

Możliwy wpływ handlu emisjami na bezpieczeństwo funkcjonowania systemów energetycznych¹⁾

Autorzy: Dr Zygmunt Parczewski, dr Bolesław Jankowski Badania Systemowe EnergSys Spółka z o.o.

(„Energetyka” – luty 2005)

W niniejszym artykule scharakteryzowano ważniejsze zagadnienia dotyczące nowej, bardzo istotnej dla dużej liczby przedsiębiorców problematyki handlu emisjami CO₂. Omówiono wybrane elementy prezentujące emisję CO₂ z krajowych sektorów, zobowiązanych do uczestnictwa w handlu emisjami - począwszy od stycznia 2005 r. Spośród tych sektorów zasadnicze znaczenie odgrywają producenci elektryczności i ciepła sieciowego (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie). Zasadnicze elementy handlu emisjami przedstawiono głównie na podstawie rozwiązań zawartych w regulacjach prawa unijnego.

W połowie października 2004 r. został opublikowany (po raz pierwszy) druk sejmowy nr 3381, zawierający projekt ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wraz z uzasadnieniem i założeniami do aktów wykonawczych. Przepisy krajowe wymagają jednak dalszej pracy legislacyjnej i konsultacji z zainteresowanymi środowiskami. Stan taki powoduje, że omawianie mechanizmów handlu emisjami jest obciążone dodatkową niepewnością, związaną z brakiem przepisów prawa krajowego w ostatecznym kształcie. Są dwie przyczyny tego ryzyka legislacyjnego:

- po pierwsze pewna część istotnych dla przedsiębiorców elementów projektowanego systemu handlu emisjami została w projekcie ustawy zapisana zbyt ogólnie, co może stanowić przeszkodę w wydaniu odpowiednich rozporządzeń wykonawczych,
- po drugie istnieje całkowity brak nie tylko przepisów, ale co gorsza, spójnego pomysłu łączącego rozwiązania projektowane w systemie handlu emisjami z niezbędnymi uregulowaniami w obszarze finansów i rachunkowości oraz Prawa energetycznego, szczególnie w związku z polityką regulacyjną. Niewielką pociechą jest to, że ten ostatni problem również nie został dotychczas rozwiązany w krajach „starej” Unii Europejskiej (EU'15).

To właśnie zauważony brak spójności w projekcie ustawy o handlu uprawnieniami do emisji z projektami nowelizacji innych ustaw, a szczególnie ustawy Prawo energetyczne, stanowił jeden z głównych impulsów do napisania niniejszego artykułu.

Ponieważ tematyka handlu emisjami nie jest jeszcze, ze zrozumiałych względów, szeroko znana, dlatego w artykule sporo miejsca poświęcono na jej przystępną, ogólną prezentację. Jeden z niezbędnych, bardzo ważnych filarów handlu emisjami stanowi Krajowy Plan Alokacji Upnień (KPAU), w którym określono kolejno: krajowe, sektorowe oraz indywidualne kwoty alokacji upnień do emisji CO₂ [7].

Te indywidualne kwoty (pule) upnień określają swoisty „potencjał startowy” każdego operatora instalacji w systemie handlu emisjami. Dlatego też w artykule znaleźć można odniesienia do KPAU opracowanego dla Polski.

W zakończeniu artykułu podjęto dyskusję i zasygnalizowano możliwe kierunki rozwiązań, które powinny - zdaniem Autorów - zostać dość pilnie rozważone przez kompetentne gremia

decyzyjne, aby nie okazało się zbyt późno, że bezpieczeństwo funkcjonowania systemów przesyłowych (sieciowych) może również zależeć od zasobności portfela uprawnień zbywalnych do emisji CO₂ - jakimi będą dysponować, w krótko- i długoterminowej perspektywie, systemowi producenci elektryczności i/lub ciepła sieciowego. Stawiamy tezę, że taka zależność przyczynowo-skutkowa może pojawić się w systemach elektroenergetycznym i/ lub ciepłowniczym.

Podstawa i istota handlu emisjami CO₂ w Europie i Polsce

Globalny charakter emisji CO₂, praktycznie niezależny od źródła (miejsca) jej powstania wymaga zastosowania środków zaradczych mających charakter regionalny - ponadpaństwowy. Mając to na względzie państwa członkowskie Unii Europejskiej (EU15) uzgodniły zasady i mechanizmy obejmujące wspólne działania, mające doprowadzić do skutecznej i efektywnej ekonomicznie redukcji emisji CO₂, określonej w Konwencji Klimatycznej, w tym w Protokole z Kioto (PzK) oraz we własnych politykach i programach rozwoju.

W tym celu EU15 przyjęła dyrektywę 2003/87/WE, z dnia 13 października 2003 r. - „*Ustanawiającą system handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji gazów cieplarnianych na obszarze Wspólnoty i zmieniającą dyrektywę Rady 96/611 /EC*” (o zintegrowanym zapobieganiu zanieczyszczeniom i ich kontroli - tzw. IPPC21, która weszła w życie z dniem 25 października 2003 r. [1]. Zgodnie z postanowieniami tejże dyrektywy system handlu emisjami CO₂ powinien zostać uruchomiony z dniem 1 stycznia 2005 roku na obszarze Wspólnoty Europejskiej.

W przypadku Polski dyrektywa powinna być zostać implementowana do prawa krajowego do 1 maja 2004 r. (ustawa wraz z aktami wykonawczymi). W tym terminie należało również opracować i przedstawić Komisji Europejskiej do zatwierdzenia tzw. Krajowy Plan Alokacji Uprawnień (KPAU). Plan miał zawierać pełną listę uczestników systemu handlu emisjami CO₂ wraz z przyznaną im konkretną liczbą uprawnień do emisji - w okresie 2005-2007 [1, 3].

Termin ten - nie tylko w przypadku Polski - uległ dość istotnemu wydłużeniu, gdyż KPAU został przekazany do Komisji Europejskiej we wrześniu 2004 r. [7] w polskiej i angielskiej wersjach językowych. W Komisji Europejskiej trwa proces oceny polskiego planu alokacji, co pozwala oczekiwać, że decyzja Komisji zostanie podjęta przed końcem 2004 r.

Istota handlu emisjami polega na możliwie najbardziej efektywnym ekonomicznie wypełnieniu zobowiązań redukcji emisji zapisanych w PzK, do czego zobowiązały się poszczególne państwa starej Unii oraz dodatkowo EU'15. Na podstawie prac badawczo-rozwojowych okazało się, że wprowadzenie handlu emisjami GC na obszarze całej EL) przyniesie bardzo duże efekty ekonomiczne (redukcja kosztów zmniejszenia emisji GC), ze względu na istotnie różne koszty marginalne redukcji emisji w każdym z krajów.

Działanie systemu handlu emisjami (w skrócie ETS z ang. emission trading scheme) w ogólnym zarysie polega na tym, że źródła emisji objęte systemem mogą wyemitować w określonych przedziałach czasu (np. kolejnych okresach rocznych) jedynie taką ilość zanieczyszczeń, na jaką mają pokrycie w posiadanych uprawnieniach emisyjnych. Wyemitowanie większej ilości zanieczyszczeń wymaga dokupienia uprawnień od innego podmiotu, gdyż przekroczenie limitu równego sumie posiadanych uprawnień powoduje konieczność zapłacenia wysokiej kary.

Z kolei dokonanie inwestycji w przedsięwzięcia redukcji uwalnia pewną pulę uprawnień, umożliwiając ich sprzedaż. Zachęca to do podejmowania działań ograniczających emisje tam, gdzie koszty redukcji są najniższe (*uproszczony opis mechanizmu oszczędności kosztów prezentujemy w apendyksie*).

Dokładnie przeanalizowane przez Zespół EnergSys kryteria przygotowania KPAU (11 kryteriów zalecanych do stosowania w opracowywaniu KPAU - [5]) wskazały, że dla zdecydowanej większości krajowych przedsiębiorców ich ścisłe zastosowanie może okazać się bardzo niekorzystne, gdyż uniemożliwi przydzielenie liczby uprawnień gwarantującej wysoką dynamikę produkcji. W szczególności precyzyjne wdrożenie kryteriów KPAU oznaczałoby w praktyce podjęcie przez Polskę dodatkowych zobowiązań, dalece wykraczających poza ratyfikowane zobowiązania PzK. Świadomość takiego, bardzo niekorzystnego rozwiązania została zaprezentowana przedstawicielom Ministra Środowiska - i co ważne - znalazło to należyte zrozumienie i odzwierciedlenie w treści złożonego do Komisji planu alokacji uprawnień [7]³⁾.

