

Zrównoważony rozwój przemysłu energochłonnego

Pozacenowe czynniki kondycji
firm wydobywczych

300GOSPODARKA

Warszawa, lipiec 2019 r.

Autorzy: Michał Kamiński, Michał Dorociak,

Projekt graficzny: SUBKO&CO

Skład i łamanie: SUBKO&CO

Redakcja: 300GOSPODARKA

ul. Bagatela 15/73

00-585 Warszawa

© Copyright by 300GOSPODARKA SP. Z O.O.

ISBN 978-83-954071-1-6

SPIS TREŚCI

WSTĘP	5
--------------	----------

CZĘŚĆ 01

WSPÓLNOTOWE I KRAJOWE REGULACJE PRAWNE PRZEDSIĘBIORSTW SEKTORA ENERGOCHŁONNEGO	8
---	----------

UNIJNY SYSTEM HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI (EU ETS)	10
--	-----------

DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO ORAZ RADY UE	12
--	-----------

MSR - REZERWA STABILNOŚCI RYNKOWEJ	13
---	-----------

FUNDUSZ MODERNIZACYJNY I FUNDUSZ INNOWACJI	14
---	-----------

REKOMPENSOWANIE KOSZTÓW EMISJI - ZASADY UDZIELANIA POMOCY PUBLICZNEJ	16
---	-----------

PRZEGLĄD ROZWIĄZAŃ PRAWNYCH STOSOWANYCH W KRAJACH UE	17
---	-----------

PRZYKŁAD NIEMIEC	20
-------------------------	-----------

DZIAŁANIA PAŃSTW CZŁONKOWSKICH NA RZECZ EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ W PRZEMYSŁE	22
---	-----------

BIEŻĄCE DZIAŁANIA USTAWODAWCZE DLA SEKTORA ENERGOCHŁONNEGO W POLSCE	23
--	-----------

CZĘŚĆ 02

STANDARD BAT

26

CZĘŚĆ 03

PODSUMOWANIE

30

REKOMENDACJE

32

PRZYPISY

33

SKRÓTY

UE - Unia Europejska;

OZE - odnawialne źródła energii;

EU ETS - European Union Emissions Trading System - Unijny system handlu uprawnieniami do emisji;

NER 300 - program popularyzacji technologii niskoemisyjnych w UE;

MSR - rezerwa stabilności rynkowej;

DSR - usługa zarządzania popytem energii;

EWG - Europejska Wspólnota Gospodarcza;

OECD - Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju;

BAT - (ang. Best Available Technology) - najlepsze dostępne techniki - standard służący określaniu wielkości emisji dla zakładów przemysłowych w UE.

Wstęp

Zapewnienie odpowiedniej podaży energii po ekonomicznie uzasadnionych cenach stanowi główny warunek rozwoju gospodarczego państw na całym świecie. Sprostanie rosnącemu popytowi na energię wymaga inwestowania w nowe moce wytwórcze. W krajach wysokorozwiniętych sektor energetyczny działa w oparciu o założone cele polityczne, znajdujące odzwierciedlenie w obowiązujących aktach prawnych. Skutki takich działań najbardziej widoczne są w państwach członkowskich UE, gdzie dla osiągnięcia stale wyznaczanych celów przyjęto szereg aktów prawnych zarówno w prawie krajowym, jak i unijnym.

Kluczowe znaczenie energetyki dla bezpieczeństwa państwa i rozwoju gospodarczego wiąże się ze znacznym oddziaływaniem państw na rynek energii poprzez uprzywilejowanie niektórych źródeł produkcji i zwiększenie restrykcji wobec innych. Na obszarze UE kluczowe znaczenie mają uregulowania ponadnarodowe w postaci celów efektywności energetycznej, do jakich należy udział w energii całkowitej energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i redukcja emisji CO₂. Biorąc jednak pod uwagę potrzeby inwestycyjne polskiej energetyki, harmonogram zmian i ich przebieg musi być stale monitorowany i aktualizowany zgodnie z postępującymi okolicznościami, zwłaszcza mając na uwadze niepewność dotyczącą działań kolejnych władz publicznych, związanych z kształtowaniem długoterminowych strategii.

Światowy kryzys finansowy z 2008 roku potwierdził silną korelację gospodarczą oraz potrzebę opracowania wspólnego podejścia w wychodzeniu z ogólnoświatowego kryzysu. Pierwszą i dającą skutki po dzień dzisiejszy koncepcją była naprawa powstałych problemów w oparciu o strategię zrównoważonego rozwoju gospodarczego, zakładająca wykorzystanie idei zielonej gospodarki. Jej autorem była Organizacja Narodów Zjednoczonych, której zamysłem było podjęcie przez wszystkie państwa działań zapewniających zaspokojenie potrzeb obecnych pokoleń na wszelkich płaszczyznach, bez jednoczesnego umniejszania szans rozwojowych przyszłym pokoleniom, i zagwarantowanie sprawiedliwości międzypokoleniowej poprzez taki sam dostęp dla wszystkich do zasobów środowiska naturalnego, ekonomicznego i społecznego.

Choć problematyka szeroko pojętej oszczędności energii oraz zmniejszenia negatywnego wpływu na środowisko skutków jej produkcji pojawiła się znacznie wcześniej, niewątpliwie kryzys z roku 2008 doprowadził do wzmocnienia toczących się już od kilkunastu lat na arenie międzynarodowej, nie tylko w obrębie UE, ale na całym świecie dyskusji na temat zapewnienia bezpieczeństwa ekologicznego. Osiągnięcie takiego stanu wymagało współdziałania w wielu obszarach równocześnie, tj. w zakresie rozwoju społecznego (dostęp do pracy, opieki zdrowotnej, edukacji, poszanowanie praw człowieka), rozwoju gospodarczego (eliminacja ubóstwa) oraz rozwoju środowiskowego (ochrona środowiska, różnorodność biologiczna, ograniczenie zużycia zasobów naturalnych ziemi i racjonalne ich wykorzystanie).

Z uwagi na tematykę niniejszego opracowania należy zawęzić przedmiot rozważań do zakresu środowiskowego, a z perspektywy analizy aktualnej sytuacji energetycznej w Polsce i Unii Europejskiej dodatkowo ograniczyć do kwestii związanych z potrzebą zmniejszenia poziomu zużycia zasobów naturalnych i ich racjonalnego wykorzystania. Jednocześnie już w tym miejscu należy postawić pewne tezy, które zostaną poddane analizie i zweryfikowane w oparciu o kryterium prawdy i fałszu w dalszej części raportu.

Z jednej bowiem strony pojawia się szereg kwestii niezwykle istotnych dla społeczeństwa na całym świecie, tj. potrzeba wzmożonej ochrony klimatu, powietrza, środowiska, która będzie miała niewątpliwie korzystny wpływ zarówno na zdrowie dziś żyjących pokoleń, jak i na zagwarantowanie możliwości rozwoju przyszłym. To zaś jest głównym czynnikiem dążenia państw członkowskich Unii Europejskiej do tego, aby w zakresie ochrony klimatu iść do przodu, szukając nowych rozwiązań opartych o wykorzystywanie pierwotnie i wtórnie naturalnych surowców oraz ograniczanie ich zużycia tak, aby było to znacznie bardziej racjonalne.

Państwa członkowskie muszą chronić przemysł energochłonny, którego rola w rozwoju gospodarczym jest bezsprzecznie jedną z bardziej istotnych i dbać o ten sektor gospodarki, także wspierając go finansowo.

Niezależnie od reprezentowanych opcji politycznych, żadne państwo nie deklaruje chęci powrotu do stanu z połowy XX wieku, a główne założenia powielane z czasów Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali dotyczą wspólnych działań w problematyce związanej z dostępem do energii elektrycznej. Z drugiej zaś perspektywy państwa członkowskie muszą chronić przemysł energochłonny, którego rola w rozwoju gospodarczym jest bezsprzecznie jedną z bardziej istotnych i dbać o ten sektor gospodarki, także wspierając go finansowo.

Energia, bezpośrednio wpływając na poszczególne jednostki, jest niezbędna dla prawidłowego funkcjonowania i rozwoju państw. Należy uświadomić sobie, że nagły brak dostaw energii elektrycznej nie stanowi zagrożenia tylko dla działalności produkcyjnej wielkich zakładów przemysłowych. W pierwszym momencie brak energii odczuli by najbardziej pacjenci szpitali, służby publiczne (straż pożarna, policja), a także zwykli mieszkańcy przyzwyczajeni do nieograniczonego dostępu do energii. Brak dostaw energii, nawet krótkotrwały, jest równoznaczny z całkowitym paraliżem życia i dotyczy to zwłaszcza dużych ośrodków miejskich.

Czasy swobodnego dostępu do niej jednak się kończą, a zmiany zależne od importu surowców energetycznych i wzrostu cen energii, stawiają poszczególne kraje przed wyzwaniem, wymagającym interwencji na szczeblach krajowych i europejskich. Żadne państwo nie jest bowiem w stanie być całkowicie niezależne energetycznie i realizować samodzielnie celów w zakresie polityki energetycznej. Obserwujemy wzrost zależności pomiędzy państwami UE, które działając razem mogą zapewnić trwałe, bezpieczne i konkurencyjne dostawy energii, rozwijając i usprawniając sektor energetyczny przy jednoczesnym ograniczeniu szkód dla środowiska naturalnego.

W sferze produkcji i konsumpcji celem jest więc racjonalne korzystanie z zasobów naturalnych, efektywne korzystanie z energii, ograniczenie ilości produkowanych odpadów. W samym zaś wytwarzaniu i zużyciu energii zakładać i dążyć należy do poprawy jakości powietrza, zmniejszenia energochłonności produkcji, poprawy efektywności energetycznej, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz dostępu do tzw. czystej energii. Tym samym konieczne jest

zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i uniezależnienie się od tradycyjnych dotychczas surowców energetycznych na czele z gazem ziemnym. Należy bowiem wskazać, że powszechne wykorzystanie energii elektrycznej, której produkcja opiera się na jednym źródle, bądź wyłącznie na źródłach konwencjonalnych stwarza bardzo poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego danego kraju. W sytuacji nagłego zahamowania dostaw surowca energetycznego nastąpić może totalny paraliż, prowadzący w bardzo szybkim tempie do kryzysu gospodarczego i zupełnego paraliżu życia mieszkańców. Im bardziej zaawansowany gospodarczo kraj tym skutki takiej sytuacji byłyby bardziej tragiczne. Przedstawiony problem dotyczy zwłaszcza tych państw, które nie posiadając własnych złóż surowców energetycznych zmuszone są do ich importu, ponieważ nie dysponują rozwiniętym systemem energetyki opartej na źródłach alternatywnych.

Osiąganie tych celów wymaga zaś różnorodnych działań nie tylko na poziomie unijnym, lecz przede wszystkim w gospodarkach krajowych, co z kolei wiąże się z wielokierunkowymi aspektami zmian w polityce gospodarczej poszczególnych państw członkowskich.

