

System Handlu Emisjami

– jaki to ma sens, komu to służy?



Marcin Molak
Wind To Market Madryt

Handel emisjami już stał się czynnikiem (w niektórych wypadkach ważnym), który polscy menedżerowie muszą wziąć pod uwagę podczas podejmowania decyzji w firmach. Nie można lekceważyć ewolucji cen na uprawnienia do emisji, systemu handlu, jak i związanego z tym prawodawstwa, które ewentualnie wpływa na zyski (lub straty) przedsiębiorstwa. „Globalne ocieplenie, protokół z Kioto, System Handlu Emisjami (SHE) – jaki to ma sens, komu służy?” – często słychać z ust prezesów, dyrektorów i osób odpowiedzialnych za handel emisjami. „Jaki ma sens, jeżeli USA nie ratyfikowały protokołu z Kioto, a Indie i Chiny nie ograniczają emisji? Kanada i Australia wydają się nic nie robić w tym kierunku, a dodatkowo Polska już wypełniła swoje zobowiązania nałożone przez protokół z Kioto, co wydaje się nie interesować Komisji Europejskiej. Kto ma na tym zarobić?” Trudno nie przyznać racji tym argumentom, ale czy rzeczywiście sytuacja wygląda tak kiepsko?



Polemika na powyższy temat może trwać godzinami, i nie będziemy się tutaj skupiać na naukowych argumentach za i przeciwko globalnemu ociepleniu – takich artykułów napisano już sporo. Faktem jest, że polskie firmy od 2005 roku znalazły się w nowej, bardzo dynamicznie zmieniającej się sytuacji. Stały się częścią europejskiego rynku. Co robić, aby na nim przetrwać? Jak wykorzystać potencjał?

Walka z dwutlenkiem węgla

Dyrektywa 2003/87 stworzyła Europejski System Handlu Emisjami. System ten jest związany z PzK, ale pozostaje od niego niezależny. Każdy kraj ma obowiązek przetransponować dyrektywę do swojego prawa. W Polsce System Handlu Emisjami reguluje ustawa z dnia 22 grudnia 2004. Problemy z jej interpretacją i niezgodność z wcześniej wspomnianą dyrektywą skutecznie uniemożliwiają usprawienie samego handlu oraz podejmowanie decyzji. Np. art. 50 jest często interpretowany w sposób, że na dzień 31 grudnia instalacja musi posiadać na swoim koncie ilość uprawnień równą emisji w danym roku. To o tyle dziwne, że dyrektywa 2003/87 w żadnym miejscu nie mówi o dacie 31 grudnia. Zgodnie z art. 12.3 przedsiębiorstwa mają czas do dnia 30 kwietnia na przedłożenie odpowiedniej ilości uprawnień.

Następnym punktem spornym ustawy jest art. 47, który skutecznie wstrzymywał firmy od sprzedawania swoich uprawnień przed dniem 28 lutego.

Znowelizowana ustawa została przekazana do publicznych konsultacji, ale oczywiście czekała na zaakceptowanie polskiego KPRU. Cały czas jednak pozostaje problematyczna kwestia przenoszenia uprawnień na następny okres.

Jak już wspomniano w kilku publikacjach (np. w artykule w Rzeczypospolitej), późne otwarcie Krajowego Rejestru Uprawnień, opóźnienie w przepisach wykonawczych do ustawy itd. spowodowały stratę szansy na zarobienie na handlu w niektórych firmach. Polskie regulacje prawne spółek skarbu państwa również były ogromną przeszkodą. Z drugiej strony znane są w Polsce firmy, w których prezesi świadomie (albo i nie) patrzą na spadającą wartość nadwyżki swych uprawnień (chodzi o setki tysięcy ton), i choć posiadają pełną możliwość ich sprzedaży, nie robią absolutnie nic! Jeżeli jednak wziąć

pod uwagę opinie takich organizacji jak Bank Światowy, który w swym raporcie (*State and trends of the Carbon Market 2006. The World Bank Washington 2006*) twierdzi, że głównym celem pierwszego okresu SHE było przygotowanie się do okresu 2005-2012, to – jak wynika z obserwacji – polskie firmy nie wypadają najgorzej w porównaniu z innymi krajami UE.