Trudno oprzeć się w tym miejscu refleksji wskazującej na już bardzo widoczne zagrożenia dla dotrzymania terminu faktycznego wdrożenia ETS z dniem 1 stycznia 2005 r. Jest to bolączka nie tylko Polski, ale i pewnej liczby Państw członkowskich starej EU'15. Jednakże wydaje się, iż w przypadku Polski to nie KPAU będzie stanowił główną przeszkodę w rozpoczęciu funkcjonowania ETS, a kilka innych, kluczowych dla normalnej pracy systemu elementów, jak:

- kompletne i spójne oraz klarowne dla wszystkich uczestników systemu handlu emisjami przepisy prawa krajowego,
- opracowane i przetestowane informatyczne rejestry do obsługi transakcji (sprawne i bezpieczne) pomiędzy podmiotami prawa krajowego oraz unijnego,
- instytucja zarządzająca ETS, posiadająca odpowiednio stabilne i przejrzyste zasady i procedury funkcjonowania oraz
- przygotowana do wypełnienia nowych i dość złożonych zadań grupa weryfikatorów, w tym przeszkoleni specjaliści z Inspekcji Ochrony Środowiska

Szczególnie istotne znaczenie ma prawidłowe opracowanie i wdrożenie szeregu mechanizmów handlu emisjami. Ważne jest, aby były tworzone na gruncie przepisów powszechnie obowiązującego w Polsce prawa (ustawa wraz z aktami wykonawczymi), z możliwie małą liczbą regulacji rozstrzyganych w trybie administracyjnym.

Ogólne zasady działania systemu handlu emisjami

Dyrektywa tworzy ramy prawne do utworzenia unijnego rynku dla handlu uprawnieniami do emisji⁴ [1]). Zakłada się, że instrument ten będzie, w celu wywiązywania się ze zobowiązań podjętych w PzK, promował działania redukcji emisji gazów cieplarnianych w sposób efektywny kosztowo i skuteczny środowiskowo.

System ten powinien harmonijnie współdziałać z innymi instrumentami polityki klimatycznej, w tym szczególnie z regulacjami dyrektywy o zintegrowanej kontroli i zapobieganiu emisji zanieczyszczeń, tzw. IPPC (96/61/EC).

Faza próbna (testowa) systemu będzie obejmować lata 2005-2007. Następną fazą pokryje się z pierwszym okresem rozliczeniowym PzK (2008-2012). W pierwszej, próbnej fazie działania handel obejmować będzie jedynie emisje CO₂ ze wskazanych sektorów przemysłowych (przemysły wytwórcze) i z aktywności energetycznych (głównie - ale nie wyłącznie, produkcji energii elektrycznej i ciepła).

Operatorzy instalacji⁵⁾ uczestniczący obowiązkowo w handlu emisjami będą musieli w ciągu dwóch miesięcy wystąpić z wnioskiem do właściwego organu administracyjnego, w swoim kraju, o wydanie zezwolenia (zgody) do uczestnictwa w ETS. Na podstawie wydanych zezwoleń kraje członkowskie będą wydawać instalacjom objętym planem alokacji przyznane im uprawnienia zbywalne do emisji CO₂.

W warunkach polskich KPAU zostanie ustanowiony mocą rozporządzenia Rady Ministrów, ze względu na możliwość ingerowania w warunki funkcjonowania przedsiębiorstw, zagwarantowane ustawą o swobodzie działalności gospodarczej.

Przepisy prawa unijnego i krajowego (po ich opracowaniu i wdrożeniu)⁶⁾ muszą zezwolić na swobodny handel uprawnieniami, ograniczony jedynie w zakresie wynikającym z przepisów dyrektywy 2003/87/WE. Jednym z mechanizmów jest przyzwolecie uczestnictwa w systemie dla każdej osoby prawnej i fizycznej, w tym m.in. osób i organizacji działających na rzecz ochrony klimatu. Prowadzący instalacje wytwarzające emisję - w tym producenci ciepła i elektryczności - będą musieli corocznie przedstawiać do umorzenia liczbę uprawnień zbywalnych równą wielkości zweryfikowanej emisji CO₂ w danym roku.

Za brak zweryfikowanych, rocznych sprawozdań emisyjnych, a szczególnie za brak wystarczającej liczby uprawnień zbywalnych (równej wolumenowi emisji CO₂) przedkładanych do umorzenia, przewidziane są dotkliwe kary. Kary takie mogą wręcz doprowadzić przedsiębiorcę w krótkim czasie do bankructwa⁷⁾.

Warto przypomnieć, że całkowitą liczbę uprawnień zbywalnych oraz sposób ich alokacji na poszczególne instalacje (EC, ciepłownie i/lub kotłownie posiadające źródła emisji w tzw. jednym ogrodzeniu) określa państwo w planie alokacji, zgodnie z kryteriami Aneksu III dyrektywy.

Główne kryteria, które muszą zostać uwzględnione w KPAU, powinny zapewnić [5]:

- wypełnienie zobowiązań danego kraju zgodnie z Protokołem z Kioto (PzK),
- uwzględnienie technicznego i ekonomicznego potencjału redukcji emisji w instalacjach objętych planem (zwykle chronione są bardziej instalacje z emisjami procesowymi, z rozkładu węglanów, jak sektory: wapna cementu, szkła czy ceramiki);
- równe traktowanie (niedyskryminowanie) sektorów (zarówno w systemie handlu, jak też pozostającego poza nim) oraz poszczególnych instalacji (przedsiębiorców),
- dostępność uprawnień zbywalnych dla nowych uczestników systemu handlu,
- obowiązkowe rozpatrzenie uwag i opinii społecznych wraz z ustosunkowaniem się do nich,
- możliwość (opcją a nie obowiązkiem) uwzględnienia wcześniejszych działań redukcyjnych

oraz tworzenie zachęty dla czystych technologii (dobrym przykładem są układy skojarzone, ale o odpowiednio wysokiej sprawności przemiany - na przykład wypełniające progi dyrektywy 2004/8/WE -por. [8]),

- wiarygodny system rejestrowania bieżącej kontroli i okresowego sprawozdawania emisji (w cyklu rocznym). W tym zakresie obowiązują wytyczne z Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 29 stycznia 2004 r. [4].

Opracowany przez Energsys, we współpracy z dwoma partnerami, KPAU dla Polski spełnia praktycznie wszystkie zalecenia formalne określone w regulacjach EU'15, tj. przepisach dyrektywy i wymaganiach decyzji Komisji Europejskiej [6] i [7]. Zadanie to było często bardzo trudne, m.in. ze względu na brak przepisów prawa krajowego.

Emisje CO₂ -dane historyczne i scenariuszowe

Przy opracowywaniu danych o emisjach CO₂ wykorzystanych następnie w KPAU opierano się na kilku oficjalnych źródłach danych. Zasadnicze znaczenie miały opracowania inwentaryzacyjne Instytutu Ochrony Środowiska (IOŚ), wykonywane na potrzeby raportów rządowych dla Konferencji Stron Konwencji Klimatycznej (ostatni raport obejmował dane z roku 2001). Drugim, ważnym źródłem informacji statystycznej są roczniki Gospodarki paliwowo-energetycznej GUS, z których korzystanie wymaga jednakże nieco większej wiedzy o sektorze energetycznym.

Zasadnicze znaczenie przy sporządzaniu oceny energetyczno-emisyjnej sektorów zakwalifikowanych do obowiązkowego uczestnictwa w ETS, a szczególnie instalacji o mniejszej mocy, miały zgromadzone formularze ankietowe wypełnione przez przedsiębiorstwa. Po ich przeanalizowaniu okazało się konieczne przeprowadzenie szeregu korekt w bilansie emisji CO₂, opartym na krajowej inwentaryzacji. Wiązało się to ze stwierdzeniem występowania różnic metodycznych i zakresowych (m.in. nowe źródła emisji - pochodnie w rafineriach czy wymaganie progów produkcji w sektorach aneksu I do dyrektywy) między inwentaryzacją wykonywaną przez IOŚ a danymi o emisjach dla potrzeb przygotowywanego systemu handlu. Wymagało to szeregu przekształceń oficjalnych danych statystycznych, których zagregowane wyniki podane są w tabeli 1.

W tabeli 1 zawarto wartości emisji CO₂ dla roku 2001 (ostatnie publikowane dane inwentaryzacyjne IOŚ), w układzie wybranych aktywności gospodarczych wymaganych w Aneksie I do dyrektywy o handlu emisjami oraz wielkości emisji krajowej CO₂ ogółem (z uwzględnieniem sektorów pozostających obecnie poza systemem handlu emisjami, jak: transport, usługi, mieszkalnictwo czy rolnictwo). W pozycji pozostałe sektory zgrupowane są również emisje technologiczne z szeregu sektorów przemysłowych nie objętych Aneksem I w okresie 2005-2007, jak również - co ważne - wszystkie instalacje energetyczne i technologiczne o mocach i/lub zdolnościach produkcyjnych poniżej wartości progów mocy - określonych w Aneksie I dyrektywy. Zastrzeżenie to jest bardzo ważne np. dla sektora hutniczego czy chemicznego, a także małych kotłowni (poniżej 20 MW), w których tylko część aktywności, a zarazem emisji CO₂, mogła zostać zaliczona do systemu ETS.

Kolumna druga zawiera dane z krajowej inwentaryzacji emisji, po „przypisaniu” emisji z elektrociepłowni i ciepłowni niezawodowych do poszczególnych sektorów-uczestników ETS albo też zgrupowanych w tzw. przemyśle pozostałym (tylko przemiany energetyczne).

Kolumna trzecia prezentuje końcowy wynik wykonanych przekształceń na danych, zaś ostatnia zestawia wyniki z formularzy ankietowych.