W literaturze przedmiotu wymienia się następujące czynniki pozwalające zbliżyć się do wskazanych powyżej celów:

- ▶ rozwój nowoczesnych technologii, które umożliwią zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych;
- ▶ zwiększenie funduszy na sektor badawczy, którego przedmiotem działania będzie poszukiwanie technologii i urządzeń dla sektora energetycznego;
- ▶ konieczność włączenia regionów w realizację polityki energetycznej oraz wykorzystywanie w tej kwestii lokalnych zasobów energii odnawialnej;
- ▶ wzmocnienie pozycji społeczności lokalnych i uwzględnienie produkcji energii przez te społeczności, w tym osoby fizyczne i lokalne spółdzielnie;
- ▶ wsparcie finansowe przez rząd i władze lokalne warunków rozwoju branż wytwarzających mikroinstalacje do produkcji energii ze źródeł odnawialnych, co dodatkowo wpływałoby pozytywnie na rozwój przedsiębiorczości i powstawanie nowych miejsc pracy w sektorze gospodarki zielonej;
- ▶ promowanie rozwoju energii odnawialnej w celu zwiększenia poparcia społecznego i aktywizacji społeczeństwa;
- ▶ zapewnienie odpowiednich źródeł finansowania OZE;
- ▶ współpraca z przedsiębiorstwami energochłonnymi.

Istotny aspekt rozwoju UE, jak i poszczególnych krajów w omawianym temacie, stanowi zwiększenie w bilansie energetycznym udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych jako elementu przyjętej strategii zrównoważonego rozwoju, czyli transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, efektywnie korzystającej z zasobów naturalnych i konkurencyjnej cenowo, co wpisuje się w poszukiwanie substytucyjnych źródeł energii w obliczu wyczerpujących się zasobów naturalnych.

Polityka energetyczna stanowi zatem jedno z największych wyzwań jakie stoją przed zjednoczoną Europą, wymagając działań zintegrowanych w celu rozwoju i usprawnienia sektora energetycznego w sposób zapewniający zaspokojenie potrzeb wszystkich odbiorców na terenie UE w energię, przy jednoczesnej minimalizacji szkód dla środowiska naturalnego.

01

Wspólnotowe i krajowe regulacje prawne przedsiębiorstw sektora energochłonnego

#SEKTORENERGOCHŁONNY

#ETS #MSR

#KOSZTYEMISJI

#UCIECZKAEMISJI

Podmioty energochłonne

PKD 2007 / PKWiU 2015	OPIS
24.42	Produkcja aluminium
08.91	Wydobywanie minerałów dla przemysłu chemicznego oraz do produkcji nawozów
20.13	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych
24.43	Produkcja ołowiu, cynku i cyny
14.11 ex 32.99	Produkcja odzieży skórzanej; Produkcja pozostałych wyrobów, gdzie indziej niesklasyfikowana – dot. wyłącznie produkcji ubrań ognioodpornych i ochronnych ze skóry
24.10 24.20.1	Produkcja żeliwa i stali oraz stopów żelaza; Rury, przewody rurowe i profile drążone bez szwu ze stali
17.12	Produkcja papieru i tektury
20.15 ex 38.21	Produkcja nawozów i związków azotowych Obróbka i usuwanie odpadów innych niż niebezpieczne – dot. wyłącznie produkcji kompostu związanej z usuwaniem odpadów innych niż niebezpieczne
24.44	Produkcja miedzi
ex 19.10 20.14	Wytwarzanie i przetwarzanie koksu – dot. wyłącznie produkcji paku i koksu pakowego; Produkcja chemikaliów organicznych podstawowych pozostałych
13.10	Produkcja przędzy bawełnianej
20.60	Produkcja włókien chemicznych
07.10 ex 09.90	Górnictwo rud żelaza; Działalność usługowa wspomagająca pozostałe górnictwo i wydobywanie – dot. wyłącznie działalności usługowej wspomagającej górnictwo rud żelaza
	Następujące podsektory w ramach produkcji tworzyw sztucznych w formach podstawowych (20.16):
20.16.10	Polimery etylenu w formach podstawowych
ex 20.16.51.0	Polimery propylenu, w formach podstawowych
ex.20.16.30.0	Polimery chlorku winylu w formach podstawowych
ex 20.16.40.0	Poliwęglany w formach podstawowych
	Następujący podsektor w ramach produkcji pulpy (17.11):
17.11.14.0	Masy włókniste drzewne mechaniczne i półchemiczne, masy włókniste z pozostałych surowców celulozowych

Rozważając aspekty mające wpływ na kondycję przedsiębiorstw sektora energochłonnego należy niewątpliwie zwrócić uwagę na kwestie regulacyjne i rozwiązania prawne tworzące otoczenie dla prowadzenia działalności w tym zakresie i mające wpływ na polski i europejski przemysł wydobywczy. Na potrzeby przedmiotowej analizy przywołać zatem należy rozwiązania na poziomie wspólnotowym oraz poszczególne rozwiązania krajowe, które wpływają na pozycje oraz perspektywy działania podmiotów przemysłu wydobywczego na właściwych rynkach.

W pierwszej kolejności należy jednak wskazać jakie przedsiębiorstwa należą do grupy energochłonnych, na gruncie obowiązujących i planowanych przepisów. Mając na uwadze dalsze rozważania niniejszego opracowania posłużyć się

można w tym celu załącznikiem nr 1 do projektu ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych.

Zgodnie z powyższym, do rekompensat na podstawie wyżej wskazanego projektu ustawy prawo mają mieć instalacje służące m.in. do produkcji aluminium, ołowiu, cynku, cyny, żeliwa, stali, miedzi, stopów, rud żelaza, wskazanych tworzyw sztucznych, chemikaliów nieorganicznych, a także: wydobywanie minerałów do produkcji chemikaliów i nawozów, produkcja samych nawozów i związków azotowych, papieru i tektury. W Ocenie Skutków Regulacji do wyżej wskazanego projektu ustawy szacuje się, że uprawnionych będzie około 300 podmiotów. Tematyka projektu ustawy zostanie omówiona szerzej w dalszej części.

EU ETS

Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (ang. European Union Emissions Trading System – EU ETS) jest kluczowym elementem polityki UE na rzecz walki ze zmianą klimatu, mającym stymulować redukcję emisji gazów cieplarnianych w wybranych sektorach, w tym w energetyce i przemyśle ciężkim.

Impulsem do zaprojektowania i powstania wspomnianego systemu było podpisanie Protokołu z Kioto, który nałożył na Komisję Europejską szereg zobowiązań, w szczególności konieczność realizacji długofalowej polityki ekologicznej.

Po negocjacjach oraz konsultacjach zapoczątkowanych Zieloną Księgą z 2000 roku 13 października 2003 r. uchwalono Dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającą system handlu przydziałami do emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE, w której określono zasady systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie w celu wspierania zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w efektywny pod względem

kosztów oraz skuteczny gospodarczo sposób. Dyrektywa przewidywała włączenie do systemu także sektora lotniczego, regulowała zagadnienia monitorowania i rozliczania emisji, określała zasady dystrybucji unijnej puli uprawnień do emisji oraz zasady zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień w całej Wspólnocie.

Od tej pory system był kilkakrotnie zmieniany i rozwijany, modyfikował sposób swojej działalności tak, aby jak najlepiej realizować ambicje ekologiczne UE, jednocześnie minimalizując koszty w zakresie konkurencyjności unijnej gospodarki. Poprzez dwie pierwsze fazy Unia Europejska i państwa członkowskie poznawały wdrażany system, stawiano pierwsze kroki na rynku uprawnień do emisji CO₂, monitorowano i weryfikowano dane o emisji i wypełniano zobowiązania wynikające z Protokołu z Kioto. Powyżej wskazany system jest systemem typu cap and trade, pułapów i handlu. Polega na wprowadzeniu konsekwentnie obniżanego limitu łącznych emisji niektórych gazów cieplarnianych emitowanych przez instalacje objęte systemem, co oznacza pewność ograniczenia emisji w skali

całego systemu przy jednoczesnym pozostawieniu elastyczności działań na poziomie poszczególnych instalacji. W ramach wyznaczonego pułapu firmy otrzymują lub nabywają uprawnienia do emisji, którymi mogą handlować zgodnie ze swoimi potrzebami. Przyszła cena uprawnień nie jest zatem pewna i zależy od relacji podaży i popytu na rynku.

Mechanizm EU ETS dotyczy obecnie:

- ▶ emisji dwutlenku węgla pochodzącego z wytwarzania energii i ciepła, z lotnictwa komercyjnego i z energochłonnych sektorów przemysłu,
- ▶ podtlenku azotu z produkcji kwasu azotowego, adypinowego i glioksalowego oraz glioksalu,
- ▶ perfluorowęglowodorów (PFC) z produkcji aluminium.

Udział w nim jest co do zasady obowiązkowy dla przedsiębiorstw działających w tych sektorach.

Obecnie realizowany jest trzeci etap wdrażania systemu EU ETS (2013-2020), charakteryzujący się ustanowieniem jednolitego limitu uprawnień na emisję dla całej Unii (zamiast dotychczasowych limitów krajowych) oraz zamianą podstawowego sposobu przydzielania uprawnień do emisji – z przydziału bezpłatnego na sprzedaż na aukcjach, harmonizujący jednocześnie zasady przydzielania bezpłatnych uprawnień. Zarezerwowano jednocześnie 300 mln uprawnień wydzielonych do rezerwy dla nowych instalacji w celu finansowania innowacyjnych technologii z zakresu energii odnawialnej oraz technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla za pośrednictwem programu NER 300.

Wspomniane modyfikacje systemu EU ETS wynikają z potrzeby reagowania na zmieniającą się sytuację gospodarczą, nieuchronność i tempo zachodzących zmian klimatycznych, a także są każdorazowo wynikiem oceny działania systemu oraz odpowiedzią na problemy, które EU ETS napotyka.

Z tego powodu, w celu osiągnięcia poziomów redukcji emisji na rok 2030, zgodnie z ramami polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 oraz realizacji celów porozumienia paryskiego z 2015 r., 14 marca 2018 r. opublikowano Dyrektywę Parlamentu Europejskiego oraz Rady (UE) 2018/410, reformującą EU ETS i określającą jego ramy prawne na kolejny,

czwarty etap (lata 2021-2030). Zmiany wynikające z dyrektywy muszą zostać implementowane do polskiego porządku prawnego do 9 października 2019 roku. Jak to zostało już wskazane, Dyrektywa weszła w życie 8 kwietnia 2018 roku i powinna znaleźć odzwierciedlenie w ustawodawstwie poszczególnych krajów członkowskich. Polska i inne państwa mają obowiązek implementowania jej do swoich porządków prawnych do 9 października 2019 roku. W Polsce kwestie związane z EU ETS są uregulowane przede wszystkim w ustawie z 12 czerwca 2015 roku o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, która będzie wymagała odpowiedniej nowelizacji. Ustawa ta aktualnie podlega zmianom wprowadzanym za pośrednictwem projektu ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych z dn. 14 lutego 2019 r. Projekt tej ustawy zostanie omówiony szerzej w dalszej części niniejszego opracowania.

W tym miejscu warto zaznaczyć, że obecnie przedmiotem konsultacji z państwami członkowskimi jest treść aktu wykonawczego do wyżej wskazanej Dyrektywy, w ramach którego mają zostać określone zasady funkcjonowania Funduszu Modernizacyjnego (o którym za chwilę). Odpowiednie ukształtowanie zasad funkcjonowania Funduszu może znacząco przyczynić się do realizacji celów Polski w zakresie zmiany miksu energetycznego, poprzez np. przekierowanie środków z Funduszu na wsparcie dużych inwestycji OZE. Na podstawie przepisów dyrektywy EU ETS zgłoszenie projektu mającego otrzymać wsparcie w ramach Funduszu Modernizacyjnego stanowi wyłączne uprawnienie państwa członkowskiego. Zgłoszenia są następnie analizowane przez Europejski Bank Centralny.