Uczestnicy rynku

Global Carbon Market (Globalny Rynek Emisji) to dziś wielki biznes, z ogromnym potencjałem. Każdy liczący się bank, duży koncern przemysłowy lub energetyczny posiada wyspecjalizowaną komórkę, która zajmuje się handlem emisjami lub generalnie „Carbon Finance”. Sam Europejski System Handlu Emisjami (EU ETS) w 2005 roku był wart 8,2 mld dol., a tylko w pierwszym kwartale 2006 – 6,6 mld dol. I dane te dotyczą tylko Europy! Oczywiście małe i średnie instalacje, pomimo że są uczestnikami rynku, nie posiadają zasobów finansowych, aby uczestniczyć w handlu emisjami na taką skalę. Dlatego też naturalnym wydaje się fakt, że obowiązek handlu emisjami, zbierania informacji o sytuacji rynkowej, ofert pośredników, monitorowania cen itd. spadł na osoby z ochrony środowiska, marketingu albo utrzymania ruchu.

Przy obecnych cenach sprzedaż 5 000 ton CO₂ nie jest zachęcająca. Niemniej jednak wcześniejsze skuteczne planowanie mogło oznaczać 50 000 euro przychodu dla firmy! (nie wspominając już o wolumenach np. 50 000 ton). Wracając do uczestników rynku... – znana jest w Polsce osoba brokera. Kim jest ów broker? Pośrednikiem pomiędzy dwoma stronami interesu. Często widać, jak zażarta jest walka o klienta, jak bardzo się nadużywa braku jakichkolwiek regulacji. Praktycznie rzecz biorąc każdy może się nazwać „gieldą CO₂”, ponieważ nie istnieje przepis, który regulowałby taką instytucję. Inny przykład to oferowanie transakcji bez prowizji. Jeżeli prowizja za transakcje na Powernext wynosi minimalnie 0,02 euro/tonę, to przy założeniu, że „broker oferuje nam cenę rynkową”, również dokłada do transakcji 0,02 euro na tonę. Czy ma to sens?

Stwierdzenie, że jest się członkiem Powernext lub ECX nie wystarczy. Należy to sprawdzić na stronie internetowej. Chciałbym tutaj rozróżnić brokera od konsultanta. Rynek emisji dopiero

się zaczął i w większości przypadków instalacje skupiły się na upłynianiu nadwyżek. Broker oczywiście wystarczy do takiej operacji. Należy wziąć pod uwagę, że w długim okresie firmy będą musiały przestawić się na inny sposób myślenia o rynku emisjami. Tworzy się wyspecjalizowany rynek obrotu tymi prawami na skalę globalną, powstaną coraz bardziej złożone instrumenty finansowe. Polska nie będzie posiadała już tak dużych nadwyżek, cena praw do emisji wzrośnie, co uatrakcyjni opcje inwestowania w technologie redukcji emisji i sam handel emisjami. Osoba konsultanta/doradcy będzie więc niezastąpiona. Aby rzeczywiście zaoferować jak najwyższą jakość usług, broker/doradca powinien umieć wyjaśnić mechanizmy rynkowe, podać interpretacje trendów, uzasadnić korekty, śledzić rynki węgla, gazu, ropy i energii. Dobry partner ma zasięg międzynarodowy, winien potrafić doradzić w kwestii ustawodawstwa, księgowania, problemów w KRU, strategii krótko- i długoterminowej w handlu emisjami.