Tabela 1

Emisje CO₂ bilansowane w raportach inwentaryzacyjnych,
(bilans skorygowany do układu aktywności objętych KPAU)
oraz emisje z ankiet przedsiębiorców, dane roku 2001, tys. t CO₂

Sektor	Inwentary- zacja, z korektą aktywności wg Aneksu I dyrektywy 87	Korekta danych in- wentaryzacji IOŚ do układu handlu emisjami	Emisja CO ₂ na podstawie ankiet
1	2	3	4
Instalacje KPAU razem, w tym:	206 371	217 191	212 858
a) energetyczne spalanie paliw >20 MW w tym:	166 880	186 980	181 643
– elektroenergetyka i ciepłownictwo zawodowe,	157 441	156 877	163 617
– w tym: EC i ciepłownie zawodowe ¹⁾	brak danych	brak danych	48 984
b) pozostałe technologie spalania paliw	0	0	3 463
c) rafinerie ropy naftowej	6 210	6 210	6 673
d) baterie koksownicze	2 991	4 491	3 017
e) emisje z instalacji technologicznych, w tym:	39 491	30 211	27 753
– produkcja przemysłów mine- nych (cement, wapno, szkło i ceramika)	14 785	14 030	12 671
Emisja poza obszarem KPAU (zamykająca bilans krajowy)	111 473	102 154	106 487
Emisja krajowa CO₂ ogółem	317 844	319 345	319 345
Udział emisji objętej handlem uprawnieniami w emisji krajowej ogółem, w %	64,9%	68,0%	66,7%

¹⁾ Wartości w kolumnach 2 i 3 nie są podawane oddzielnie w statystyce GPE GUS i IOŚ, ze względu na przyjęty układ statystyki elektroenergetyki. Dlatego możliwe jest podanie szacunkowych wartości tylko z ankiet KPAU.

Źródło: opracowanie własne na podstawie opublikowanych raportów EnergSys wykonanych w ramach prac nad KPAU oraz materiałów inwentaryzacyjnych IOŚ (Instytut Ochrony Środowiska) i Gosp. Paliwami i Energią GUS.

Dostosowanie bilansu inwentaryzacji emisji IOŚ do struktury odpowiadającej wymaganiom metodycznym i zakresowym dyrektywy wdrażającej ETS pozwoliło autorom stwierdzić, że dane ankietowe są spójne z krajową statystyką emisji CO₂, zaś błąd oszacowania nie przekracza 2%.

Dodać należy, że w ostatnim wierszu tabeli 1 zestawiono udziały emisji CO₂ przypadające na sektory i instalacje uczestniczące w handlu emisjami. Po przeprowadzeniu weryfikacji i dokonaniu, w ramach prac nad KPAU korekt okazało się, że udział ten jest o ok. 2 punkty procentowe wyższy niż wynika to z danych inwentaryzacyjnych. W liczbach bezwzględnych różnica ta wynosi ponad 6 mln t CO₂ (por. w tabeli 1 - dane w koi. 2 i 4).

W celu zilustrowania wahań wolumenów produkcji sektorów objętych handlem emisjami w tabeli 2 zestawiono dane o produkcji za lata 1999-2002, które w istocie stanowiły podstawę do wyznaczenia tzw. produkcji i emisji bazowej. Wielkości te wyznaczono jako wartości średnie roczne z trzech najkorzystniejszych dla danej instalacji lat. Że działanie takie było racjonalne, a często wręcz niezbędne, dowodzą dane z koi. 7, która zawiera relacje wartości produkcji minimalnej do maksymalnej - odnotowanych w 4-leciu (1999-2002).

Analiza i interpretacja wartości relacji w kolumnie 7 wymaga skorelowania z wartościami produkcji minimalnej i maksymalnej (koi. 3-6). W celu ułatwienia czytelnikowi takiej analizy minimalne wartości produkcji oznaczają zacienione pola tabela 2 (czcionka czerwona).

Tabela 2

Aktywności produkcyjne sektorów objętych handlem emisjami w latach 1999–2002 oraz projekcja sektorowych wskaźników emisyjności dla potrzeb KPAU

Sektor gospodarki/ aktywność zgodnie z Aneks I	Jednostka	Produkcja w 1999	Produkcja w 2000	Produkcja w 2001	Produkcja w 2002	MIN/MAX	Wskaźniki emisyjności 2007/2001
1	2	3	4	5	6	7	8
Elektrownie zawodowe	GWh	112649	114411	113020	111090	0,97	0,997
Elektrociepłownie zawodowe	TJ	282488	276590	293007	281422	0,94	0,997
Ciepłownie zawodowe	TJ	103666	95255	103358	97750	0,92	0,995
Przemysł rafineryjny	tys. t/ rok	71619	80489	82558	81927	0,87	1,030
Przemysł koksowniczy	tys. t/ rok	7680	8732	8831	8762	0,87	1,0
Hutnictwo żelaza i stali	tys. t/ rok	8743	10234	8718	8488	0,83	1,0
Przemysł cementowy	tys. t/ rok	11364	11393	9307	8776	0,77	1,0
Przemysł wapienniczy	tys. t/ rok	1743	1765	1508	1458	0,83	1,054
Przemysł szklarski	tys. t/ rok	1899	2017	2000	1984	0,94	1,0
Przemysł ceramiczny	tys. t/ rok	3360	4000	4100	4400	0,76	1,0
Przemysł celulozowo-papiern.	tys. t/ rok	1388	1492	1531	1687	0,82	1,0
Przemysł cukrowniczy:							
– produkcja ciepła i elektr.	TJ	15762	15825	13629	16617	0,82	0,995
Przemysł chemiczny	TJ	51700	48259	51472	51414	0,93	0,995
Przemysł pozostały	TJ	33828	32973	34258	34360	0,96	0,995

Źródło: opracowanie własne na podstawie opublikowanych raportów EnerSys wykonanych w ramach prac nad KPAU.

Na podstawie tych danych można wysnuć kilka interesujących spostrzeżeń, jak np.:

- * o dość wyraźnym spadku aktywności rozwoju gospodarczego Polski w 2002 r., czego dowodzą dane o produkcji elektryczności (elektr. zawodowe i przemysł chemiczny),
- * o ogromnym spadku aktywności inwestycyjnej w gospodarce narodowej w latach 2001-2002 (sektory cementowy i wapienniczy oraz hutnictwa żelaza i stali),
- * o stabilnej dynamice rozwoju sektorów: rafineryjnego, ceramicznego, papierniczego i szklarskiego i koksowniczego (koksowniczy - po głębokim spadku w latach 90.),
- * o wpływie zmian temperatury otoczenia na aktywność producentów ciepła - zarówno zawodowych (elektrociepłownie i ciepłownie zawodowe), jak też przemysłowych (przemysł pozostały, tylko ciepłownie i elektrociepłownie) - bardzo ciepły rok 2000,
- * o wpływie innych warunków klimatycznych (wilgotność, nasłonecznienie) na aktywność produkcyjną sektora cukrowniczego.

W ostatniej kolumnie tabeli 2 podano dynamikę wskaźników emisyjności produkcji, które zostały przyjęte do projekcji emisji CO₂ na okres objęty KPAU (lata 2005-2007). Ponieważ okres ten jest już bardzo bliski, w większości sektorów przyjęto dynamikę wskaźników równą jedności, tj. równą wskaźnikom wyznaczonym dla roku 2001 (wartość wskaźnika emisyjności = emisja CO₂/produkcja produktu głównego). Wiersze oznaczone kolorem żółtym (w kol. 1) oznaczają produkcję tylko ciepła lub też ciepła w skojarzeniu z produkcją elektryczności.

W tabeli 3 zestawiono natomiast zaprojektowane w scenariuszu rozwoju makroekonomicznego zmiany aktywności i potrzeb emisyjnych wg wybranych sektorów gospodarczych.

Przy interpretacji wartości wskaźników dynamiki produkcyjnej i emisyjnej zamieszczonych w

tabeli 3 należy koniecznie wziąć pod uwagę tendencje, jakie wystąpiły w latach 1999--2002 - co ilustruje tabela 2. W koi. 7 tabeli 2 zestawiono wartości wskaźników pokazujących zróżnicowanie skali produkcji najmniejszej do największej, i tak np. dla sektora cementu i wapna spadek produkcji w latach 2001-2002 - w porównaniu z poziomem produkcji z roku 1999 - wyniósł aż ok. 20%. Było to wynikiem stagnacji w gospodarce oraz załamania się nakładów inwestycyjnych.