W przyjętym w czerwcu 2018 r. stanowisku RP do projektu rozporządzenia Rady określającego Wieloletnie Ramy Finansowe na lata 2021–2027 wskazano na konieczność zapewnienia środków na potrzeby przyspieszenia transformacji sektora elektroenergetycznego w państwach o miksach energetycznych w znacznym stopniu opartych na węglu. Na poziomie operacyjnym mogłoby to oznaczać utworzenie w obrębie Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2021–2027 osobnego Funduszu Sprawiedliwej Transformacji Energetycznej. Z niego mogłyby być finansowane inwestycje w niskoemisyjne i nieemisyjne źródła wytwórcze oraz w nowe miejsca pracy dla osób dotychczas zatrudnionych w górnictwie i energetyce opartej na węglu. W propozycjach Komisji Europejskiej dotyczących Wieloletnich Ram Finansowych nie wspomina się o jednak o konieczności utworzenia takiego funduszu.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego oraz Rady UE

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego oraz Rady (UE) 2018/410, reformująca EU ETS i określająca jego ramy prawne na kolejny, czwarty etap (2021-2030), reformując unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wprowadza niewątpliwie istotne zmiany zarówno dla przedsiębiorców sektora energetycznego i energochłonnego, jak i dla całej polskiej gospodarki. Za sektory narażone uznaje się takie, w odniesieniu do których iloczyn ich intensywności handlu z państwami trzecimi oraz ich intensywności emisji (mierzonej w kg ekwiwalentu CO₂, podzielonych przez ich wartość dodaną brutto, w EUR) przekracza poziom wyznaczony w dyrektywie (0,2). Dyrektywa aktualizuje odpowiedni wskaźnik redukcji i zwiększa tym samym tempo zmniejszania liczby uprawnień w systemie. Odpowiednio, począwszy od 2021 roku, tzw. współczynnik liniowy zostanie podwyższony do 2,2% (obecnie 1,74%). Oznacza to, że liczba dostępnych w systemie uprawnień będzie się nadal corocznie zmniejszać, ale szybciej niż dotychczas. Malejąca liczba uprawnień na rynku powinna przeciwdziałać ich nadpodaży i nadmiernemu spadkowi cen, a także zapewnić odpowiednio wysoki poziom redukcji emisji. Wypada podzielić pogląd, iż stopniowa redukcja emisji daje sygnał konieczny do inwestowania w niskoemisyjne rozwiązania i poprawia przewidywalność systemu w długim horyzoncie czasowym.

Zmieniony system EU ETS będzie podlegał dalszym aktualizacjom dokonywanym z uwzględnieniem rozwoju sytuacji międzynarodowej i realizacji celów porozumienia paryskiego. Analogicznie sytuacja ma się z przewidzianymi w dyrektywie środkami wspierającymi energochłonne sektory, narażone na ryzyko wystąpienia tzw. ucieczki emisji, które poddawane będą przeglądowi w świetle

środków polityki klimatycznej w innych dużych gospodarkach. O ucieczce emisji mówimy w sytuacji, gdy z powodu kosztów związanych z polityką klimatyczną przedsiębiorstwo przenosi produkcję do innych krajów o łagodniejszych przepisach w zakresie ograniczenia emisji. Sytuacja taka może prowadzić do zwiększenia całkowitej ilości emisji tego przedsiębiorstwa. Ryzyko ucieczki emisji może być wyższe w przypadku niektórych sektorów energochłonnych. Sektory i podsektory uznawane za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji figurują w oficjalnym wykazie, który sporządza Komisja Europejska w porozumieniu z państwami członkowskimi i Parlamentem Europejskim oraz po dokonaniu oceny skutków i przeprowadzeniu szeroko zakrojonych konsultacji z zainteresowanymi stronami.

W odniesieniu do środków wspierających, o których mowa wyżej, sektory narażone na wystąpienie zjawiska ucieczki emisji otrzymają bezpłatne uprawnienia. Zagrożone najbardziej uzyskają pełne bezpłatne przydziały uprawnień do 2030 roku. Sektory obciążone największym ryzykiem przeniesienia produkcji poza UE otrzymają 100% uprawnień bezpłatnie, a te mniej narażone na ucieczkę emisji – 30%.

Wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019^[1] został ustalony zgodnie z decyzją Komisji z 27 października 2014 r. i zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, a następnie uzupełniony w decyzji delegowanej Komisji z 15 lutego 2019 r. w zakresie wskazania sektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021–2030^[2].

Po 2026 roku rozpocznie się stopniowe wygaszanie bezpłatnych przydziałów dla sektorów mniej narażonych, z wyłączeniem sektora ciepłowniczego. Powyższe preferencje mają umożliwić zachowanie konkurencyjności przedsiębiorstw zagrożonym ucieczką emisji i przeciwdziałać temu niepożądanemu zjawisku.

Niezależnie od powyższego, państwa członkowskie mogą rekompensować pośrednie koszty emisji zgodnie z zasadami udzielania pomocy publicznej. Środki te mają zapewniać odpowiednią ochronę przed ryzykiem wystąpienia ucieczki emisji. Zgodnie ze zreformowaną dyrektywą poszczególne kraje Unii mogą wprowadzić środki finansowe na

rzecz sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji z powodu znacznych kosztów pośrednich związanych z przenoszeniem kosztów dotyczących emisji gazów cieplarnianych na ceny energii elektrycznej. Warunkiem jest jednak zgodność ewentualnego wsparcia z unijnymi zasadami dotyczącymi pomocy publicznej. W szczególności przyznawana pomoc nie może powodować nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji na rynku wewnętrznym. Państwa członkowskie mogą przeznaczyć na taką pomoc do 25% dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień w drodze aukcji, a przekroczenie tego progu musi być uzasadnione. Szerzej o pomocy w tym zakresie w dalszej części niniejszego opracowania.

MSR - rezerwa stabilności rynkowej

Dyrektywa 2018/410 wprowadza również zmiany dotyczące tzw. rezerwy stabilności rynkowej (MSR) - mechanizmu, który ma zapewniać równowagę rynkową w systemie. Uprawnienia, które nie są przydzielone dla nowych instalacji do 2020 roku i nie są przydzielone z powodu zaprzestania działalności i częściowego zaprzestania działalności, mają zostać wprowadzone do rezerwy. W myśl nowych przepisów do końca 2023 roku liczba uprawnień przenoszonych do rezerwy stabilności rynkowej tymczasowo się podwoi. Począwszy od 2023 roku zostanie wprowadzony mechanizm ograniczający ważność uprawnień w rezerwie.

Anulowanie oraz zwiększenie liczby uprawnień przekazywanych do MSR spowoduje znaczną redukcję puli aukcyjnej i w konsekwencji sztuczne wywindowanie cen uprawnień, a tym samym znaczny wzrost kosztów, których nie zredukują mechanizmy kompensujące. Zaostrzenie rozwiązań dotyczących MSR nie narusza puli darmowych uprawnień, jednak wysokie ceny na rynku negatywnie wpływają na konkurencyjność przemysłu. MSR powinna natomiast pełnić rolę bufora bezpieczeństwa do łagodzenia potencjalnie ekstremalnych wydarzeń w późniejszych latach działania systemu handlu emisjami, w szczególności dla sektorów narażonych na ucieczkę emisji.

Udział bezpłatnych uprawnień do emisji wynosi 43% ich całkowitej puli, natomiast przedmiotowy

dokument zawiera zapis, iż ich pozostała część, tj. 57%, ma być sprzedawana w drodze aukcji. Zasady alokacji bezpłatnych uprawnień mają być również dostosowane do wielkości produkcji. Przydział uprawnień dla przemysłu, ściśle powiązany z możliwie aktualnymi, rzeczywistymi poziomami produkcji, powinien zapobiegać nadmiernej lub niewystarczającej alokacji.

Należy podzielić pogląd, iż wszystkie sektory przemysłu energochłonnego w Europie powinny otrzymać maksymalnie szeroką ochronę, zwłaszcza gdy nie ma nadziei na wprowadzenie równoznacznych kosztów dla konkurencji w innych regionach świata.

Zgodnie z raportem kancelarii Enervis i Solivan Polska jest w szczególnie trudnej sytuacji na tle Europy m.in. ze względu na wzrost cen uprawnień do emisji w Unii Europejskiej. W lipcu 2018 roku duży odbiorca energii musiał w Polsce płacić ok 6,9 centa za kWh, natomiast w Niemczech było to jedynie 3,8 centa, a w Czechach 5,7 centa. Z kolei zgodnie z danymi przygotowanymi dla niemieckiego ministerstwa energii i gospodarki w 2015 roku na świecie jedynie ceny energii w Chinach i Japonii były porównywalne z tymi wartościami (w Chinach 6,37 centa za kWh, a w Japonii 12,42 za kWh). Ceny w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie nie przekraczały granicy 4 centów za kWh.

Sytuację wielu sektorów dodatkowo pogarsza brak realnej możliwości obrony przy pomocy środków ochrony handlu przed nierówną konkurencją z krajów o zniekształconych kosztach produkcji, które nie odzwierciedlają ceny lub wartości odniesienia praw do emisji.

Rozwiązaniem, które teoretycznie mogłoby zapewnić ochronę europejskiego przemysłu - zmuszonego do dostosowania się do ambitnej polityki klimatycznej UE - przed tego rodzaju nierówną konkurencją ze strony przedsiębiorstw działających w państwach, które nie wprowadziły żadnych metod carbon pricing (pod postacią podatku węglowego czy uprawnień do emisji), są postulowane co jakiś czas środki regulacji importu na granicy UE typu Border Adjustment Measures^[3]. W największym skrócie miałyby one polegać na nałożeniu na importerów (lub eksporterów spoza UE) obowiązku nabywania uprawnień do emisji CO₂ na równi z unijnymi producentami przemysłowymi. Jednak, aby środki tego typu były zgodne z zasadami

Światowej Organizacji Handlu, UE musiałaby zrezygnować z darmowych uprawnień dla sektorów narażonych na ucieczkę emisji. W takiej sytuacji mogłyby zaistnieć warunki równej konkurencji - producenci zarówno unijni, jak i spoza UE musieliby uwzględniać w kosztach produkcji negatywne koszty zewnętrzne emisji dwutlenku węgla.

Powyższe środki, choć teoretycznie rozwiązujące problem konkurencji międzynarodowej, mogą jednak jednocześnie spowodować zakłócenia konkurencyjności na rynku wewnątrz wspólnotowym pomiędzy grupami wyrobów substytucyjnych. W sytuacji, gdy jeden rodzaj produktu (np. cement) będzie miał narzucone dodatkowe koszty wynikające z kosztów zakupu uprawnień, nie będzie on konkurencyjny w stosunku do pozostałych materiałów budowlanych. Z uwagi na brak przetestowania takiego systemu jego wpływ na konkurencyjność poszczególnych sektorów na rynkach globalnych jest nie do przewidzenia w praktyce.

Fundusz modernizacyjny i fundusz innowacji

Oprócz zaktualizowania istniejących mechanizmów i przepisów omawiana dyrektywa, tak jak zostało już to zaznaczone w poprzedniej części opracowania, przewidywała również powstanie dwóch nowych mechanizmów - funduszu modernizacyjnego i funduszu innowacji.

2% | całkowitej liczby uprawnień

w latach 2021-2030 zostanie sprzedane na aukcji w celu ustanowienia funduszu modernizacyjnego

Celem funduszu modernizacyjnego jest finansowanie modernizacji systemów energetycznych i poprawa efektywności energetycznej. Zgodnie z dyrektywą 2% całkowitej liczby uprawnień w latach 2021-2030 zostanie sprzedane na aukcji w celu ustanowienia tego funduszu, a wysokość pozyskanych środków

może zostać zwiększona o 0,5% całkowitej liczby uprawnień, jeśli całkowita ich liczba w fazie czwartej reformy systemu ETS nie będzie w pełni wykorzystywana. Wielkość funduszu zależy od ceny uprawnień do emisji CO₂.

