie odpowiednich regulacji wymienionych w tabeli 1 wyznaczono:

- ◆ ilość energii elektrycznej (w GWh) możliwej do wyprodukowania z 800 MW instalacji prosumenckich, które mogą powstać zgodnie z zapisami ustawy (IEO 2014; Ustawa o OZE 2015),
- ◆ ilość energii elektrycznej (w GWh) stanowiącej różnicę między docelowym poziomem produkcji energii elektrycznej z OZE w 2020 roku, a produkcją bieżącą,
- ◆ zakładany wzrost produkcji energii z kogeneracji (założenie, że budowane jednostki kogeneracyjne opalane będą gazem ziemnym) według zapisów Aktualizacji Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 (ARE 2011).

Zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel kamienny spowodowane odstawieniami istniejących bloków węglowych oszacowano na podstawie średniej produkcji energii elektrycznej z bloku o mocy 120 MW w 2014 roku, przyjmując jak uprzednio wskazano wartość opałową paliwa na poziomie 22 GJ/Mg oraz sprawność jednostki wytwórczej – 37,3%.

Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 1. Użyte w tabeli sformułowanie „Redukcja wykorzystania węgla energetycznego przy założeniu obniżenia produkcji w jednostkach na węglu kamiennym w zakresie 59–100% [mln Mg]” to całkowita ilość węgla kamiennego potrzebna do uzyskania ekwiwalentnej ilości energii z elektrowni węglowych. Wymagana produkcja energii w innych źródłach (OZE) została zapisana w odpowiednich dokumentach:

- ◆ cel OZE 2020 – 19,13% (6,13% wzrostu w latach 2015–2020) udziału energii elektrycznej wytworzonej z OZE (KPD 2010),
- ◆ prosumenci – 800 MW przyłączy do sieci zgodnie z zapisami Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (2015),
- ◆ kogeneracja – plan wzrostu udziału kogeneracji w produkcji energii elektrycznej o 2 TWh (ARE 2011).

Na ograniczenie produkcji „utraconej” energii elektrycznej z węgla kamiennego składa się także planowane wyłączenie bloków węglowych o łącznej mocy 1422 MW. Moc ta zostanie odbudowana w aktualnie powstających jednostkach węglowych o sumarycznej mocy blisko 4 GW, jednak mogą one spowodować kolejne odstawienia najmniej efektywnych bloków węglowych, a do produkcji energii będą potrzebowały mniej węgla kamiennego z powodu uzyskiwania wyższej sprawności. W obliczeniach potencjalnego spadku zużycia węgla energetycznego założono wycofanie 1422 MW mocy zainstalowanej w blokach energetycznych opalanych węglem kamiennym.

W obecnej strukturze jedynie 59% energii elektrycznej produkowanej z paliw konwencjonalnych jest produkowane w jednostkach wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny. W analizie rozpatrzono również wariant, kiedy jedynie część energii elektrycznej wytwarzana jest z węgla kamiennego. Założono bowiem, że wypełnianie celów OZE i redukcji emisji nie zmieni struktury wytwarzania energii i będzie dotyczyć także jednostek pracujących na innych paliwach, m.in. na węglu brunatnym (Malec i in. 2014). Szacowany spadek ilości zużywanego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2020 r. może wynieść około 6,6–9,6 mln Mg. Jest to znacząca ilość (18–25%), mając na uwadze łączne zużycie tego surowca w energetyce wynoszące obecnie około 37 mln Mg (ARE 2015).

Podsumowanie

Od kilku lat, pomimo rozwoju gospodarczego, zapotrzebowanie na energię elektryczną nie zwiększa się znacząco, co jest w największym stopniu związane z poprawą efektywności energetycznej. Niewielki wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wzrastający udział OZE w strukturze wytwarzania przekładać się będzie na zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa kopalne. Spółki górnicze staną przed wyzwaniem ulokowania wydobywanego węgla na rynku.

Szacunkowe wyniki obliczeń przeprowadzonych w niniejszym artykule wskazują na możliwy (maksymalny) spadek produkcji energii elektrycznej z węgla nawet o 19 TWh. Może to skutkować redukcją zużycia węgla kamiennego nawet o 6,6–9,6 mln ton do 2020 roku (w zależności od scenariusza). Pierwszym obszarem redukcji zużycia energii elektrycznej z węgla są wymagania pakietu klimatycznego (cele OZE, promocja kogeneracji). Dodatkowo, na zmniejszenie wykorzystania węgla wpływ będzie miała także poprawa sprawności w jednostkach wytwórczych, możliwe wykorzystanie budowanych jednostek opalanych gazem ziemnym oraz zastrzeżone standardy emisji wprowadzane poprzez zapisy Dyrektywy IED i konkluzji BAT. Istotnym elementem wpływającym pośrednio na zużycie węgla do produkcji energii elektrycznej będzie również intensyfikacja systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂, w tym wdrożenie mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej (MSR).