Rynek

Firmy mogą same przeprowadzać transakcje pomiędzy sobą, bez udziału pośredników, jednak ryzyko takiej transakcji jest określone przez rzetelność partnera. Jeżeli spółka sprzedaje prawa do emisji, to ryzyko, że kupiec nie zapłaci w określonym terminie określonej kwoty, musi być wzięte pod uwagę i określone przez firmę sprzedającą. Co do terminów płatności, to wiemy, jaki jest standard w naszym kraju. Są to czynniki, z którymi trzeba się liczyć. Inna opcja to sprzedaż na giełdzie. Aktualnie w Europie istnieje kilka giełd, gdzie obraca się prawami do emisji. Jedną z nich jest francuski Powernext z Paryża. Giełda ta służy jako punkt odniesienia do wyceniania transakcji „spotowych” praw do emisji. Jednak aby mieć pełny obraz, co się dzieje na rynku uprawnień, nie należy zapominać o:

- ECX European Climate Exchange w Amsterdamie,
- EEX European Energy Exchange w Lipsku (tylko kontrakty terminowe),
- Nordpool – giełda krajów skandynawskich w Oslo.

Na tych giełdach handluje się również energią elektryczną i gazem – nosnikami, które



determinują w krótkim okresie cenę uprawnień, co znacznie ułatwia obserwację kształtowania się tam cen. Ważną właściwością każdego rynku jest jego płynność, czyli „możliwość/szybkość kupienia lub sprzedaży danego dobra”. Fakt, że aktualna cena rynkowa to np. 1 euro nie oznacza, że możemy sprzedać nasze uprawnienia po 1 euro. Jeżeli płynność rynku jest mała, po prostu nie znajdziemy kupca na te uprawnienia (tu pomocne są transakcje pozagieldowe). Polska Towarowa Giełda Energii nie jest płynna, jeżeli chodzi o handel emisjami. Powernext ostatnio też stracił na płynności. Bywają dni, kiedy wykonuje się 2 lub tylko 3 transakcje. Dlatego też płynność rynku – która związana jest z ilością uczestników – to dla kupca/sprzedawcy istotny czynnik. Jeżeli stoimy przed decyzją sprzedaży, musimy rozpatrzyć szereg opcji: czy warto sprzedać teraz, czy być może poczekać, czy nastąpi korekta, ile nas kosztuje czekanie, czy warto podjąć ryzyko itd. To właśnie są pytania, na które musimy znaleźć odpowiedź (wiarygodni partnerzy na rynku handlu emisjami powinni umieć na nie odpowiedzieć).

Ceny na rynku są zmienne (na rynku emisji – jak widzimy – bardzo zmienne) Cena zamknięcia, która jest ogólnie dostępna w internecie, może być wyższa albo niższa od ceny konkretnej transakcji. Wynika to z różnych sposobów ustalania ceny zamknięcia, jak i z różnych cen oferowanych przez pośredników. Jak być pewnym, czy cena, którą mi oferują, jest najlepszą w danym momencie?

Przed wszystkim – choć może zabrzmieć to naiwnie – powinien istnieć kredyt zaufania pomiędzy klientem a pośrednikiem/brokerem. Jeżeli ktoś, kto aspiruje do miana profesjonalisty w temacie handlu emisjami, nie jest w stanie odpowiedzieć na Państwa pytania, wątpliwości, lub doradzić (faktem jest, że informacja też ma swoją cenę), nie wzbudzi zaufania, a więc istnieją podstawy do wątpienia, że cena, którą oferuje, jest w porządku.

Dobrze jest też mieć inne opcje. Wiązanie się tylko z jedną firmą – choć w niektórych wypadkach uzasadnione – ogranicza pole manewru. Dlaczego nie skonsultować się z innym pośrednikiem, albo zapytać o stan/głębokość rynku, ostatnią transakcję, sytuację na rynkach alternatywnych, energii? To oznacza, że firma śledzi rynek i ma dostęp do najwyższych informacji.