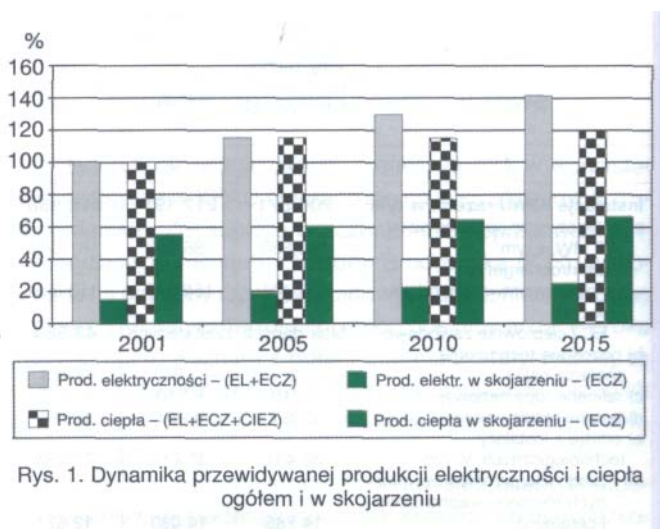
Tabela 3

Dynamika aktywności produkcyjnych oraz emisji CO₂
wykorzystana w scenariuszu rozwoju makroekonomicznego BLN
(bazowej linii rozwoju)

Sektor	Zmiany wielkości sektorowych w okresie 2005–2007 w stosunku do roku 2001 (2001=100%)	
	wskaźnik zmian aktywności produkcyjnej	wskaźnik zmian emisji CO ₂
Elektrownie zawodowe	118,5%	118,1
Elektrociepłownie zawodowe	112,1%	111,8
Ciepłownie zawodowe	109,0%	108,7
Rafinerie	129,0%	131,1
Koksownie	133,7	133,7
Hutnictwo żelaza (spiek, surówka, stal)	od 150,7–129,4	od 150,7–129,4
Cementowy	137,8%	137,8
Wapienniczy	130,8%	137,8
Wyrobow szklarskich	135,0%	135,0
Wyrobow ceramicznych	124,4%	124,4
Celulozowo- papierniczy	od 115,5–132,3	od 115,5–132,3
Chemiczny (przemiany energet.)	127,9%	127,3
Pozostały (przem. energ. w tym cukrowniczy)	117,9–139,3	117,3–139,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie opublikowanych raportów EnergySys wykonanych w ramach prac nad KPAU.

Na rysunku 1 przedstawiono fragment wyników scenariusza rozwoju makroekonomicznego dotyczący przewidywanej charakterystyki rozwoju produkcji skojarzonej ciepła i elektryczności. Wyniki te wskazują na stopniowy wzrost kogeneracji (stopnia skojarzenia) jako jednego z najbardziej opłacalnych i skutecznych instrumentów polityki gospodarczej państwa (klimatycznej, energetycznej i poprawy bezpieczeństwa dostaw).



Przy tej okazji zwracamy jednakże uwagę na potrzebę uważnego, ciągłego monitorowania zmian relacji kosztowych i cenowych paliw i energii oraz opłat i podatków środowiskowych,

które będą decydowały o opłacalności rozwoju produkcji w skojarzeniu. Obecne przepisy prawa sprzyjają takim rozwiązaniom i można sądzić, że proces ten będzie nadal kontynuowany.

Przy okazji można wyrazić pewną wątpliwość dotyczącą pojawiających się opinii o istnieniu nadal wielkiej możliwości rozwoju produkcji skojarzonej - sięgającej niekiedy wartości do 60%. Przy formułowaniu takich opinii warto pamiętać bowiem, że kluczową kwestią rozwoju kogeneracji jest znalezienie ekonomicznie atrakcyjnego popytu na ciepło. W Polsce nadal brakuje opracowań dogłębnie analizujących obecne i przewidywane potrzeby na ciepło na rynkach lokalnych. Dopiero po ich opracowaniu i zweryfikowaniu można będzie formułować bardziej wiarygodne oceny i szacunki ich potencjalnego rozwoju.

Projektowane mechanizmy handlu emisjami w Polsce **Wybrane elementy budowy mechanizmów handlu emisjami**

Budowa systemu handlu emisjami w Polsce znajduje się obecnie w kluczowej fazie. Z jednej strony - wskutek ścisłej i dobrowolnej współpracy z krajowymi przedsiębiorcami - istnieje rzetelny, a zarazem dobry dla krajowych przedsiębiorców plan alokacji uprawnień (KPAU), oczekujący na zatwierdzenie przez Komisję Europejską, z drugiej zaś brakuje wystarczających podstaw prawnych, pozwalających na minimalizację dodatkowego ryzyka działalności gospodarczej przedsiębiorców objętych mechanizmami ETS. Jest to bardzo ważne, gdyż ewentualne, negatywne skutki błędnego przygotowania się do uczestnictwa w systemie ETS mogą być bardzo dotkliwe dla krajowych przedsiębiorców.

W państwie prawa, w każdym przypadku stworzenie nowego, bardziej złożonego systemu obrotu gospodarczego wymaga spójnych i stabilnych podstaw prawnych. Jednym z istotnych elementów takiego systemu prawa są, lub też powinny być, mechanizmy zachęcające jego uczestników do pożądanых zachowań.

W przypadku systemu handlu emisjami zachowania takie powinny z jednej strony prowadzić do ograniczenia negatywnego wpływu działalności na ekosystemy, z drugiej zaś nie powinny przyczyniać się do nadmiernego wzrostu kosztów działalności, w tym dalszego wzrostu bezrobocia. To bardzo trudne zadania, które w sporej części wymagać będą od wielu przedsiębiorców szybkiego nauczania się nowych zasad i mechanizmów działalności biznesowej jako efektu wdrożenia w Polsce ETS.

Z punktu widzenia przedsiębiorcy można wyróżnić co najmniej dwie grupy mechanizmów handlu emisjami: o charakterze obowiązkowym oraz dobrowolnym.

Mechanizmy obowiązkowe to takie, które będą wymagały stosowania przez wszystkich uczestników ETS, wraz z wejściem w życie przepisów prawa krajowego. Z formalnego punktu widzenia powinno to nastąpić do 31 października 2004 r., ze względu na przewidywany w projekcie ustawy 2-miesięczny okres na opracowanie i złożenie wniosku o wydanie zezwolenia do uczestnictwa w ETS. Termin ten okazał się nierealny, nawet dotrzymanie terminu do końca 2004 r. może okazać się bardzo trudne, gdyż w pełni jest uzależnione od przebiegu procesu legislacyjnego w Parlamencie.

Wracając do meritum spraw w handlu emisjami uważamy, że wdrożenie mechanizmów obowiązkowych pozwoli każdej spółce na uniknięcie szeregu kłopotów, a w skrajnym przypadku prowadzących nawet do zakazu działalności lub bankructwa firmy.

W przypadku mechanizmu/procedury uzyskania zezwolenia do udziału w ETS należy przygotować i przedstawić do zatwierdzenia właściwemu w sprawach ETS organowi: 8' szczegółowy opis metodyki monitorowania przygotowany przez operatora instalacji, jeszcze przed rozpoczęciem okresu sprawozdawczego, oraz ponownie - w sytuacji zmiany dotychczasowej metodyki na inną.

W przedstawionym organowi władzy opisie metodyki monitorowania należy zawrzeć:

- 1) dokładną definicję instalacji i te rodzaje aktywności (działalności), które są monitorowane;
- 2) informację o podziale odpowiedzialności za monitorowanie i raportowanie w instalacji (np. wg różnych źródeł);
- 3) listę źródeł aktywności i emisji podlegających monitorowaniu w obrębie instalacji;
- 4) listę strumieni paliw i materiałów podlegających monitorowaniu w ramach każdej działalności (aktywności wg Aneksu I) i źródła emisji;
- 5) listę metod (algorytmów) stosowanych do określenia aktywności produkcyjnych, wskaźników emisji, utlenienia i konwersji - dla każdej aktywności i rodzaju paliwa i/lub materiału;
- 6) opis typu, specyfikacji technicznej i dokładnej lokalizacji urządzenia pomiarowego używanego w każdym źródle emisji i do każdego typu paliwa/materiału;
- 7) opis sposobu podejścia zastosowanego do próbkowania paliwa i materiałów w celu określenia wartości opałowej netto, zawartości węgla, wskaźników emisji i zawartości biomasy w każdym źródle i rodzaju paliw/ /materiałów;
- 8) opis przewidywanych do wykorzystania źródeł informacji lub metod podejścia analitycznego do określenia wartości opałowej netto, zawartości węgla, i udziału frakcji biomasy w każdym źródle, z uwzględnieniem typu paliwa i/lub materiału;
- 9) opis systemu ciągłego pomiaru emisji stosowanego do monitorowania źródła tj. punkt pomiaru, częstość pomiarów, wykorzystanie urządzenia procedury kalibracji i gromadzenia danych oraz ich przechowywania (jeśli takie pojawiają się);
- 10) opis procedur zapewnienia jakości i procedur kontrolnych wykorzystywanych w procesie zarządzania danymi;
- 11) jeśli wymagane - to również informacja o właściwych działaniach podejmowanych w ramach wspólnotowego systemu auditingu i zarządzania środowiskiem (EMAS).

Metodyka monitorowania powinna zostać zmieniona, jeśli w ten sposób zwiększy się dokładność raportowanych danych, chyba że jest to technicznie niemożliwe lub pociągałoby za sobą dodatkowe znaczne koszty. Całość proponowanych zmian metodycznych, jak też powiązanych zbiorów danych liczbowych powinna być jasno opisaną uzasadnioną w pełni udokumentowaną i przedłożoną do właściwego organu. Wszystkie zmiany metodyki lub podstawowych zasobów danych powinny podlegać zatwierdzeniu przez właściwy organ.

Właściwy organ może zażądać od operatora zmiany metodyki monitorowania na następny okres sprawozdawczy, jeżeli stwierdzi, że aktualna metodyka nie jest zgodna z zasadami wymaganymi w wytycznych Komisji lub też, jeśli aktualnie stosowana metodyka została zaktualizowana

Z powyższego opisu wynika jak wiele zadań każda uczestnicząca w ETS firma musi rozwiązać, aby nie narazić się na kłopoty. Wyciągamy z tego wniosek, że w obecnej sytuacji właściwy organ będzie zmuszony przesunąć termin na składanie wymienionych wymagań albo też zdecyduje o ich czasowym, znacznym złagodzeniu.