Polska byłaby największym beneficjentem tego mechanizmu, partycypując aż w ok. 44% jego budżetu, jednak z tego źródła co do zasady nie będą wspierane obiekty wytwarzające energię przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, co przesądza, że środki zgromadzone w ramach tego funduszu nie będą mogły zostać wykorzystane na modernizację krajowej energetyki węglowej. Zastosowanie najważniejszych kryteriów selekcji potencjalnych celów Funduszu Modernizacji prowadzi do wniosku, że nowy instrument nie musi wcale posłużyć do celów związanych z bezpośrednim wsparciem największych uczestników rynku. Według analizy Forum Analiz Energetycznych najistotniejszymi i najlepiej dopasowanymi z punktu widzenia potrzeb inwestycyjnych i charakteru finansowania

Funduszu Modernizacyjnego pozostają inicjatywy think tanków: Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project i Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych. To projekty związane z:

- ▶ tworzeniem podstaw dla funkcjonowania dyspozycyjnej i niedyspozycyjnej energetyki rozproszonej,
- ▶ termomodernizacją budynków jednorodzinnych,
- ▶ modernizacją ciepłownictwa (w tym sieci ciepłowniczych).

Za przyjęciem właśnie takich priorytetów przemawia co najmniej kilka argumentów.

Po pierwsze

Znaczący efekt w zakresie redukcji gazów cieplarnianych i zanieczyszczenia powietrza.

Po drugie

Skala i efektywność wydatkowania środków pochodzących z funduszu. Dzięki odpowiedniemu zaprogramowaniu może on stać się fundamentem działań obejmujących bezpośrednio dziesiątki tysięcy mieszkańców.

Po trzecie

Znaczenie impulsu i wsparcia dla wciąż niedoinwestowanych segmentów rynku, tj. ciepłownictwa zawodowego, czy budynków jednorodzinnych.

Po czwarte

Szereg pozytywnych doświadczeń z realizacji projektów o podobnym charakterze, finansowanych dzięki Ekofunduszowi [4].

Z kolei fundusz innowacji ma na celu wspieranie innowacji w technologiach niskoemisyjnych we wszystkich państwach członkowskich. Fundusz zapewni wsparcie finansowe także dla innowacyjnych technologii i procesów niskoemisyjnych w energochłonnych gałęziach przemysłu (w tym produkty zastępujące produkty o dużej zawartości węgla), a także inwestycji dotyczących wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla oraz magazynowania energii.

Oprócz dwóch nowych funduszy fakultatywny przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień na podstawie art. 10c dyrektywy w sprawie EU ETS będzie nadal dostępny na potrzeby modernizacji sektorów energetycznych w tych samych państwach członkowskich niższych dochodach, które kwalifikują się do korzystania z funduszu modernizacyjnego. Znacznie zwiększono przejrzystość przepisów w zakresie przydziału zasobów. Projekty o wartości powyżej 12,5 mln EUR będą wybierane w drodze przetargu konkurencyjnego, natomiast inwestycje poniżej tej wartości muszą być wybierane w oparciu o jasne i przejrzyste kryteria, a wyniki wyboru będą przedmiotem konsultacji publicznych (chyba że takie projekty są również wybierane w drodze przetargu konkurencyjnego).

Zmieniona dyrektywa w sprawie EU ETS stanowi, że uprawnienia z trzeciego okresu rozliczeniowego (2013–2020) nieprzydzielone na podstawie art. 10c mogą zostać przydzielone w latach 2021–2030 na rzecz inwestycji wybranych w drodze takiego przetargu konkurencyjnego, chyba że dane państwo członkowskie postanowi nie przydzielać ich w całości lub w części i do 30 września 2019 r. poinformuje o takim zamiarze Komisję.

Ponadto, zgodnie z nowymi przepisami, kwalifikujące się państwa członkowskie mogą przeznaczyć całość lub część przydziału z art. 10c na wsparcie inwestycji w ramach Funduszu modernizacyjnego, pod warunkiem że do dnia 30 września 2019 r. powiadomią Komisję o odpowiednich kwotach.

Rekompensowanie kosztów emisji - zasady udzielania pomocy publicznej

Największym odbiorcą energii w Polsce jest firma KGHM. Obecne roczne zużycie energii elektrycznej w przedsiębiorstwie przekracza poziom 3 TWh.

Jedną z kluczowych form działalności KGHM jest produkcja miedzi, metali szlachetnych i innych metali nieżelaznych. Tymczasem zgodnie z przyjętą przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych metodologią to właśnie produkcja metali nieżelaznych (w tym miedzi) jest jedną siedmiu gałęzi przemysłu energochłonnego.

Z kolei zgodnie z danymi parlamentu brytyjskiego produkcja miedzi jest jednym z dwudziestu sektorów o największej energochłonności (przy produkcji której koszty energii elektrycznej sięgają nawet 15 proc. wartości dodanej brutto).

Najważniejszym jednak dla przedmiotowego raportu aspektem dotyczącym systemu EU ETS jest możliwość rekompensowania przez państwa członkowskie pośrednich kosztów emisji zgodnie z zasadami udzielania pomocy publicznej. Unia Europejska nie tylko zezwala na wprowadzenie systemów rekompensat z tytułu kosztów pośrednich emisji, ale wręcz takie rozwiązanie krajom członkowskim zaleca.

Zgodnie ze zmienioną dyrektywą poszczególne kraje Unii mogą przeznaczyć pewne środki finansowe na rzecz sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji z powodu znacznych kosztów pośrednich związanych z przenoszeniem kosztów emisji gazów cieplarnianych na ceny energii elektrycznej.

Celem takiego systemu jest zrekompensowanie kosztów ponoszonych przez przemysł energochłonny, wynikających z faktu zakupu uprawnień do emisji przez przedsiębiorstwa

energetyczne. Rekompensaty mają na celu ograniczenie wpływu przenoszenia kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zakupionych przez producentów energii na jej odbiorców. Możliwość taka wynika wprost z dyrektywy EU ETS (art. 10a ust. 6), a potwierdzona została w Wytycznych Komisji Europejskiej dotyczących dozwolonej pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 (2012/C 158/04), zgodnie z którymi pomoc w postaci systemu rekompensat mogą otrzymywać podmioty prowadzące działalność gospodarczą w sektorach podsektorach, które uznaje się ex ante za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu kosztów emisji pośrednich, wskazane w Załączniku nr 2 do Wytycznych.

Państwa członkowskie powinny dążyć do wykorzystywania w tym celu nie więcej niż 25% dochodów z aukcji, a jeżeli przekroczą ten poziom, do celów zachowania przejrzystości będą musiały złożyć sprawozdanie z odpowiednimi wyjaśnieniami.

Produkcja miedzi jest jednym z 20 sektorów o największej energochłonności, przy produkcji której koszty energii elektrycznej sięgają nawet 15 proc. wartości dodanej brutto.

Wobec opisanych powyżej zmian systemu EU ETS, wykaz sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021-2030 określono w przywołanej wyżej decyzji delegowanej Komisji (UE) z dnia 15 lutego 2019 r. uzupełniającej dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie

wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021-2030.

Z decyzji: „Komisja oceniła łącznie 245 sektorów przemysłowych klasyfikowanych w NACE jako „górnictwo i wydobywanie” oraz „przetwórstwo przemysłowe”. Sektory i podsektory wymienione w pkt 1 załącznika do niniejszej decyzji spełniają kryteria określone w art. 10b ust. 1 dyrektywy 2003/87/WE i powinny zostać uznane za narażone na ryzyko ucieczki emisji”.

Polska jak dotąd systemu rekompensat nie wprowadziła, natomiast w dalszej części opracowania wskazane zostaną działania, które w tym zakresie są podejmowane. Niewątpliwie jednak brak zharmonizowanych zasad stawia przemysł energochłonny w Polsce w niekorzystnej

sytuacji wobec konkurencji z krajów unijnych, które stać na wygospodarowanie środków na ten cel.

Podsumowując powyższe należy wskazać, że Unia Europejska prowadząc politykę klimatyczną tworzy ramy prawne i faktyczne dla wykorzystywania, projektowania i rozwijania mechanizmów pomocowych dla przedsiębiorstw sektora energochłonnego, które niewątpliwie stoją przed wyzwaniem przeprowadzenia koniecznej transformacji energetycznej. Nowe zasady dotyczące przydziału i handlu pozwoleniami na emisję w ramach EU ETS stawiają Polskę w trudnej sytuacji. Reformy europejskiego systemu ograniczenia przemysłowych emisji gazów cieplarnianych są bowiem kosztowne dla państw o dużym potencjale energetyki opartej na węglu.

Przegląd rozwiązań prawnych stosowanych w krajach UE

Systemy mające na celu zrekompensowanie pośrednich kosztów uprawnień do emisji CO₂ wprowadzone zostały w wielu krajach członkowskich Unii Europejskiej. Należą do nich m.in. Niemcy, Wielka Brytania, Hiszpania, Finlandia, Grecja, Belgia, Holandia, Francja, Litwa, Słowacja oraz Norwegia (EFTA/EOG).

W przeważającej większości przypadków państwa, które wprowadziły rekompensaty na pokrycie kosztów pośrednich charakteryzują się odmiennym od polskiego miksem energetycznym.

Rekompensaty łącznych pośrednich kosztów emisji wypłacone przez 10 państw członkowskich w 2017 r. wyniosły około 694 mln euro.

Państwa te często mają znacznie większy udział odnawialnych źródeł energii lub korzystają ze źródeł konwencjonalnych (np. elektrownie atomowe lub gazowe) o dużo niższej emisyjności niż stanowiący główny surowiec energetyczny w Polsce węgiel. Mają także otwarty na międzynarodową konkurencję rynek energetyczny, pozwalający na zewnętrzną presję cenową oraz zapewnienie bieżącej wymiany międzysystemowej na wysokim poziomie. Rynki energetyczne tych państw oferują energię elektryczną po cenach hurtowych znacznie niższych niż hurtowa cena energii elektrycznej w Polsce, a przedsiębiorstwa energochłonne w tych krajach mogą liczyć na szereg preferencji w zakresie regulacyjnych i fiskalnych składników kosztu energii elektrycznej.

Rozwiązania europejskie w tym zakresie należy uznać za zbliżone, obejmują one wszystkie sektory wymienione w Załączniku nr 2 do przywołanych już wyżej Wytycznych.

Jak wynika ze sprawozdania w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla z 17 grudnia 2018 r. [5] do tej pory Komisja zatwierdziła 12 programów dotyczących rekompensaty pośrednich kosztów emisji w 11 państwach członkowskich. Programami, które zatwierdzono w ostatnim czasie, są program waloński, który wszedł w życie 16 marca 2018 r. oraz program luksemburski, na rzecz którego zatwierdzono pomoc państwa 6 lipca 2018 r.

Rekompensaty łącznych pośrednich kosztów emisji wypłacone przez 10 państw członkowskich w 2017 r. wyniosły około 694 mln EUR. Udział w PKB UE państw członkowskich, w których obowiązują programy dotyczące rekompensaty, wynosi około 70%. Największymi beneficjentami rekompensat były, odpowiednio, sektor chemiczny, sektor metali nieżelaznych oraz sektor żelaza i stali.