TABELA 1. Redukcja ilości zużywanego węgla do produkcji energii elektrycznej do 2020 roku w rezultacie wdrożenia odpowiednich regulacji środowiskowych

TABLE 1. The reduction in coal consumption for electricity production by 2020 as a consequence of the implementation of environmental regulations

L.p.	Obszar regulacji środowiskowych	Akt prawny / dokument	Moc [MW]	Produkcja energii elektrycznej [GWh]	Redukcja wykorzystania węgla energetycznego przy założeniu obniżenia produkcji w jednostkach na węglu kamiennym w zakresie 59–100% [mln Mg]
1.	Wdrożenie programu promocji energetyki prosumenckiej	Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii	800	1 280	0,3–0,6
2.	Wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE w latach 2014–2020	Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych	–	10 420	3,4–5,7
3.	Wsparcie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji	Dyrektywa (2009/28/EC) / Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030	–	2 000	0,5–0,9
	RAZEM (pozycje 1–3)	–	–	13 700	4,2–7,2
4.	Wyłączenia jednostek opalanych węglem kamiennym (bloki węglowe 120 MW)	Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych (IED)	1422	5 554	2,4*
	RAZEM (pozycje 1–3 oraz 4)	–	–	19 254	6,6–9,6

* W analizie przyjęto 100% wykorzystania węgla kamiennego w tych jednostkach.

Źródło: Opracowanie własne

Literatura

ARE 2011 – Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.

ARE 2015 – Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2014, ARE, Warszawa.

Decyzja 2009/406/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do 2020 r. zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.

- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE.
- Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz wnosząca poprawki do Dyrektywy 92/42/EWG.
- Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady 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.
- Dyrektywa 2009/31/WE Parlamentu Europejskiego i Rady 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.
- Dyrektywa 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).
- Dyrektywa 2012/27/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.
- GAWLIK, L. red. 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. GIPH, Katowice. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- GUS 2015 – Energia ze źródeł odnawialnych, GUS, Warszawa 2015.
- IEO 2014 – Newsletter 31, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2014 [Online] Dostępne w: <http://www.ieo.pl/pl/newsletter/oze/902-newsletter-31-listopad-2014.html> [Dostęp: 08.01.2016].
- KAMIŃSKI, J. i STÓS, K. 2014. Uwarunkowania środowiskowe funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego w Polsce na przykładzie elektrociepłowni. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 12 z. 2, s. 113–122.
- KPD 2010 – Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010.
- MALEC i in. 2014 – MALEC, M., KAMIŃSKI, J., SALUGA, P. i KASZYŃSKI, P. 2014. Ocena żywotności elektrowni opalanych węglem brunatnym w kontekście podaży paliw i regulacji środowiskowych. *Rynek Energii* 2/117, s. 79–84.
- MIROWSKI, T. i SORNEK, K. 2015. Potencjał energetyki prosumenckiej w Polsce na przykładzie mikroinstalacji fotowoltaicznych w budownictwie indywidualnym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 2, s. 73–84.
- MG 2009 – Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- ORZESZEK, W. 2015. Wpływ wymagań konkluzji BAT z projektu nowego BREFu LCP na sektor wytwarzania. *X Konferencja Naukowo-Techniczna Ochrona Środowiska w Energetyce*, Katowice 23–24.02.2015.
- SWORA i in. 2014 – SWORA, M., MURAS, Z. i KAMIŃSKI, J. 2014. Prawno-ekonomiczne przesłanki wyodrębnienia przemysłu energochłonnego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 1, s. 53–67.
- SZURLEJ i in. 2013. – SZURLEJ, A., MIROWSKI, T. i KAMIŃSKI, J. 2013. Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. *Rynek Energii* 1/104, s. 3–10.
- Ustawa o efektywności energetycznej 2011 – Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. 2011 nr 94, poz. 551 z późn. zm.

Ustawa o OZE 2015 – Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478.

WOJTKOWSKA-ŁODEJ, G. 2014. Wyzwania klimatyczne i energetyczne a polityka Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 2, s. 39–52.

Marcin MALEC, Jacek KAMIŃSKI, Przemysław KASZYŃSKI

Environmental regulations in the energy sector and demand for the hard coal

Abstract

The implementation of environmental regulations concerning the energy sector in the European Union Member States directly influences the Polish hard coal mining sector. Both, the current climate-energy package, and the announced prolongation to the 2021–2030 period are a clear indication of the continuation of the decarbonisation policy of the European Commission. The existing regulations, valid until 2020, already significantly influence the role of hard coal in the energy market. Expanding these regulations is an inevitable threat for the domestic hard and brown coal sectors. This paper reviews regulations established at the European Union level as well as domestic legislation. We identify the substantial legal requirements that might significantly influence the reduction of demand for hard coal, particularly in the power generation sector. We endeavor to quantitatively assess the impact of these regulations on the demand for hard coal from the power generation sector until 2020. The analyses are carried out for four selected legal requirements. Firstly, we calculate the amount of electricity generation that will not be produced from conventional fuels (mostly from hard coal) in the case of fulfilling the Member States' obligations. Secondly, the reduction in demand for hard coal supplies to the power generation sector is estimated. The paper concludes that the level of reduction in hard coal-based power generation may reach up to 19 TWh, which would result in a 6.6–9.6 Mt decrease in coal consumption by the power generation sector.

KEYWORDS: climate package, environmental regulations, energy sector, coal