Inne, wcale nie mniej obszerne, wymagania dotyczą systemów gromadzenia weryfikacji i przechowywania (archiwizacji) danych, wraz z ich pełną dokumentacją. Przepisy prawa unijnego wymagają, aby: „weryfikator lub inna osoba trzecia mogła odtworzyć wyznaczenie emisji, operator instalacji powinien przechowywać, dla każdego raportowanego roku, dane przez okres co najmniej 10 lat od daty przedłożenia raportu, zgodnie z art. 14(3) Dyrektywy”. Wymaga się, aby przy stosowaniu podejścia obliczeniowego przechowywane były wszelkie informacje umożliwiające albo weryfikatorowi, albo innemu upoważnionemu organowi odtworzenie całości informacji niezbędnej do ponownego opracowania rocznych raportów emisyjnych.

Z kolei umiejętne zastosowanie i wykorzystanie w działalności biznesowej mechanizmów o charakterze dobrowolnym da szansę firmie na pomnożenie korzyści biznesowych, np. w postaci:

- wygenerowania dodatkowego strumienia gotówki, powstałej w transakcjach kupna/sprzedaży uprawnień zbywalnych,
- zwiększenia zdolności pożyczkowo-kredytowej (efekt dźwigni finansowej) pod zastaw posiadanych uprawnień do emisji,
- poprawy swojej perspektywy rozwojowej dzięki dysponowaniu odpowiednim portfelem uprawnień - co wpłynie na atrakcyjność firmy dla potencjalnych inwestorów.

Ogólnie należy powiedzieć, że skuteczne posługiwanie się w spółce mechanizmami o charakterze dobrowolnym wymaga biegłego opanowania zestawu różnych reguł biznesu, warunkujących sprawne zarządzanie nowym zasobem, wykreowanym przydziałem uprawnień zbywalnych do emisji (informacje dochodzące z prac w Komisji wskazują, że uprawnienia będą składnikiem aktywów niematerialnych i prawnych i jako takie będą musiały być wykazywane w bilansie firmy).

W dyrektywie [1], jak również w projekcie ustawy [2] występuje kilka rodzajów mechanizmów dobrowolnych, mających zwiększyć możliwości elastycznego zarządzania uprawnieniami. Do tej grupy zaliczyć należy: mechanizmy przechowywania (bankowania) uprawnień na kolejne lata okresu rozliczeniowego lub pomiędzy okresami rozliczeniowymi, przenoszenie uprawnień pomiędzy instalacjami należącymi do tego samego właściciela i/lub operatora instalacji (netting), mechanizm pożyczania uprawnień z przydziału dla lat przyszłych (borrowing) - pod warunkiem uprawdopodobnienia efektów redukcyjnych czy też mechanizm grupowania instalacji tego samego rodzaju działalności (pooling) i zarządzania nimi przez uprawnionego zarządzającego (powiernika). Jednak trzeba pamiętać, że każdy z wymienionych mechanizmów posiada ograniczenia wymagające respektowania przez

uczestników systemu handlu emisjami.

U Czytelnika może się zrodzić całkowicie uprawnione pytanie: po co to wszystko?

Nie polemizując z kluczowymi celami dyrektywy, określonymi jako uzyskanie wymaganej skuteczności środowiskowej przy pomocy instrumentów ekonomicznie efektywnych, tj. takich, które nie przyczynią się nadmiernie do spadku konkurencyjności oraz wzrostu stopy bezrobocia sądzimy, że proponowane mechanizmy wzorowano (usiłuje się wzorować) na już dobrze znanych regulacjach ekonomicznych.

W naszej ocenie jednej z odpowiedzi na zrodzoną wątpliwość dostarczają podobne wymagania oraz rozwiązania prawne, jakie od szeregu lat towarzyszą okresowemu badaniu sprawozdań finansowych spółek przez biegłych rewidentów.

W przypadku handlu emisjami będziemy mieli bowiem w istocie do czynienia z transformacją dotychczasowej, pasywnej i często mało uciążliwej formy opłaty za gospodarcze korzystanie ze środowiska (składnik kosztów zmiennych), w postać składnika aktywów, wymagającą bardziej aktywnego podejścia ich posiadacza. Uprawnienia do emisji staną się o wiele bardziej cennym dobrem, wykazywanym w sprawozdaniu finansowym firmy i zapewne uważnie nadzorowanym przez organy korporacyjne i służby księgowo-finansowe. Każda tona wyemitowanego CO₂ może bowiem przyjmować hipotetyczną wartość z przedziału 0-40 euro (można założyć, że wartości graniczne równe: zero - w przypadku nadmiaru uprawnień nie wprowadzonych do obrotu, zaś 40 euro

- w przypadku gdy ich zabraknie do pokrycia rocznej emisji, wykazanej w zweryfikowanym raporcie emisyjnym)⁹⁾. Z punktu widzenia zarządzania aktywami firmy doprowadzenie do dowolnej ze skrajnych sytuacji będzie przejawem nieefektywności gospodarowania, chociaż o dość istotnie odmiennych konsekwencjach finansowo-ekonomicznych.

Co dalej - czyli możliwy wpływ handlu emisjami na funkcjonowanie firmy

Dokonany powyżej przegląd wybranych, a więc niepełnych, elementów budowy mechanizmów tworzących system handlu emisjami w Polsce ilustruje bliskie i dalsze wyzwania biznesowe, z jakimi będzie musiała zmierzyć się każda spółka (firma) objęta systemem handlu emisjami, i to już począwszy od 2005 r.

W tym kontekście warto wyszczególnić przykładowe zadania jakie niewątpliwie powinny zostać podjęte przez przedsiębiorców - uczestników ETS (w tym operatorów każdej zakwalifikowanej instalacji).

Z wykonanych przez autorów artykułu analiz i ocen, wykorzystujących doświadczenia zdobyte podczas realizacji pracy nad KPAU dla Ministra Środowiska [6, 7] wynika że wpływ na działalność bieżącą firmy będzie łączył się m.in. z:

* szczegółową inwentaryzacją procesów produkcyjnych i emisyjnych z każdego źródła a nie tylko instalacji, wraz z ich klasyfikacją na źródła główne i poboczne;

* pilnym przygotowaniem wniosku o uzyskanie zezwolenia do uczestnictwa w systemie ETS, a najlepiej podjęcie decyzji o budowie jednolitego systemu wspierającego zarządzanie środowiskowe, tj. integrującego wymagania w zakresie ETS, IPPC czy systemu wnoszenia

opłat;

- * opracowaniem i/lub aktualizacją wielu procedur zapewnienia jakości i kontroli danych, mających wpływ na wolumen raportowanych emisji, przy czym procedury te powinny spełniać wysokie wymagania norm zarządzania jakością (CEN; ISO; PN-EN czy w ostateczności kodeks dobrych praktyk); istotne znaczenie ma tendencja do coraz szerszego tworzenia procedur w systemie zintegrowanego zarządzania środowiskowego (normy serii 14000);

- * podjęciem kroków zmierzających do opracowania bezpiecznego oraz niezawodnego systemu zarządzania danymi oraz realizującego funkcje ich długookresowej archiwizacji;

- * prowadzeniem różnorodnych pomiarów w cyklu ciągłym i/lub okresowym, ewidencji i raportowania emisji, z czym łączy się potrzeba podjęcia wielu decyzji o charakterze operacyjnym, a nawet strategicznym (np. decyzja o wyborze sposobu pomiarów - własne czy zewnętrzne, o zakupie często drogich urządzeń pomiarowych, spełniających bardzo wymagające kryteria dokładności pomiarów, itp.);

- * okresowym monitorowaniem zmian stanu kont w KRU (krajowym rejestrze uprawnień);

- * okresowym i/lub bieżącym bilansowaniem emisji i posiadanych uprawnień,

- * przygotowaniem się do przeprowadzenia analizy i oceny kosztów redukcji emisji w każdym źródle, instalacji i całej firmie/ przedsiębiorstwie;

- * okresowym i/lub bieżącym śledzeniem sytuacji na europejskim i krajowym rynku uprawnień do emisji, m.in. ceny transakcyjne uprawnień, wolumen podaży i popytu, itp. (dla większych firm m.in. również prognozowanie cen i ocena ryzyka obrotu);

- * stopniowym przygotowywaniem się do racjonalnego, aktywnego uczestnictwa na rynku uprawnień (szkolenia wybór doradcy do racjonalizacji ryzyka obrotu uprawnieniami, m.in. poprzez zastosowanie instrumentów pochodnych - transakcje terminowe);

- * odpowiednio wcześniejszym występowaniem o dodatkowe przydziały uprawnień w przypadku rozbudowy instalacji lub budowy nowej;

- * przeglądem bieżących planów produkcyjnych, modernizacyjnych i rozwojowych pod kątem możliwego wpływu strumienia wartości pieniężnych, generowanych strumieniem emisji CO₂.

Jednakże zasadniczy wpływ handlu emisjami na działalność firmy ujawni się w dłuższym horyzoncie czasowym (w latach 2008-2012, tzw. okres zobowiązań z Kioto), gdy okaże się konieczne dokonywanie redukcji emisji GC w dużej części krajowych instalacji.

Z dzisiejszej perspektywy czasowej wariant taki może wydawać się mało prawdopodobny, ale lepiej potraktować go poważnie, choćby poprzez wykonanie pewnej liczby obiektywnych i rzetelnych ocen i analiz biznesowych o charakterze średniookresowym.