W jednym z przepisów dotyczących przejrzystości w zmienionej dyrektywie w sprawie EU ETS określono, że państwa członkowskie, które w danym roku wydały ponad 25% dochodów ze sprzedaży aukcyjnej na rekompensaty kosztów pośrednich, muszą opublikować sprawozdanie,

w którym określą powody przekroczenia tej kwoty. Zainteresowane państwa członkowskie dokonały zatem porównania wypłat kosztów pośrednich w 2017 r. z dochodami ze sprzedaży aukcyjnej w roku kalendarzowym 2016. W 2017 r. Belgia (Flandria), Niemcy, Francja, Holandia i Finlandia przekroczyły próg wynoszący 25% i sporządziły sprawozdania [6].

25% | **dochodów ze sprzedaży aukcyjnej**

to granica wydatków państwa na rekompensaty kosztów pośrednich, powyżej której kraj zobowiązany jest opublikować sprawozdanie określające powody przekroczenia tej kwoty.

Z danych opublikowanych przez poszczególne państwa członkowskie wynika między innymi, iż w 2017 r. Niemcy uzyskując ze sprzedaży uprawnień do emisji kwotę 846 mln EUR, na rekompensaty

Wysokość przyznanych rekompensat

Państwo członkowskie	Czas obowiązywania programu	Rekompensaty wypłacone w 2017 r. z tytułu kosztów pośrednich poniesionych w 2016 r. (w mln EUR)	Liczba beneficjentów (instalacji)	Dochody ze sprzedaży aukcyjnej w 2016 r. (w mln EUR)	Odsetek dochodów ze sprzedaży aukcyjnej przeznaczonych na rekompensaty kosztów pośrednich
Wielka Brytania	2013-2020	19	95	419	4,6%
Niemcy	2013-2020	289	902	846	34,1%
Belgia (Luksemburg)	2013-2020	46,7	107	107	43,6%
Holandia	2013-2020	53,5	92	145,5	37%
Słowacja	2014-2020	10	5	65	15,4%
Francja	2015-2020	140	296	231	60%
Finlandia	2016-2020	38	55	71	40%
Hiszpania	2013-2020	84	136	365	23%

wypłacone z tytułu kosztów pośrednich poniesionych w 2016 r. przeznaczyły 289 mln EUR, co stanowi 34,1% dochodów ze sprzedaży aukcyjnej [7]. W poszczególnych krajach powyższe kwoty i proporcje kształtują się odmiennie, a przywołać należy choćby dane dotyczące Francji, gdzie aż 60% dochodów ze sprzedaży aukcyjnej przeznaczono na rekompensaty – było to 140 mln EUR z uzyskanych 231 mln [8]. W Holandii wypłacono 53,5 mln EUR rekompensat, w Estonii i Słowacji przyznano przedsiębiorcom odpowiednio 84 mln [9] i 10 mln EUR [10].

Powyższa pomoc polegająca na zrekompen-sowaniu pośrednich kosztów uprawnień do emisji CO₂ wobec przedsiębiorstw sektora energochłonnego wprowadzona w krajach UE daje takim podmiotom znaczną przewagę konkurencyjną wobec niedotowanych w analogiczny sposób polskich spółek.

Ceny energii na rynku hurtowym w Polsce należą do jednych z wyższych w Europie i najwyższych w porównaniu do uprzemysłowionych krajów sąsiednich. Analizując ceny rocznych kontraktów na zakup energii elektrycznej w Polsce, Niemczech, Słowacji, Czechach oraz Rumunii w latach 2015-2018 widać, że ceny na polskim rynku znacząco odbiegają zarówno pod względem poziomu, jak i trendu, w jakim porusza się średnia cena energii elektrycznej u naszych bezpośrednich sąsiadów. Średnio w analizowanym okresie ceny w Polsce były wyższe o 20% w stosunku do Niemiec, o 23% do Czech, o 18% do Słowacji. Różnice te wynikają zarówno z różnicy cen hurtowych energii, jak i kosztów regulacyjnych. Ze względu na istniejące ograniczenia systemowe, zdolności handlowe importu energii są praktycznie zerowe, co oznacza, że ceny hurtowe w Polsce znacząco odchylają się od cen w krajach sąsiednich. Duże obciążenie stanowią również koszty regulacyjne. W krajach sąsiednich, przede wszystkim w Niemczech, odbiorcy energochłonni:

- ▶ cieszą się znaczącymi ulgami w kosztach regulacyjnych,
- ▶ objęci są systemem rekompensat z tytułu pośrednich kosztów emisji,
- ▶ korzystają z możliwości świadczenia usługi zarządzania popytem energii (DSR).

W rezultacie całkowity koszt energii (uwzględniający ceny hurtowe i narzuty regulacyjne) dla odbiorców energochłonnych w Polsce jest o 70% wyższy w porównaniu z odbiorcami w Niemczech.

Szacuje się, że przy aktualnym wzroście cen uprawnień do emisji do poziomu 20-25 EUR/EUA (European Emission Allowance - uprawnienia do emisji CO₂), wprowadzony w Niemczech system rekompensat zmniejszy nawet pięciokrotnie wzrost kosztów energii elektrycznej zużywanej przez firmy energochłonne. W Polsce przy braku rekompensat koszt ten wzrośnie do 20 EUR/MWh, powodując wzrost ceny energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych o 16 EUR/MWh. Biorąc pod uwagę fakt, że już dzisiaj energia ta w Niemczech jest znacznie tańsza niż w Polsce, różnica ta może wzrosnąć do ponad 20 EUR/MWh. Dla przedsiębiorstw o znacznych współczynnikach elektrointensywności produkcji nie można zniwelować tak znacznych różnic kosztów energii, a więc i kosztów produkcji.

70% | o tyle wyższy jest w Polsce

w porównaniu z odbiorcami w Niemczech całkowity koszt energii dla odbiorców energochłonnych

Przykład Niemiec

Dokonując bardziej szczegółowego przeglądu najważniejszych instrumentów prawnych redukujących koszty polityki energetyczno-klimatycznej i poprawiających konkurencyjność przemysłu energochłonnego należy przyrzeć się bliżej rozwiązaniom wdrożonym u naszego zachodniego sąsiada.

Do uzyskania wspomnianej uprzednio pomocy publicznej z funkcjonującego w Niemczech systemu rekompensat uprawnione są wszystkie instalacje należące do sektorów określonych w Załączniku nr 2 do Wytycznych EU ETS jako narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji. Aktualny możliwy poziom pomocy publicznej wynosi 75% (plan na lata 2019-2020).

Kolejnym instrumentem prawnym redukcji kosztów ponoszonych przez niemiecki przemysł energochłonny jest ulga w kosztach finansowania systemu wsparcia energetyki odnawialnej. Powyższa ulga dotyczy przedsiębiorców prowadzących działalność gospodarczą w wielu sektorach wskazanych w załącznikach do wytycznych Komisji Europejskiej w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020, w tym w sektorze produkcji miedzi (wytyczne EEAG).

Funkcjonujący w Niemczech system ulg w zakresie kosztów wsparcia energii ze źródeł odnawialnych obejmuje również redukcję kosztu opłaty finansującej inwestycje operatorów systemu przesyłowego w zakresie przyłączania morskich farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej oraz redukcji kosztów finansowania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji na zasadach analogicznych do systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii.

Dodatkowo na mocy art. 17 dyrektywy 2003/96/WE w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej w Niemczech wprowadzone zostało zwolnienie z akcyzy dla energii elektrycznej zużywanej w procesach mineralogicznych, metalurgicznych, redukcji chemicznej i elektrolizy oraz możliwość redukcji kosztów akcyzy przez odbiorców przemysłowych.

Ponadto w Niemczech funkcjonuje szeroko zakrojony system redukcji wszystkich składników opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, w efekcie czego odbiorcy przemysłowi ponoszą jedynie znikomą część opłat związanych z dostawą energii elektrycznej, korzystając ze znacznej redukcji w zakresie specjalnej opłaty nakładanej na wszystkich odbiorców energii elektrycznej oraz obniżek stawek opłat koncesyjnych.

W tym miejscu wskazać należy, iż polscy odbiorcy przemysłowi korzystają jedynie z częściowo z analogicznych rozwiązań, które co do zasady dotyczą redukcji w zakresie kosztów wsparcia energetyki odnawialnej oraz redukcji akcyzy.

Zmniejszenie kosztów finansowania wsparcia odnawialnych źródeł energii dotyczy w Polsce odbiorców przemysłowych wykonujących działalność gospodarczą w 65 sektorach wskazanych w załączniku nr 3 do wytycznych EEAG.

Podzieleni zostali oni na trzy grupy ze względu na intensywność zużycia energii elektrycznej:

- ▶ 3-20%
- ▶ 20-40%
- ▶ powyżej 40%

Zdecydowana większość polskich odbiorców przemysłowych kwalifikuje się w dwóch pierwszych ze wskazanych grup, korzystając z redukcji na poziomie odpowiednio 20% i 40%. Do ostatniej grupy, czyli poziomu analogicznego do obowiązującego w Niemczech, kwalifikuje się

jedynie 40 najbardziej energochłonnych przedsiębiorstw (zgodnie z informacją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 36/2018 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych z dnia 18 kwietnia 2018 r.)^[11].

REKOMPENSATY W NIEMCZECH, 2016 r.

Gałąź przemysłu	Liczba zaakceptowanych wniosków	Liczba instalacji/ jednostek objętych ulgą	Kwota rekompensaty w mln euro
chemiczny	113	485	115,35
hutnictwo żelaza i stali	50	161	68,41
produkcja metali nieżelaznych	48	106	50,57
celulozowo-papierniczy	107	142	54,22
odzieżowy	8	8	0,17
SUMA	326	902	288,7

Źródło: https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/downloads/EN/Auswertungsbericht_2016_Englische_Version.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Działania państw członkowskich na rzecz efektywności energetycznej w przemyśle

Do rozwiązań wpływających na pozycje przedsiębiorstw konkurujących na wspólnym rynku nie sposób nie zaliczyć także działań inicjowanych i utrzymywanych przez państwa członkowskie na rzecz efektywności energetycznej w przemyśle. Jako przykłady rozwiązań stosowanych również przed uregulowaniem zasad systemu EU ETS można wskazać np. realizowane w Wielkiej Brytanii programy Integrated Pollution Prevention and

Control (IPPC), The Enhanced Capital Allowance Scheme, Climate Change Levy (CCL) czy The Carbon Test stanowiące system podatków, ulg i sposobów finansowania mających na celu podniesienie efektywności energetycznej w przemyśle. Z kolei w Irlandii należałoby wskazać na m.in. Large Industry Energy Network (LIEN), Demand Side Management Measures, Combined Heat and Power (CHP) Grants Programme czy SME Energy Efficiency.

PRZYKŁADY WYBRANYCH PROGRAMÓW NA RZECZ ZWIĘKSZENIA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

WIELKA BRYTANIA	
Program	Opis programu
Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC)	Nakłada na podmioty działające w przemyśle i rolnictwie obowiązek uzyskiwania prawnej zgody - jest ona wydawana przez odpowiedni urząd, gdy dany podmiot spełnia warunki z zakresu ochrony środowiska, tym samym nakładając bezpośrednio na te firmy odpowiedzialność za ograniczenie wytwarzanego przez nie zanieczyszczenia.
The Enhanced Capital Allowance Scheme	Legislacja wprowadzona w 2001 roku; pozwala na odpisanie od opodatkowanego dochodu całego kosztu każdego produktu wpisanego na Listę Technologii Energetycznych (Energy Technology List – ETL) zawierającą spis wydajnych energetycznie urządzeń i zarządzaną przez rząd.
Climate Change Levy (CCL)	Podatek od energii zużywanej przez przedsiębiorstwa; opłata jest wliczana do rachunków za energię elektryczną, gaz i paliwa stałe użytkowane przez przedsiębiorców; istnieje możliwość uiszczania niższej od stałej taryfy opłaty pod warunkiem własnej produkcji energii ze źródeł niskoemisyjnych. Z opłaty wyłączone są przedsiębiorstwa pobierające energię elektryczną poniżej ustalonych limitów i organizacje charytatywne nie prowadzące działalności komercyjnej.