Jeżeli sprzedaliśmy za 0,9 euro, a cena zamknięcia tego dnia wyniosła 1,00 euro, to niekoniecznie wykonaliśmy złą transakcję. Wahaniami tak nowym i nieprzewidywalnym rynku są

rzeczą normalną i dlatego wybór dobrego momentu na wykonanie transakcji nie jest łatwy. Proszę sobie wyobrazić transakcje sprzedaży 100 000 ton CO₂ przy całkowitym dziennym wolumenie obrotu na giełdzie 200 000/300 000 ton. W wielu polskich instalacjach mamy do czynienia właśnie z takimi nadwyżkami. 50%, 30% dziennego wolumenu! To może załamać cenę. Oczywiście, jeżeli wszystkie dzienne transakcje na rynku dokonywały się powyżej naszej ceny, to niekoniecznie była to najlepsza oferta.

Płatności

Kilka miesięcy temu skontaktowałem się z jedną z największych polskich instalacji (deficytowych). Zaoferowano mi termin płatności 14 dni! Przy potencjalnym wolumenie, o jakim rozmawialiśmy, dzienny koszt pieniądza wynosił około 500 euro.

Powoli wypracował się standard na rynku i firmy, które są członkami Powernext, bez problemu mogą zaoferować płatności następnego dnia roboczego po wykonaniu transakcji i w niektórych przypadkach – wyjątkowo – drugiego dnia (D+2) (czasem istnieje możliwość rozliczenia transakcji w ciągu tego samego dnia). A płatności przed dostawą uprawnień na konto pośrednika? Pośrednicy finansowi generalnie nie zatrzymują praw do emisji (nie skupują ich) na swój rachunek. Moja firma, jako członek giełdy Powernext, umożliwia klientom dostęp do rynku, pobierając za to swoją prowizję. Dlatego też, gdy zamykamy transakcję, uprawnienia klienta są kupowane/sprzedawane od razu na rynku (abstrahujemy tu od bardziej skomplikowanych strategii rynkowych). Dlatego też ustalenie ceny transakcji z klientem sprzedającym (zamknięcie transakcji z klientem) i przesłanie pieniędzy przed zamknięciem transakcji na giełdzie oznacza dla mnie jako pośrednika – przy tak niestabilnym rynku i gwałtownych oraz dużych zmianach cen – ogromne ryzyko (przesłanie pieniędzy trwa co najmniej kilka godzin, a nawet jeden dzień, plus późniejsze przekazanie praw do emisji z konta klienta na moje). Jedynym sposobem na zminimalizowanie tego ryzyka byłoby z mojej strony zaoferowanie klientowi niższej ceny tak, aby zachować „bufor bezpieczeństwa” w przypadku spadku notowań. Czy jest to korzystne czy nie, pozostawiam do decyzji klienta.

Co wpływa na cenę?

Rynek praw do emisji jest młody. Niestabilny, o ogromnej amplitudzie wahań i bardzo

wrażliwy na bodźce wewnętrzne. Informacje, które teoretycznie powinny być impulsem wzrostowym, ściągają cenę do dołu. Wyprzedaże „w panice”, brak jasnych informacji, różnoraka interpretacja, brak solidnej postawy ze strony Komisji Europejskiej co do „reguł gry”, niepewności, brak ram prawnych, to wszystko destabilizuje rynek i utrudnia podejmowanie długoterminowych decyzji.

Istnieją „wrażliwe daty”, czyli momenty, w których rynek zachowuje się w sposób szczególnie nieprzewidywalny i wszyscy wstrzymują oddech już kilka dni wcześniej.

- 20.02 – zaliczenie uprawnień na konta,
- 30.03 – rozliczenie poprzedniego roku,
- 31.04 – przedstawienie uprawnień do umorzenia,
- 15.05 – (ostatnio zmieniony) opublikowanie zebranych emisji za poprzedni rok.