W naszej ocenie wpływ na działania rozwojowe, w tym inwestycyjne, każdej firmy będzie związany co najmniej z:

- * koniecznością zabezpieczenia odpowiedniej liczby uprawnień do emisji na produkcję objętą systemem handlu emisjami;
- * uwzględnieniem wartości pieniężnej strumieni emisji CO₂ w kalkulacjach biznes planów;
- * koniecznością okresowej weryfikacji dotychczasowej struktury technologii produkcyjnych i sposobu ich wykorzystania (np. potencjalna opłacalność odstawienia produkcji nierentownej i sprzedaży zaoszczędzonych uprawnień);
- * zainteresowaniem instytucji finansowych sytuacją obecną i perspektywą emisyjną kredytobiorcy (odpowiednia adaptacja ryzyka kredytowego i innych instrumentów bankowych i kapitałowych);
- * wzrostem czynników powodujących niepewność strategii rozwoju, a zatem powstaniem zjawiska tzw. ssania rynku na nową wiedzę w tym zakresie.

Szereg innych elementów towarzyszących długookresowemu rozwojowi firmy, w tym wzrastające znaczenie ryzyka klimatycznego w strategii firmy, znajdują potwierdzenie w coraz częściej pojawiających się publikacjach [np. 9].

Możliwy wpływ handlu emisjami na bezpieczeństwo pracy sieci energetycznych

Sprawa ewentualnego wpływu handlu emisjami ma charakter wstępny, gdyż brakuje, jak dotychczas, publikacji prezentujących ten wpływ na bezpieczeństwo pracy energetycznych systemów sieciowych.

Próby dotarcia do materiałów o tej tematyce, opublikowanych w USA, kraju, w którym już ponad 10 lat funkcjonują w praktyce (z pozytywnym efektem środowiskowym i ekonomicznym) mechanizmy handlu emisjami SO₂, NO_x i inne, nie dały pozytywnych rezultatów. Może to oznaczać, że albo w istocie ETS nie powoduje żadnych ujemnych konsekwencji dla bezpiecznej pracy systemów sieciowych, albo też nie zostały one dotychczas szerzej przeanalizowane i zaprezentowane.

Jednak możliwość wystąpienia tego typu zależności zależy silnie od obowiązującego w danym państwie systemu regulacji prawnych, w tym spójności regulacji ochrony środowiska z regulacjami prawa gospodarczego, a w szczególności prawa energetycznego [10, 11].

Na początek zauważyć można że wdrażany w Unii Europejskiej system ETS jest w istocie nową odmianą podatku węglowego, wdrażanego do wyselekcjonowanych działów gospodarki niejako „tylnymi drzwiami”. Będzie on zatem bardziej dotkliwy dla krajów opierających swoją politykę i strategię energetyczne na bazie paliw węglowych. Paliwa stałe charakteryzują się bowiem prawie dwukrotnie wyższymi wskaźnikami emisyjności, w porównaniu np. z gazem ziemnym, nie wspominając o energetyce jądrowej.

Z drugiej strony każde nowoczesne państwo musi brać pod uwagę swoje żywotne interesy, do których niewątpliwie należą zarówno bezpieczeństwo energetyczne, w określonym czasie i uwarunkowaniach (wewnętrznych i zewnętrznych), jak też troska o jak najwyższą efektywność gospodarowania ale rozważanego łącznie z efektami polityki zatrudnienia

Jeśli tak, to warto, a wręcz należy postawić pytanie o priorytety w wyborze kryterium (kryteriów) polityki państwa Czy powinno to być kryterium oparte na łańcuchu tworzenia wartości dodanej w kraju czy też jakieś inne, np. preferujące wysoką jakość środowiska w wymiarze europejskim lub globalnym? Dla Autorów nie ulega wątpliwości, że w aktualnych uwarunkowaniach społeczno-gospodarczych Polski priorytetowe kryterium powinno opierać się na wyższym, skumulowanym strumieniu wartości dodanej wytwarzanej w kraju.

Najlepszego dowodu dostarczają efekty okresu transformacji gospodarczej, z jednej strony wielka skala redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, a z drugiej ogromna stopa bezrobocia Kryterium to powinno być, naszym zdaniem, określane z poszanowaniem zdrowych ekonomicznie zasad gospodarowania

Przygotowywany do wdrożenia w Polsce system handlu emisjami CO₂ będzie musiał funkcjonować, jak już wspomniano, w konkretnych uwarunkowaniach prawnych i realiach gospodarki kraju integrującej się z gospodarką europejską.

W ocenie autorów niniejszego artykułu ETS będzie wnosił kilka ważnych, nowych elementów również do polityki i strategii rozwojowych naszego państwa

Zaliczyć do nich można trzy aspekty.

1. Wpływ na bieżące koszty działalności przedsiębiorstw, czyli czy i w jakim zakresie będzie on składnikiem kosztów uzasadnionych.

Wskazano już poprzednio, że wdrożenie obowiązkowych rozwiązań wymaganych w ETS spowoduje pewien wzrost kosztów bieżących firm uczestniczących w programie. Trzeba będzie bowiem przygotować kompetentną kadre, zakupić nowe specjalistyczne oprogramowanie oraz różne urządzenia pomiarowe. Często konieczne będzie korzystanie z kosztownych usług zewnętrznych, np. akredytowanych laboratoriów wg zaleceń bardzo wymagającej normy ISO 17025 czy też usług niezależnych weryfikatorów - wygląda, że w większości firm ze starej EU'15 (przynajmniej początkowo). Jeśli do tego dodać potrzebę okresowego monitorowania i bilansowania emisji faktycznej z przydzielonymi uprawnieniami, to efektem będzie niewątpliwy wzrost kosztów działalności. Koszty tego rodzaju powinny należeć do kategorii kosztów uzasadnionych. Tymczasem może powstać wątpliwość czy na gruncie obowiązujących przepisów Prawa energetycznego [10] oraz projektu nowelizującego [11] zostaną one należycie uwzględnione. Można być przekonanym, że wątpliwość tę należy jak najszybciej całkowicie rozproszyć.

2. Wpływ na sposób realizacji polityki regulacyjnej i decyzji podejmowanych przez operatorów sieciowych systemów energetycznych (zbilansowanie podaży i popytu na elektryczność).

Zapewnienie bezpiecznego i niezawodnego funkcjonowania systemów sieciowych, w krótkim okresie, ciąży przede wszystkim na operatorach systemów, a pośrednio również na organie regulacyjnym, co w części już wynika a w pełni będzie wynikało po nowelizacji przepisów art. 9c ust.2 i art. 23 ust. 2 [11]. W przepisach prawa wyraźnie mówi się o prawie operatora systemu do dysponowania mocą jednostek wytwórczych, jak też o obowiązku zapewnienia niezawodnych dostaw elektryczności także w sytuacjach awaryjnych. Trzeba zatem uwzględnić, że w warunkach funkcjonowania systemu ETS konieczne będzie zastanowienie się i rozstrzygnięcie sposobu bilansowania emisji i uprawnień w takich jednostkach. Zapewne w dużej części przypadków wystarczy odpowiednio zaplanowany grafik przewidywanej zmiany obciążeń jednostek wytwórczych, jako rezultat przewidywanej rozbudowy czy też zmiany konfiguracji obciążeń sieci. Ale trzeba również przewidzieć stany i sytuacje

nadzwyczajne, w tym większe awarie, które powinny zostać odpowiednio uwzględnione w zapisach projektu ustawy o ETS. Wówczas możliwe będzie albo skorzystanie z uprawnień z rezerwy na te cele, albo też konieczne będzie opracowanie i zastosowanie mechanizmu przymusowej odsprzedaży uprawnień przez innych wytwórców. Aby rozwiązanie takie nie burzyło stabilności systemu ETS konieczne jest jego dobre przemyślenie i wkomponowanie w działalność biznesową oraz w politykę regulacyjną.