IRLANDIA	
Program	Opis programu
Large Industry Energy Network (LIEN)	Działający od 1995 roku dobrowolny program dla przemysłu, w którym udział wziąć mogą firmy wydające na energię elektryczną więcej niż 1 mln euro rocznie; przedsiębiorstwa zobowiązane są do implementacji systemu zarządzania energią, określania indywidualnych celów w zakresie ograniczenia zużycia energii, przeprowadzania corocznych audytów i publikowania raportów dotyczących zużycia energii.
Combined Heat and Power (CHP) Grants Programme	Program grantów dla irlandzkich przedsiębiorstw z sektora publicznego i prywatnego – działających w przemyśle lub usługach – wspierający budowę małych (o mocy do 1 MW) elektrociepłowni wykorzystujących paliwa kopalne lub biomasę; granty obejmują zarówno studium wykonalności, jak i fazę inwestycyjną.
SME Energy Efficiency	Program oferujący granty dla małych i średnich przedsiębiorstw, które planują wdrożyć programy ograniczenia zużycia energii; poza wsparciem finansowym przedsiębiorcy mogą liczyć na wsparcie w zakresie doradztwa i organizacji szkoleń.

Źródło: opracowanie własne na podstawie dostępnych publicznie informacji^[12]

Bieżące działania ustawodawcze dla sektora energochłonnego w Polsce

18 czerwca 2019 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o systemie rekompensat dla sektorów energochłonnych, przedłożony przez ministra przedsiębiorczości i technologii. Projekt wpłynął do sejmu 26 czerwca 2019 r., a 4 lipca Komisja do Spraw Energii i Skarbu Państwa wniosła o uchwalenie tego projektu przez Sejm. Ustawa przewiduje rekompensaty dla przedsiębiorstw z sektorów energochłonnych, które pośrednio odczuły wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, przenoszony w cenach energii elektrycznej. Zawarte w projekcie szczegółowe rozwiązania w zakresie systemu rekompensat kosztów pośrednich

emisji gazów zostały opracowane w kształcie odpowiadającym treści art. 10a ust. 6 dyrektywy 2003/87/WE oraz przywoływanych już Wytocznych do dyrektywy.

Zdaniem rządu, wprowadzenie przepisów zawartych w projekcie jest niezbędne z uwagi na rosnące ceny energii elektrycznej, a konkretniej – wzrost cen uprawnień do emisji CO₂. W związku z tym zostanie utworzony Fundusz Rekompensat Pośrednich Kosztów Emisji, z którego będą wypłacane rekompensaty dla przedsiębiorców spełniających warunki określone w projekcie

ustawy. Warto podkreślić, iż kwota przeznaczona na wypłatę z Funduszu jest dość znacząca, bo zgodnie z projektem w zakresie rekompensat za 2018 r. jest to kilka milionów złotych, ale już w następnych latach są to kwoty w wysokości ponad 1 mld zł.

Zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy w polskich uwarunkowaniach wpływ cen uprawnień na cenę energii elektrycznej jest wyjątkowo silny.

Po pierwsze

Polski rynek jest praktycznie w całości izolowany od rynków krajów sąsiednich w związku z brakiem efektywnie działających połączeń transgranicznych i wynikającym stąd brakiem zewnętrznej presji konkurencyjnej na ceny energii. Porównując zmiany ceny energii na rynku hurtowym w Polsce i w krajach sąsiednich, widoczna jest wyraźna korelacja zmian cen, np. w Niemczech i Czechach, podczas gdy ceny na rynku polskim kształtują się praktycznie niezależnie.

Po drugie

Wysoki wpływ cen uprawnień na ceny hurtowe jest wynikiem struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Zgodnie z raportem Agencji Rynku Energii za 2016 r. energia elektryczna w największym stopniu wytwarzana jest ze źródeł węglowych: 47,7% zapotrzebowania pokrywane jest ze źródeł zasilanych węglem kamiennym, 30,5% węglem brunatnym. Pozostałe nośniki stanowią 21,8% miksu energetycznego, w tym 13,7% pochodzi ze źródeł odnawialnych. Taka struktura oznacza, że tzw. źródłami marginalnymi wyznaczającymi cenę na rynku energii są w obecnych warunkach kosztowych przede wszystkim źródła oparte na węglu kamiennym. Podany przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami wskaźnik emisji CO₂ dla energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacjach spalania na 2018 r. wynosi 806 kg/MWh. Uwzględnia on wszystkie źródła, zarówno OZE o niskim poziomie emisyjności, jak i źródła węglowe cechujące się zwiększoną emisyjnością. Na tej podstawie dla źródeł opalanych węglem kamiennym przyjęto wskaźnik na poziomie ok. 1 tony CO₂ na 1 MWh wytworzonej energii. Przy odpowiednio wysokim poziomie cen uprawnień do emisji może okazać się, że ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym będą w Polsce wyznaczone przez źródła wykorzystujące węgiel brunatny. W tej sytuacji wartość wskaźnika emisyjności byłaby jeszcze wyższa, co oznaczałoby jeszcze mocniejszy wpływ cen uprawnień na ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. Z perspektywy krajowego przemysłu i jego konkurencyjności na arenie

międzynarodowej oznaczać to będzie znaczny wzrost kosztów pośrednich emisji gazów cieplarnianych, postępujący wprost proporcjonalnie do trendu wzrostu cen uprawnień do emisji. Wysokie już obecnie i rosnące w przyszłości ceny energii będą miały bardzo negatywny wpływ na konkurencyjność krajowego przemysłu energochłonnego.

Wysokość rekompensat uzależniona ma być od następujących czynników:

- ▶ poziomu dochodów z aukcji uprawnień do emisji w roku poprzedzającym rok, za który przyznawane są rekompensaty (n-1);
- ▶ wartości rekompensat dla wszystkich instalacji uprawnionych do rekompensat, wobec których złożone zostały wnioski;
- ▶ poziomu intensywności pomocy publicznej w danym roku;
- ▶ krajowego wskaźnika emisyjności CO₂;
- ▶ średniorocznej ceny uprawnień do emisji, ustalonej na podstawie dziennych cen zamknięcia dla kontraktów z dostawą w grudniu roku, za który przyznawane są rekompensaty (n), obserwowanej w roku poprzednim (n-1);
- ▶ średniorocznej wielkości produkcji lub zużycia energii w latach 2005-2011 (lub w latach kolejnych, jeżeli spełnione są warunki, o których mowa w ustawie) przypisanej do produkcji uprawnionych do rekompensat produktów;
- ▶ wskaźnika efektywności zużycia energii elektrycznej lub wskaźnika zużycia rezerwowej energii elektrycznej;
- ▶ ilości energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł nieuczestniczących w systemie ETS lub pochodzącej ze źródeł, w których spalana jest biomasa, wyprodukowanej na własne potrzeby i zużytej w roku, za który przyznawane są rekompensaty.

Podmiotami uprawnionymi w myśl ustawy będą przedsiębiorstwa prowadzące instalacje w sektorach energochłonnych wskazanych w projektowanej ustawie, zużywające energię elektryczną pochodzącą ze źródeł innych, niż własne źródła wytwórcze nieuczestniczące w systemie ETS, które złożyły wnioski o wypłatę rekompensat za poprzedni rok. Wykaz sektorów i podsektorów energochłonnych znajduje się w załączniku nr 1 do projektu ustawy

i obejmuje swym zakresem między innymi produkcję miedzi (pozycja nr 9), co zostało już wskazane na początku niniejszego opracowania.

Projekt ustawy zastrzega, że maksymalny limit środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat został ustalony na poziomie 25% środków uzyskanych ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok kalendarzowy, za który będą przyznawane rekompensaty. Przy czym wskazany maksymalny limit środków przeznaczonych na wypłatę rekompensat jest pomniejszony jeszcze o wysokość rekompensat należnych za poprzednie lata, a wypłaconych w danym roku kalendarzowym.

Planowane rozwiązanie należy ocenić oczywiście pozytywnie, jako stanowiące należną pomoc dla krajowych przedsiębiorstw oraz stwarzające szanse do konkurowania na wspólnych rynkach. Pilne wprowadzenie rekompensat pozwoli w istotnym stopniu zneutralizować wpływ wyższych cen uprawnień na koszty energii oraz pozwoli uniknąć dalszego pogarszania relatywnej pozycji kosztowej względem sąsiadujących krajów.

W tym miejscu należy dodatkowo wspomnieć o zatwierdzeniu w ostatnich tygodniach przez Komisję Europejską wsparcia dla Polski w ramach pomocy publicznej w wysokości 5 mld EUR na produkcję energii elektrycznej w kogeneracji oraz ulgi dla odbiorców energochłonnych w opłatach przeznaczanych na finansowanie tego systemu [13].

Program wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, czyli wspólnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ma roczny budżet w wysokości 500 mln EUR i będzie obowiązywał do 31 grudnia 2028 r. Wsparcie będzie przyznawane na budowę nowych i modernizację istniejących zakładów wysokosprawnej kogeneracji, jak również na istniejące wysokosprawne zakłady kogeneracji wykorzystujące gaz.

Zakłady wysokosprawnej kogeneracji korzystające z programu otrzymają wsparcie

w postaci premii dopłacanej do ceny rynkowej (tzw. premia kogeneracyjna). Poziom premia kogeneracyjnej zostanie ustalony w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji lub administracyjnie na poziomie pokrywającym różnicę między kosztami wytworzenia energii a ceną rynkową energii elektrycznej. Premia kogeneracyjna będzie przyznawana do czasu pełnej amortyzacji objętej wsparciem instalacji, na maksymalny okres 15 lat.

Europejskie dokumenty zezwalają na stosowanie ulg wobec przedsiębiorstw energochłonnych, jak KGHM. Dzięki temu przedsiębiorstwa te mogą zwiększyć swoją konkurencyjność w skali globalnej.

Zatwierdzony polski program kogeneracji przyczyni się do zwiększenia efektywności energetycznej i redukcji emisji CO₂, zgodnie z celami UE związanymi ze środowiskiem i ze zmianą klimatu.

Strona polska zaproponowała także ograniczenie finansowych obciążeń energochłonnych odbiorców, którzy mogliby skorzystać z ulgi w opłacie kogeneracyjnej.

Warto zauważyć, że europejskie dokumenty, m.in. wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią z 2014 r., zezwalają na stosowanie ulg wobec przedsiębiorstw energochłonnych, jak KGHM, i działających w określonych sektorach oraz uczestniczących w handlu międzynarodowym. Komisja Europejska potwierdziła, że proponowane ulgi dla przedsiębiorstw energochłonnych nie naruszają zasad pomocy państwa określonych przez Unię Europejską. Tym samym spółki energochłonne mogą liczyć na utrzymanie globalnej konkurencyjności, a jednocześnie system ich wsparcia nie narusza zasad konkurencji na jednolitym rynku.

02

Standard BAT

#STANDARDBAT
#EFEKTYWNOŚĆENERGETYCZNA

Mając na uwadze tematykę niniejszego opracowania nie sposób pominąć regulacje związane z najlepszymi dostępnymi technikami (ang. Best Available Technology, BAT) z uwagi na konieczność ich uwzględniania w planowanym rozwoju przedsiębiorstw energochłonnych.