Większość uczestników rynku – z mojego punktu widzenia – zbyt skupia się na sektorze energetycznym, na który składa się około 50% całego systemu handlu emisjami, a nie bierze po uwagę innych sektorów. Wydaje mi się, że w przyszłym okresie zaczną się to zmieniać i przemysł, np. ceramiczny, przetwórczy, będzie bardziej aktywnie uczestniczył w kształtowaniu cen.

Dlaczego ceny spadły? Najczęściej przytaczany argument to oczywiście nadmierna alokacja. Jeżeli polskie instalacje wyemitowały w roku 2005 i 2006 około 200 mln ton CO₂, to przy rocznym przydziale 280 mln mamy do czynienia z ogromną nadwyżką, której nie jest w stanie wchłonąć rosnący wzrost gospodarczy. Większość krajów Europy Wschodniej ma nadwyżki. Drugi element to oczywiście ostatnia łagodna zima. Niemniej jednak ten argument nie bierze pod uwagę wcześniej wspomnianych innych sektorów ujętych w SWE, dlatego też nie ma tak wielkiej wagi jak sama alokacja.

Rynek nośników energii: ropa, węgiel, gaz, elektryczność to następne determinatory cen praw do emisji. Ich ciągła obserwacja, analiza, wyszukiwanie korelacji pozwalają na powolne tworzenie struktur rynku handlu emisjami. Np. rynek energii niemieckiej ma wpływ na zachowanie się cen uprawnień z drugiego okresu. Innym czynnikiem jest próg przełączenia gaz/węgiel.

W następnym okresie ważnym czynnikiem wpływającym na stan rynku będzie podaż jednostek ERU i CER (z mechanizmów wspólnych wdrożeń i czystego rozwoju). Zbyt duży przy-



piętych jednostek do SHE spowoduje tzw. rozmycie rynku, co może wpłynąć na spadek ceny. Istotnym czynnikiem będzie też oczywiście sposób rozdziału samych uprawnień na instalacje. Wykształcenie się jasnych „guidelines”, jakimi będą się kierować rządy przy opracowywaniu KPRU, jest bardzo ważne jeżeli chcemy zagwarantować firmie solidne podstawy do podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Lekcja z I okresu

Znany jest fakt, że firmy polskie straciły bardzo dużo na handlu emisjami. Przyczyny takiego stanu rzeczy mogą być przypisane wielu czynnikom:

- późne uruchomienie KRU,
- brak informacji na temat handlu,
- brak jasnej wykładni prawa,
- problemy z księgowaniem praw do emisji,
- brak jasnych reguł co do kompetencji prezesów w kwestii handlu,
- biurokratyczny i ociężały proces podejmowania decyzji.

Z mojego punktu widzenia, opierającego się na obserwacji rynku polskiego, mogę stwierdzić, że ociężały proces decyzyjny i traktowanie handlu emisjami „po macoszemu” przez zarządy jest główną przyczyną, że w wielu przypadkach firmy straciły szansę na spory zarobek. Jasnym jest, iż żaden zarząd nie będzie pociągnięty do odpowiedzialności za „straconą szansę zysku” tak jak i rząd za fiasko przygotowania systemu. Ciekawym jest to, że osoby niższego szczebla, które są odpowiedzialne za zbieranie informacji o handlu dla zarządu, a więc śledzą rynek codziennie, wykazują się ogromną wiedzą, inicjatywą jak i zrozumieniem rynku. Miejmy nadzieję, że stare przysłowie „mądry Polak po szkodziu” posłuży nam lepiej w przyszłym okresie.

Na poziomie Komisji Europejskiej głównym czynnikiem jest sama postawa Komisji. Brak jasnych sygnałów, jak i decyzji (np. przyłączenie CITL do ITL) co do całości kształtu systemu, nie sprzyja długoterminowym decyzjom, jak i stabilizacji sytuacji na rynku.