3. Wpływ na długookresowy rozwój systemów energetycznych, stanowiący istotny element rządowych polityk: energetycznej i ekologicznej, w tym zależność m.in. od przyjętych przez rząd oraz ustawodawcę kluczowych zasad i metodyki przydziału uprawnień na lata 2008-2012. (tzw. pierwszy okres zobowiązań redukcyjnych Kioto). W perspektywie długookresowej zagwarantowanie zbilansowania podaży i popytu na elektryczność i ciepło sieciowe zależy od polityki inwestycyjnej, stymulowanej albo sygnałami rynkowymi, albo polityką państwa której skutecznym instrumentem jest polityka regulacyjna. Na mocy nowelizowanych przepisów art. 23 Prawa energetycznego regulator ma uzyskać prawo do organizowania przetargów na nowe moce wytwórcze oraz przedsięwzięć redukcji popytu (tzw. DSM). Ze względu na długi czas trwania cykli inwestycyjnych w elektroenergetyce przetargi takie muszą być organizowane ze znacznym wyprzedzeniem czasowym. A jeśli tak, to muszą w coraz większym zakresie być spójne z polityką ekologiczną państwa w tym szczególnie polityką klimatyczną, i tu dotykamy najbardziej istotnego, z punktu widzenia długofalowych interesów Polski, wielowymiarowego zagadnienia niezbędnej spójności systemu ETS z polityką i strategią energetyczną. W tych nowych warunkach - w których wymaga się bardzo szczegółowego rozpoznania i zaplanowania wolumenów emisji CO₂ na okres pięciu lat (2008-2012) dla każdego producenta ze względu na obowiązujące w dyrektywie zasady ETS praktycznie niemożliwe do skorygowania - niezbędne jest podjęcie pakietu skoordynowanych działań. Działania te powinny w istocie sprowadzać się do przynajmniej wspólnego projektowania długookresowych prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię, z długookresowymi prognozami i strategiami polityki klimatycznej i polityki ekologicznej. W naszej ocenie tylko takie podejście minimalizuje (ale nie likwiduje całkowicie) ryzyko popełnienia większych błędów w ocenach rozwojowych. Mówiąc wprost, niespójne z polityką klimatyczną zaplanowanie rozwoju źródeł wytwórczych, które w Polsce bazują na paliwach węglowych, może doprowadzić do sytuacji, w której bardzo trudno będzie zapewnić zbilansowanie podaży i popytu na elektryczność albo też zbilansowanie takie uda się utrzymać, ale w warunkach znaczącego wzrostu kosztów elektryczności i/lub ciepła

Czy i jak można próbować zaradzić wystąpieniu takiej sytuacji? Wydaje się nam, że prace uzgodnieniowe pomiędzy ministrem gospodarki, środowiska i prezesem URE powinny zostać rozpoczęte niezwłocznie. Ich przedmiotem powinny być takie kwestie, jak: uzgodnienie głównych zasad i podstawy przydziału uprawnień do emisji CO₂ na pierwszy okres zobowiązań Kioto (lata 2008-2012). Sygnalizowane w projekcie dokumentu KPRU [7], na str. 7 przejście od zasady tzw. grandfatheringu (emisje historyczne) do zasady BM (benchmarkingu), tj. bazującego na uśrednionych wskaźnikach emisji na jednostkę produktu (np. MW, czy GJ ciepła) może być dla wielu krajowych producentów dość ryzykowne. Że ryzyko takie nie jest tylko teoretycznym wymysłem, ale ma przełożenie praktyczne, wskazują rozważania przeprowadzone w Apendyksie.

Innym sposobem redukcji ryzyka będzie zapewnienie w ramach rezerwy uprawnień do emisji CO₂ pewnej puli przewidzianej zawczasu na kontraktowane nowe moce wytwórcze. Rozważać można w tym przypadku różne mechanizmy przydziału uprawnień, z preferowanym mechanizmem aukcyjnym, ale pod warunkiem, że podobne rozwiązania będą

wdrażane w innych krajach EU, ze względu na utrzymanie atrakcyjnych warunków dla inwestorów.

Zakończenie

Zaprezentowane w artykule uwagi i spostrzeżenia dotyczące wystąpienia potencjalnych związków systemu handlu emisjami z bezpieczeństwem pracy sieciowych systemów energetycznych mają w dużym stopniu charakter wstępny, ostrzegawczy. Skierowano je głównie pod adresem osób odpowiedzialnych za prawidłowe i skuteczne projektowanie polityki i strategii rozwoju polskiego sektora energetycznego, których celem powinno być m.in. niezawodne i relatywnie tanie zapewnienie dostępu odbiorcom do nośników energii, w tym szczególnie elektryczności i ciepła sieciowego.

Cel ten powinien być - co dla nas oczywiste - realizowany z należytą, a zarazem racjonalną ochroną środowiska przyrodniczego.

Projektowany system handlu emisjami stanowi obecnie dla krajowych przedsiębiorców pewną szansę rozwojową, którą warto dobrze wykorzystać dla siebie i dla kraju.

Rzecz idzie o to, aby na bliską i nieco dalszą przyszłość szansę tę utrzymać, a jeśli możliwe - nawet wzmocnić. W tym celu konieczne jest podjęcie szeregu skoordynowanych, pilnych działań zarówno przez odpowiednie organy administracji rządowej, jak też przez przedsiębiorców.

Naszym zdaniem dobre doświadczenia zdobyte w trakcie przygotowywania Krajowego Planu Alokacji Upwnień do emisji CO₂ [7] warto kontynuować. Okazało się bowiem, że przy odpowiednim zaplanowaniu i konsekwentnej realizacji ważnych zadań osiągnięcie kompromisów jest nie tylko konieczne, ale również możliwe do osiągnięcia

LITERATURA

[1] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, of 13 October 2003 „Establishing a scheme for green-house gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. Official Journal of the EU of 25.10.2003 (L 275/32)

[2] Druk Sejmowy nr 3381 - zawierający projekt ustawy „O handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i innych substancji wprowadzanych do powietrza - wraz z projektami aktów wykonawczych. Projekt przedłożony do Sejmu przez Radę Ministrów w dniu 14 października 2004

[3] Non-Paper, The EU Emissions Trading Scheme: How to develop a National Allocation Plan. 2nd meeting of Working 3 Monitoring Mechanism Committee, April 1, 2003

[4] Commission Decision of 29/01/2004. Establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and the Council. Brussels, 29/01/2004. C(2004) 130 final

[5] Communication from the commission. On guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC establishing a

scheme for green-house gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated. Brussels, 7.1.2004. COM(2003) 830 final

[6] Badania Systemowe EnergSys Sp. z o.o.: Opracowanie Krajowego Planu Alokacji Upoważnień do emisji dwutlenku węgla (CO₂) na lata 2005-2007. Raporty robocze, etapy I-III wykonane na zamówienie Ministra Środowiska i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, z dnia 26 lutego 2004. Warszawa 2004. (Podwykonawcy: CMS Cameron McKenna; Ecofys Polska Sp. z o.o.)

[7] Krajowy Plan Rozdziału Upoważnień do emisji CO₂, pierwszy okres rozliczeniowy 2005-2007. Dokument Ministerstwa Środowiska RP Warszawa lipiec 2004 (projekt KPRU złożony do Komisji w angielskiej wersji językowej w końcu sierpnia 2004)

[8] Dyrektywa 2004/8/WE10) Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej dotycząca promowania skojarzonej produkcji elektryczności i ciepła w oparciu o przewidywane zapotrzebowanie na ciepło użytkowe, w granicach wewnętrznego rynku energii oraz nowelizująca dyrektywę 92/42/EWG

[9] Rosnąca świadomość problemu emisji dwutlenku węgla (tłum. LIDEX z Power Economics, czerwiec 2004). Biuletyn miesięczny PSE SA nr 7/8 (157/158) lipiec/sierpień 2004

[10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity, Dz.U. 153/2003 poz. 1504), znowelizowana ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 91/2004, poz. 875)

[11] Projekt Rządowy ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne. Rada Ministrów, projekt z dnia 22 lipca 2004 r.; druk sejmowy nr 3135

Przypisy

1) Artykuł zawiera główne tezy referatu prezentowanego na Konferencji FSN-T NOT pt. „Bezpieczeństwo systemów energetycznych”, Warszawa, 8-9 grudnia 2004 r.

2) Przepisy dyrektywy IPPC zostały już inkorporowane do ustawy Prawo ochrony środowiska.

3) Sygnalizujemy, że przedłożony do Komisji KPAU może ulec pewnej korekcie przydziałów z tytułu premii kogeneracyjnej i/lub wczesnych działań redukcyjnych. Premie te zostały 'ulożone' powyżej tzw. bazowej linii rozwoju (BLN), co budzi pewną wątpliwość w Komisji Europejskiej.

4) Terminem upoważnienia do emisji określa się w artykule zwykłe upoważnienie do emisji określonej liczby jednostek 1 t CO₂ (lub ekwiwalentu), które mogą podlegać obrotowi rynkowemu (transakcje kupna/ sprzedaży), np. na giełdzie lub w bezpośredniej umowie.

5) Instalacja w rozumieniu Dyrektywy oznacza stacjonarne urządzenie techniczne pozostające w granicach jednej lokalizacji (ogrodzenia zakładu), które służy do realizacji działalności (technologii) wyszczególnionych w Zał. I do Dyrektywy. W tym przypadku znajduje

zastosowanie tzw. zasada agregacji wszystkich źródeł emisji CO₂ (innych substancji) występujących w danej instalacji.

6) Zamieszczony w internecie projekt ustawy o handlu uprawnieniami do emisji (z końca września 2004 r.) wymaga nadal szeregu poprawek i uściśleń, które zmniejszą obszar niepewności (ryzyka prawnego) działania instalacji.

7) Groźba ta staje się bardziej realna, jeśli porównać obecne opłaty za emisję 1 tony CO₂ w wysokości ok. 0,22 zł, z możliwą do zapłacenia karą w wysokości 40 euro/tonę, albo nawet z prawdopodobną ceną uprawnienia w obrocie rynkowym w wysokości ok. 5--10 euro/tonę (obecnie na giełdach światowych cena oscyluje wokół 8-9 euro/t CO₂).