Zgodnie z Dyrektywą IPPC standard BAT służyć ma określaniu granicznych wielkości emisji dla większych zakładów przemysłowych w UE. Nie jest natomiast konieczne, aby określony był rodzaj urządzenia czy konkretna technologia. Celem jest raczej zaproponowanie limitów emisyjnych, które odzwierciedlają właściwe proporcje pomiędzy kosztami i korzyściami.

Na podstawie BAT określane są limity emisyjne, które muszą brać pod uwagę techniczną charakterystykę instalacji, jej lokalizację geograficzną i lokalne warunki środowiskowe. Wielkości limitów emisyjnych określane w pozwoleniu muszą dotyczyć tych zanieczyszczeń, które zakład będzie prawdopodobnie odprowadzał w znacznych ilościach, w szczególności zanieczyszczeń priorytetowych wymienionych w Aneksie III do Dyrektywy IPPC.

Zgodnie z Ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (dalej: p.o.ś.), jedną z podstawowych dyrektyw p.o.ś. jest zasada przezorności, obligująca do przewidywania wszystkich potencjalnych zagrożeń wynikających z prowadzenia określonych rodzajów działalności i stosowania odpowiednich środków profilaktycznych. Muszą jej przestrzegać wszystkie podmioty, których działalność w sposób bezpośredni lub pośredni może skutkować wprowadzeniem zmian w środowisku. Zasada przezorności zobowiązuje instytucję lub osobę, która zamierza podjąć określone działania do udowodnienia, że jej działalność nie spowoduje zagrożeń dla środowiska. W przypadku, gdy wykazanie braku zagrożenia dla środowiska nie jest możliwe, konieczne jest podjęcie działań chroniących środowisko.

Jedną z gwarancji takich zachowań są postanowienia art. 143 p.o.ś. zobowiązujące do tego, aby technologie stosowane w nowo uruchamianych lub zmienianych w sposób istotny instalacjach spełniały wymagania określone tymi przepisami.

4 sierpnia 2014 r. Prezydent RP podpisał nowelizację p.o.ś., implementującą postanowienia Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola; dalej: IED).

Wprowadziła ona istotne zmiany w uregulowaniach dotyczących uzyskania pozwoleń zintegrowanych.

Pozwolenie zintegrowane jest decyzją administracyjną, będącą de facto rodzajem szczegółowej licencji na prowadzenie instalacji, na warunkach ustalonych dla wszystkich komponentów środowiska oraz przy spełnieniu wymagań technicznych określonych jako najlepsze dostępne techniki (BAT). Pozwolenie to powinno również określać rodzaj i ilość wykorzystywanej energii, materiałów, surowców i paliw. Ustawa p.o.ś. stanowi, że pozwolenia zintegrowane wymaga eksploatacja tych instalacji, których prowadzenie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości. Podstawową płaszczyzną technologiczną, która musi być uwzględniana w pozwoleniach IPPC (Dyrektywa Rady 96/61/WE z dnia 24 września 1996 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli, Dz.Urz.UEL.1996.257.26) jest najlepsza dostępna technika, która jest charakteryzowana jako:

1. „najlepsze dostępne techniki”, tzn. najefektywniejszy i najbardziej nowoczesny stopień rozwoju danej działalności i metod jej prowadzenia, wskazujący na praktyczną możliwość zastosowania danych technik do zapewnienia co do zasady podstaw dla określania granicznych wartości emisji ustalonych w celu zapobiegania i, tam gdzie to nie jest w praktyce możliwe, w celu generalnego obniżenia emisji i jej oddziaływania na środowisko jako całość;
2. „techniki” obejmują zarówno zastosowaną technologię, jak i sposób, w jaki instalacja została zaprojektowana, zbudowana, jest utrzymywana, eksploatowana i wycofana z eksploatacji;
3. „dostępne techniki” oznacza techniki opracowane w stopniu pozwalającym na wprowadzenie ich do odnośnego sektora przemysłowego, na warunkach ekonomicznie i technicznie uzasadnionych, przy uwzględnieniu kosztów i korzyści, niezależnie od tego, czy techniki te są, czy nie są wykorzystywane i opracowywane w danym państwie członkowskim, o ile są one rozsądnie dostępne dla danego podmiotu.

Podstawowe przepisy dotyczące pozwoleń zintegrowanych znalazły się w art. 201-219 ustawy p.o.ś., ale sporządzenie wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego wymaga uwzględnienia

szeregu innych przepisów i wymagań szczegółowych, określonych również w innych ustawach oraz w rozporządzeniach wykonawczych.

Należy zwrócić uwagę, że do wszystkich instalacji objętych obowiązkiem uzyskania pozwolenia zintegrowanego zastosowanie mają zagadnienia wymienione w art. 143 ustawy p.o.ś., tj.

1. stosowanie substancji o małym potencjale zagrożeń;
2. efektywne wytwarzanie oraz wykorzystanie energii;
3. zapewnienie racjonalnego zużycia wody i innych surowców oraz materiałów i paliw;
4. stosowanie technologii bezodpadowych i małoodpadowych oraz możliwość odzysku powstających odpadów;

Argumentacja wykorzystywana przez wnioskodawcę w celu wykazania spełnienia wymienionych wyżej wymagań powinna opierać się na informacjach o:

- ▶ rodzaju, zasięgu oraz wielkości emisji;
- ▶ wykorzystywaniu porównywalnych procesów i metod, które zostały skutecznie zastosowane w skali przemysłowej;
- ▶ stosowaniu postępu naukowo-technicznego.

Ponadto ustawa p.o.ś. nakłada obowiązek uwzględnienia przy ustalaniu wymagań BAT dla danej instalacji zagadnień takich jak :

1. rachunek kosztów i korzyści;
2. czas niezbędny do wdrożenia najlepszych dostępnych technik dla danego rodzaju instalacji;
3. zapobieganie zagrożeniom dla środowiska powodowanym przez emisje lub ich ograniczenie do minimum;
4. podjęcie środków zapobiegających poważnym awariom przemysłowym lub zmniejszających do minimum powodowane przez nie zagrożenia dla środowiska;
5. termin oddania instalacji do eksploatacji;
6. informacje na temat najlepszych dostępnych technik publikowanych przez Komisję Europejską zgodnie z art. 16 ust. 2 dyrektywy IPPC.

Uzyskanie pozwolenia zintegrowanego opiera się między innymi na dokumentach referencyjnych NDT (dalej: BREF) nie mających rangi aktów prawnych. BREFy nie stanowią również zamkniętego katalogu dopuszczalnych do stosowania technologii i sposobów prowadzenia działalności – pomagają przy określaniu poziomów odniesienia dla prawidłowego definiowania wymogów BAT dla danej instalacji, aczkolwiek nie stanowią jedynej przesłanki do podejmowania decyzji odnośnie warunków pozwolenia zintegrowanego. Stanowią jednak podstawę do ustalenia warunków pozwolenia – dopuszczalne wielkości emisji określane w pozwoleniach zintegrowanych stanowią wartości podane w konkluzjach BAT.

To wskazuje, że zasadnicze znaczenie dla stwierdzenia, czy dane rozwiązanie spełnia wymagania BAT, ma dotrzymywanie granicznych wielkości emisyjnych. Zatem każde rozwiązanie techniczne lub organizacyjne zapewniające dotrzymywanie granicznych wielkości emisyjnych należy uznać za spełniające BAT.

Z praktycznego punktu widzenia można przyjąć, że wymagania opisane w art. 143 pkt 1-4 ustawy p.o.ś., a także art. 207 ust. 1 pkt 1-4 zostały ujęte w BREF-ach, o których mowa w art. 207 ust. 1 pkt 6. Dokumenty te zawierają konkretne, wyrażone ilościowo parametry emisyjne lub wielkości zużycia surowców i materiałów oraz wskazania stosowania określonych rozwiązań technicznych i organizacyjnych.

Wykazanie we wniosku zgodności z wymaganiami BAT powinno obejmować zatem porównanie stanu faktycznego z zapisami zawartymi w dokumentach referencyjnych. Należy jednak pamiętać, że informacje zawarte w BREF-ach stanowią jedynie punkt odniesienia, a nie jednoznaczne wskazanie rozwiązań do zastosowania. Tym bardziej nie mogą być one traktowane jako graniczne wielkości emisyjne, szczególnie że Dyrektywa IPPC zabrania zalecania konkretnych technik lub technologii oraz nakazuje uwzględnianie charakterystyki technicznej danej instalacji, jej geograficznego położenia i lokalnych warunków środowiska.

Należy podkreślić, że przepisy prawa przypisują organowi ochrony środowiska rolę decydującą przy ustalaniu takich warunków pozwolenia, które – w sposób racjonalny i uwzględniający lokalne uwarunkowania – prowadzą do najlepszej ochrony środowiska jako całości. Wnioskodawca powinien zatem dołożyć wszelkich starań, aby właściwie uzasadnić we wniosku własny punkt widzenia i przekonać organ wydający pozwolenie

do uznania proponowanych rozwiązań jako spełniających wymagania BAT.

Zgodnie z art. 3.11 IED dokument referencyjny BAT stanowi wynik wymiany informacji sporządzony dla określonych rodzajów działalności, opisujący stosowane techniki, aktualne poziomy emisji i konsumpcji, techniki uwzględniane przy okazji ustalania najlepszych dostępnych technik, a także konkluzje dotyczące BAT oraz wszelkie nowe techniki, zgodnie ze strukturą BREF-ów znajduje się on w rozdziałach 3-5.

Konkluzje BAT tworzone są na podstawie BREF-ów, opiniowane przez forum, zatwierdzone przez komitet, a następnie publikowane w Dzienniku Urzędowym UE. W konkluzjach tych zawarte są wnioski dotyczące BAT i ich opis, poziomy emisji (graniczne wielkości emisyjne, które nie mogą być przekroczone w pozwoleniach, jednakże w szczególnych przypadkach organ może udzielić odstępstwa), monitoring, który musi opierać się na konkluzjach oraz poziomy zużycia.

Konkluzje BAT są to więc dokumenty przyjmowane przez Komisję Europejską, zawierające elementy dokumentu referencyjnego BAT i formułujące wnioski dotyczące najlepszych technik, ich opisu, informacji służącej ocenie ich przydatności, wielkości emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami, powiązanego monitoringu, powiązanych poziomów zużycia oraz – w stosownych przypadkach – odpowiednich środków remediacji terenu.

W związku z faktem wprowadzenia zmian w p.o.ś. doszło do wzmocnienia roli BREF-ów

w systemie prawnym – w art. 204 p.o.ś. wprowadzono postanowienia dostosowujące ustawę do wymagań dyrektywy 2010/75/UE, o których mowa powyżej.

Powyższe ogólne i historyczne rozważania dotyczące BAT należy przenieść na grunt aktualnie obowiązujących konkluzji BAT dla przemysłu metali nieżelaznych.

30 czerwca 2016 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (L174/32) opublikowana została decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2016/1032 z dnia 13 czerwca 2016 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik BAT w odniesieniu do przemysłu metali nieżelaznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. Według art. 215 ust. 1 ustawy p.o.ś. organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego miał obowiązek dokonania analizy jego warunków do 29 grudnia 2016 r. Zgodnie z art. 215 4 pkt 2 w przypadku gdy analiza dokonana na podstawie ust. 1 wykazała konieczność zmiany pozwolenia zintegrowanego, organ właściwy do wydania pozwolenia niezwłocznie wzywał prowadzącego instalację do wystąpienia z wnioskiem o zmianę pozwolenia w terminie roku od dnia doręczenia wezwania, określając zakres tego wniosku mający związek ze zmianami wynikającymi z dokonanej analizy. Prowadzący instalacje mają czas na ich dostosowanie do konkluzji BAT do 29 czerwca 2020 r. Przedsiębiorstwa, mając obowiązek wprowadzenia w życie konkluzji BAT we wskazanym terminie, ponoszą szereg wydatków mających na celu dostosowania instalacji technologicznych do wymogów konkluzji BAT dla przemysłu metali nieżelaznych.

03

Podsumowanie

Mając na uwadze powyższe rozważania należy wskazać, że kondycja przedsiębiorstw energetycznych oraz energochłonnych, a także perspektywy powstania nowych podmiotów, zależne są od szeregu czynników, na które owe przedsiębiorstwa nie mają wpływu. **W polskim systemie prawnym muszą zostać stworzone rozwiązania, które z jednej strony zapewnią dalszy rozwój technologii związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych, ale też zapewnią zabezpieczenie interesów przedsiębiorstw energochłonnych, których oddziaływanie na polską gospodarkę należy ocenić jako znaczące.**

Podstawowym elementem otoczenia regulacyjnego wpływającego na sytuację przedsiębiorstw energochłonnych jest unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Biorąc pod uwagę, że w czwartym etapie działania tego systemu (w latach 2021-2030) wzrośnie tempo zmniejszania liczby dostępnych uprawnień oraz dojdzie do wygaszania bezpłatnych uprawnień dla niektórych sektorów. **Bez wsparcia publicznego wiele sektorów europejskiego przemysłu może całkowicie utracić konkurencyjność względem przedsiębiorstw pozaeuropejskich.**

Środkiem, który może pomóc europejskiemu i polskiemu przemysłowi w zachowaniu konkurencyjności, są **rekompensaty na rzecz sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji** z powodu znacznych kosztów pośrednich, związanych z przenoszeniem kosztów dotyczących emisji gazów cieplarnianych na ceny energii elektrycznej. Zgodnie z zasadami pomocy publicznej UE państwa członkowskie mogą przeznaczyć na taką pomoc do 25% dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień w drodze aukcji, a przekroczenie tego progu może być dozwolone, jeśli zostanie właściwie uzasadnione.

Polska jest w szczególnie trudnej sytuacji na tle Europy ze względu na wzrost cen uprawnień do emisji w UE. W lipcu 2018 roku duży odbiorca energii musiał w Polsce płacić ok 6,9 centa za kWh, natomiast w Niemczech było to jedynie 3,8 centa, a w Czechach 5,7 centa. Z kolei, zgodnie z danymi przygotowanymi dla niemieckiego ministerstwa energii i gospodarki, w 2015 roku na świecie jedynie ceny energii w Chinach i Japonii były porównywalne z tymi wartościami (w Chinach 6,37 centa za kWh, a w Japonii 12,42 za kWh). Ceny w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie nie przekraczały granicy 4 centów za kWh.

Polska może być największym beneficjentem Funduszu Modernizacyjnego, partycypując aż w ok. 44% jego budżetu. Jednakże z tego źródła nie będą wspierane obiekty wytwarzające energię przy wykorzystaniu stałych paliw kopalnych, co przesądza, że środki zgromadzone w ramach tego funduszu nie będą mogły zostać wykorzystane na modernizację krajowej energetyki węglowej.

Produkcja miedzi jest jednym z 20 sektorów o największej energochłonności, przy produkcji której koszty energii elektrycznej sięgają nawet 15 proc. wartości dodanej brutto. W związku z tym przyszła kondycja finansowa KGHM i innych przedsiębiorstw działających w tym sektorze jest wysoce zależna od kosztów energii elektrycznej i ewentualnego systemu rekompensat.

Systemy mające na celu zrekompensowanie pośrednich kosztów uprawnień do emisji CO₂ wprowadzone zostały w wielu krajach członkowskich Unii Europejskiej. Należą do nich m.in. Niemcy, Wielka Brytania, Hiszpania, Finlandia, Grecja, Belgia, Holandia, Francja, Litwa, Słowacja oraz Norwegia (EFTA/EOG). Rekompensaty łącznych pośrednich kosztów emisji wypłacone przez dziesięć państw członkowskich w 2017 r. wyniosły około 694 mln euro. W 2017 r. Belgia (Flandria), Niemcy, Francja, Holandia i Finlandia przekroczyły próg wynoszący 25% dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień w drodze aukcji.

Szacuje się, że przy aktualnym wzroście cen uprawnień do emisji do poziomu 20-25 EUR/EUA wprowadzony w Niemczech system rekompensat zmniejszy nawet pięciokrotnie wzrost kosztów energii elektrycznej zużywanej przez firmy energochłonne. W Polsce przy braku rekompensat koszt ten wzrośnie do 20 EUR/MWh, powodując wzrost ceny energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych o 16 EUR/MWh. Biorąc pod uwagę fakt, że już dzisiaj energia ta w Niemczech jest znacznie tańsza niż w Polsce, różnica ta może wzrosnąć do ponad 20 EUR/MWh.

Dodatkowym elementem otoczenia regulacyjnego wpływającym na konkurencyjność europejskiego przemysłu są konkluzje BAT. Biorąc pod uwagę przyjęcie nowych konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik BAT w odniesieniu do przemysłu metali nieżelaznych, **przedsiębiorstwa takie jak KGHM są zobowiązane dostawać użytkowane instalacje do zaostrożonych limitów emisyjnych w terminie do 29 czerwca 2020 r.**

Rekomendacje

- ▶ **Biorąc pod uwagę zaostrzającą się politykę klimatyczną UE państwo polskie musi podjąć zdecydowane kroki mające na celu zachowanie konkurencyjności rodzimej gospodarki.** Sektory, które najbardziej wymagają wsparcia, to sektor energetyczny oraz przemysł energochłonny. Brak działań po stronie państwa może doprowadzić w dłuższej perspektywie do spadku wzrostu PKB, utraty wielu miejsc pracy i wysokich kosztów społecznych.
- ▶ **W krótkoterminowej perspektywie konieczne jest wprowadzenie – wzorem innych państw członkowskich UE – systemu rekompensat na rzecz sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji z powodu znacznych kosztów pośrednich, związanych z przenoszeniem kosztów dotyczących emisji gazów cieplarnianych na ceny energii elektrycznej.** W tym celu należy dążyć do jak najszybszego przyjęcia przez Sejm projektu ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych. System ten powinien maksymalnie wysoko ustalić limit środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat, co najmniej na poziomie 25% środków uzyskanych ze sprzedaży w drodze aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, z możliwością podwyższenia tego poziomu.
- ▶ **Kolejnym krokiem powinno być wprowadzenie innych środków redukcji kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energochłonne.** Obecnie funkcjonujące w Polsce ulgi w zakresie kosztów wsparcia energetyki odnawialnej oraz redukcji akcyzy dla sektorów energochłonnych powinny zostać zwiększone oraz uzupełnione o takie rozwiązania, jak:
 - ulgi w zakresie wszystkich składników opłat przesyłowych i dystrybucyjnych;
 - zwiększenie możliwości korzystania z usług zarządzania popytem na energię elektryczną (DSR);
 - możliwość odpisania od podstawy opodatkowania podatkiem dochodowym całkowitych wydatków na produkty spełniające najwyższe standardy efektywności energetycznej.
- ▶ **W długoterminowej perspektywie Polityka Energetyczna Państwa powinna dążyć do modernizacji sektora elektroenergetycznego, zwłaszcza poprzez zwiększenie udziału źródeł niskoemisyjnych.** Biorąc pod uwagę przewidywany wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂, dalsze opieranie produkcji energii elektrycznej na węglu kamiennym i brunatnym będzie oznaczało rosnące ceny energii elektrycznej zarówno dla gospodarstw domowych, jak i dla przedsiębiorstw. Może to doprowadzić nie tylko do zwiększenia problemu ubóstwa energetycznego w Polsce, ale również do braku konkurencyjności i rentowności przedsiębiorstw przemysłowych działających w sektorach energochłonnych, co w dalszej konsekwencji będzie oznaczało konieczność ich zamknięcia i utratę wielu miejsc pracy.

Przypisy

1. DECYZJA KOMISJI z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019 (notyfikowana jako dokument nr C(2014) 7809) (Tekst mający znaczenie dla EOG) (2014/746/UE)
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014D0746&from=EN>
2. DECYZJA DELEGOWANA KOMISJI (UE) .../... z dnia 15.2.2019 r. uzupełniająca dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021–2030
<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/3/2019/PL/C-2019-930-F1-PL-MAIN-PART-1.PDF>
3. Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action DECEMBER 2017 Michael Mehling Harro van Asselt Kasturi Das Susanne Droege Cleo Verkuil
https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2017/12/CS_report-Dec-2017-4.pdf

Sustainability-oriented Future EU Funding: A European border carbon adjustment Alexander Krenek, Mark Sommer, Margit Schratzenstaller Austrian Institute of Economic Research Vienna, Austria styczeń 2018,
<https://umu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1178081/FULLTEXT01.pdf>

Tackling carbon leakage Sector-specific solutions for a world of unequal carbon prices
<https://www.carbontrust.com/media/84908/ctc767-tackling-carbon-leakage.pdf>
4. Ekofundusz
<https://www.cire.pl/item,112808,13,0,0,0,0,0,fundusz-modernizacyjny-w-poszukiwaniu-efektu-skali>
5. SPRAWOZDANIE KOMISJI DLA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla Bruksela, dnia 17.12.2018 r. COM(2018) 842 final
<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2018:0842:FIN:PL:PDF>
6. Ibidem
7. Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016 (SPK-Bericht 2016)
<https://www.strompreiskompensation.de/SPK/SharedDocs/news/SPK-Auswertungsbericht.html?>
8. Informations sur la compensation des coûts indirects en France
<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Informations%20sur%20la%20compensation%20des%20co%C3%BBts%20indirects%20en%20France.pdf>
9. Convocatoria 2017: Propuesta Complementaria
<http://www.mincotur.gob.es/PortalAyudas/emisionesCO2/concesion/2017/Paginas/>
10. Prehľad žiadateľov o poskytnutie finančných prostriedkov formou dotácie z Environmentálneho fondu na rok 2017, o ktorých podpore rozhodol minister MŽP SR
http://www.envirofond.sk/_img/Prehlady/Dotacie/Dotacie_2017.pdf
11. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 36/2018) w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii
<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7520,Informacji-nr-362018.html>

12.

- The Enhanced Capital Allowance Scheme
https://www.designingbuildings.co.uk/wiki/Enhanced_Capital_Allowance_scheme
- Climate Change Levy (CCL)
<https://www.gazprom-energy.co.uk/help-and-support/bills-payments/what-is-the-climate-change-levy-ccl/>
- Large Industry Energy Network (LIEN)
http://www.iipnetwork.org/Case_Study_LIEN_Ireland_final.pdf
- SME Energy Efficiency
<https://www.seai.ie/energy-in-business/sme-business-supports/>
- Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC)
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Integrated_pollution
- Combined Heat and Power (CHP) Grants Programme
<https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/ireland/name-24449-en.php>

13. Komisja Europejska - Komunikat prasowy Pomoc państwa: Komisja zatwierdza wsparcie w kwocie 5 mld euro w Polsce na produkcję energii elektrycznej w kogeneracji oraz ulgi w opłacie dla odbiorców energochłonnych; wszczyną postępowanie wyjaśniające w sprawie ulg w opłacie mocowej Bruksela, 15 kwietnia 2019 r.
http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-2150_pl.htm

300RESEARCH