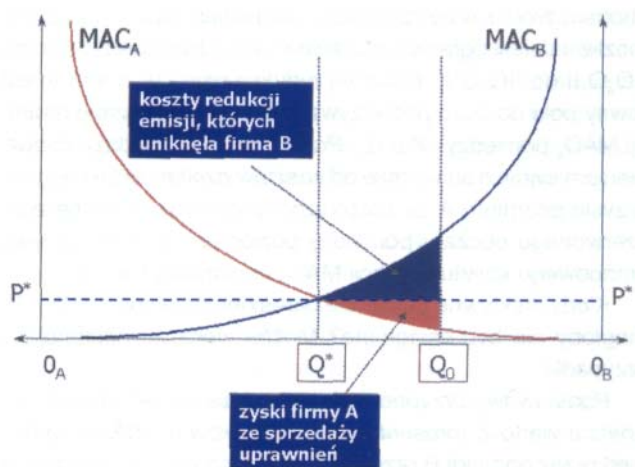
8) Z projektu ustawy w druku sejmowym nr 3381 wynika że organem właściwym będzie Krajowy Administrator systemu handlu uprawnieniami do emisji, którego „wyznacza w drodze rozporządzenia minister właściwy do spraw środowiska”. Wydaje się, że taki sposób umocowania organu jest zły i będzie zbyt silnie podatny na wpływy polityczne. A to niestety nie daje gwarancji stabilności funkcjonowania ETS.

9) Wstępne oszacowanie wpływu kosztu uprawnień na cenę wytwarzanego 1 GJ ciepła w Polsce wskazuje, że przy cenie rynkowej ok. 10 euro/t CO₂, wzrost ceny ciepła może wynieść ok. 20% (przy kursie 1 euro = 4,3 zł i cenie 1 GJ = 23 zł). Dla elektryczności wytwarzanej w Polsce na bazie paliw stałych wskaźnik emisji jest równy ok. 1 t CO₂/MWh, co oznacza, że jego wpływ na cenę u producentów może - przy powyżej założonych warunkach - wynieść ok. 40 zł, przy cenie ~120-125 zł/MWh. Wynik tego oszacowania pozostawiamy chwilowo bez komentarza

10) Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 'On the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC. Official Journal of the European Union, No. L 52, 21.02.2004

Apendyks

Podstawy teorii wskazującej potencjalne korzyści przedsiębiorcy z wdrożenia handlu emisjami w porównaniu z metodami nakazowymi (autor dr Miłosz Rójek, EnerSys, 2003).



Rys. 2. Mechanizm powstawania oszczędności kosztów w systemie handlu emisjami

Handel emisjami jest efektywny, ponieważ pozwala na ograniczanie emisji tam, gdzie koszt działań redukcyjnych jest najniższy. Obrazuje to powyższy wykres, na którym przedstawione są krzywe krańcowych kosztów redukcji emisji dwóch podmiotów (źródeł), MAC_A oraz MAC_B .

Wykres jest tak skonstruowany, że oś odciętych źródła B, wzdłuż której mierzone są jego emisje, przebiega od prawej do lewej; dodatkowo, osie odciętych obu źródeł są nałożone na siebie w taki sposób, że odległość pomiędzy początkami układów współrzędnych obu podmiotów (długość odcinka $0_A 0_B$) równa jest łącznej puli uprawnień. Dzięki takiemu nałożeniu układów współrzędnych każdy punkt pomiędzy 0_A a 0_B reprezentuje dopuszczalny rozkład emisji między źródłami, gdzie emisje źródła A mierzone są od punktu 0_A , zaś emisje źródła B - od punktu 0_B .

Punkt Q_0 reprezentuje początkowy przydział uprawnień. Przy tej alokacji, koszt ograniczenia krańcowej jednostki emisji w źródle B jest wyższy niż krańcowy koszt redukcji emisji źródła A. Ta różnica pomiędzy krańcowymi kosztami redukcji jest podstawą wzajemnie korzystnej wymiany uprawnień między źródłami - podmiot B jest skłonny zapłacić jakąkolwiek cenę niższą od krańcowego kosztu redukcji za dodatkowe uprawnienie emisyjne, zaś podmiot A jest skłonny sprzedać uprawnienie za jakąkolwiek cenę wyższą od krańcowego kosztu redukcji.

Wymiana uprawnień ustaje, gdy krańcowe koszty redukcji zrównują się, w naszym przypadku - w punkcie Q^* . Punkt ten wyznacza cenę uprawnienia emisyjnego, P^* , która ukształtowałaby się na doskonale konkurencyjnym rynku uprawnień (jest to cena równa krańcowemu kosztowi redukcji w obu źródłach) oraz obrót uprawnieniami - równy długości odcinka Q^*Q_0 .

Źródło B za zakup tej ilości uprawnień zapłaciło kwotę $P^* ||Q^*Q_0||$, jednak gdyby musiało dodatkowo ograniczyć emisję z poziomu $||Q_B Q^*||$ do $||Q_B Q_0||$ (czyli początkowego rozkładu uprawnień), koszt działań redukcyjnych byłby równy polu obszaru pod krzywą krańcowego kosztu redukcji MAC_B pomiędzy Q_0 a Q^* . Nabywając uprawnienia emisyjne źródło B unika części tego kosztu - wielkość unikniętego kosztu jest równa polu niebieskiego obszaru pomiędzy krzywą MAC_B , poziomem ceny uprawnień P^* i pionową linią Q_0 .

Kwota $P^* ||Q^*Q_0||$, wydatkowana przez źródło B, jest przychodem źródła A ze sprzedaży uprawnień. Sprzedaż ta jest możliwa dzięki ograniczeniu emisji przez źródło A z poziomu $||Q_A Q_0||$ do $||Q_A Q^*||$. Koszt tej redukcji emisji w źródle A jest równy polu obszaru pod krzywą krańcowych kosztów redukcji MAC_A pomiędzy Q^* a Q_0 . Przychody ze sprzedaży uprawnień emisyjnych są wyższe od kosztów działań redukcyjnych, a zyski podmiotu A ze sprzedaży uprawnień są równe polu czerwonego obszaru pomiędzy poziomem ceny P^* , krzywą krańcowego kosztu redukcji MAC_A i pionową linią Q_0 .

Kiedy efektywne położenie określone przez punkt (Q^*, P^*) mogłoby nie być osiągnięte? Można wskazać następujące przypadki.

Podstawowy przypadek można opisać w ten sposób, że obecna wartość (*present value*) wydatków na zakup uprawnień przez podmiot B przewyższa obecną wartość strumienia przychodów netto generowanych w pozostałych rodzajach działalności.

Sytuacja taka prowadzi **do upadłości podmiotu B**, mimo że można byłoby jej uniknąć (oczywiście, o ile wartość obecna przychodów netto z pominięciem wydatków na zakup uprawnień jest dodatnia), gdyby początkowa alokacja uprawnień była bliższa rzeczywistemu

rozkładowi emisji. Bankructwo oznacza w takim przypadku nieefektywność w skali sektora źródeł objętych HE - środki zainwestowane w majątek produkcyjny źródła B stają się bezproduktywne jedynie ze względu na niewłaściwą alokację uprawnień emisyjnych!

Można oczywiście argumentować, że ostatecznie majątek produkcyjny źródła B zostanie przejęty przez inny podmiot, w szczególności - źródło A i z perspektywy całego systemu efektywność wykorzystania majątku powróci do stanu poprzedniego. (Podmiot A jest zresztą naturalnym kandydatem na przejęcie majątku źródła B, gdyż posiada nadwyżkowe uprawnienia emisyjne.) Jednak proces postępowania upadłościowego trwa w czasie i w jego trakcie należy oczekiwać zakłóceń w pracy lub nawet całkowitych wyłączeń źródła B.

W prawdopodobnym przypadku przejęcia majątku produkcyjnego przez źródło posiadające nadwyżkowe uprawnienia emisyjne dochodzi do ograniczenia liczby podmiotów na rynku, a następnie - zwiększenia narzutu na krańcowy koszt produkcji oraz wzrostu ceny produktu, co oznacza często spadek efektywności na rynku produktu. W przypadku elektryczności zakres tego typu praktyk monopolistycznych może być ograniczony na skutek liberalizacji jednolitego rynku energii.

Odchylenie początkowej alokacji uprawnień od rzeczywistego rozkładu emisji może doprowadzić do upadłości źródła takiego jak B, nawet gdy jego obecna wartość jest dodatnią ale rynki finansowe są niedoskonałe! Z powodu ograniczeń kredytowych (*borrowing constraints*) źródło może nie być w stanie sfinansować przejściowego zapotrzebowania na gotówkę. W świetle tych argumentów zagadnienie początkowego przydziału uprawnień nabiera większego znaczenia i wynika z nich, że w szczególnych przypadkach efektywność systemu HE wymaga aby alokacja uprawnień pomiędzy źródła nie różniła się znacznie od oczekiwanego rozkładu emisji z tych źródeł.

Powyższy postulat jest sprzeczny z formułowanymi niekiedy postulatami dążenia do uzyskania maksymalnych obrotów na rynku uprawnień do emisji.

Oczywiście jednym z podstawowych powodów wprowadzenia HE jest niepełna informacja w zakresie kosztów ograniczenia emisji w poszczególnych źródłach. Dopiero HE prowadzi do ujawnienia rzeczywistego zróżnicowania krańcowych kosztów redukcji poprzez zawarte transakcje wymiany uprawnień emisyjnych, jednak na podstawie posiadanej, niepełnej informacji można oszacować przybliżony rozkład emisji, który ukształtowałby się w wyniku efektywnej kosztowo redukcji. Można też w przybliżeniu ocenić, jaka będzie w poszczególnych metodach skala transakcji uprawnieniami.