Okres 2008-2012 będzie kompletnie inny od pierwszego. Krok po kroku wszyscy zdają sobie sprawę z istoty długoterminowego planowania. Do kiedy będziemy mieli nadwyżki, wszystkim będzie dobrze, tzn. będziemy mogli pokryć

produkcję (pomijamy zysk na handlu). Ale jak długo będziemy mieli te nadwyżki? Ostatnio zaproponowany wzór rozdziału na lata 2008-12 nie wróży nic dobrego. Świadomość i wiedza o rynku emisji w polskich firmach, na poziomie wydziału ochrony środowiska, technicznego itd., jest bardzo wysoka (mam doświadczenie z firmami w innych krajach). Niemniej jednak to nie te osoby podejmują decyzje.

Co dalej?

Decyzja Komisji Europejskiej o obciążeniu polskiego KPRU nie była szokiem dla firm czynnie uczestniczących w rynku (brokerów, traderów, konsultantów), lecz dla polskich instalacji. Wszyscy oczekują z niepokojem, jaka będzie reakcja polskiego rządu. Zlikwidowanie ogromnej nadwyżki podaży i przywrócenie wiary w rynek to najważniejsze zadanie, które teraz stoi przed KE (biorąc pod uwagę ostatnie notowania kontraktów terminowych z dostawą między 08-12, to się udaje). Faktem jest, że Komisja Europejska potraktowała polski przemysł bardzo surowo. Weźmy pod uwagę małe miejskie przedsiębiorstwa ciepłownicze, które kilka lat temu podjęły ciężar inwestycyjny i zmieniły opalanie swych kotłów z węgla na gaz. Oczywiście w tym okresie posiadają nadwyżki emisji, które pokrywają poniesiony koszt inwestycji, ale stosując wzór zaproponowany przez KASHUE stają się deficytowe w przyszłym okresie. Z drugiej strony instalacje, które emitowały i emitują dużo paląc węglem, są traktowane w ten sam sposób. Oczywiście, iż dalszy koszt usprawnienia instalacji gazowej jest większy niż węglowej. Innymi słowy ktoś, kto zdecydował się na wcześniejszą redukcję emisji, bez brania pod uwagę przychodu ze sprzedaży praw do emisji, zostaje ukarany za swoją inicjatywę i jak najbardziej pożądaną postawę społeczną.

Najprostsze wyjście w takim przypadku to ograniczenie produkcji (klient końcowy ukarany, brak wzrostu), albo przeniesienie ceny zakupu uprawnień na klienta końcowego. Słusznym też wydaje się protest sektora cementowego (jego emisyjność należy do najniższych w Polsce, a potencjał rozwoju w związku z bohem inwestycyjnym i Euro 2012 jest ogromny), który oficjalnie występuje przeciwko decyzji KE. Tak czy owak, uprawnień będzie mniej. Mimo tego, że z mniejszymi nadwyżkami, wartość finansowa przydziału uprawnień dla niektórych firm może być zachowana

z powodu przewidywanych poziomów cen w okresie 2008-2012 (20-30 euro).

Co do protokołu z Kioto, to już mówi się o nowym dokumencie. Aby wszystkie kraje zdążyły się przygotować, rozmowy muszą się zacząć już teraz. Temat ten ma być poruszony na następnym szczycie G8. Rozwijają się dynamicznie inne systemy handlu emisjami, np. amerykański RGGI, australijski SNW, system norweski, który ma być połączony z europejskim. To wszystko daje jasne przesłanki, że tworzy się globalny system handlu emisjami, w którym mały lokalny PEC czy ZEC uczestniczy jak Vattenfall czy Endesa.

Co do dyrektywy europejskiej, to prawdopodobnie będziemy potrzebowali nowego dokumentu. Polska walczy o włączenie lasów do SHE. Protokół z Kioto mówi o tym jasno, dyrektywa to pomija. 40% naszego kraju stanowią lasy, zatem potencjał jest ogromny (głównym beneficjentem z wpływów ze sprzedaży RMU byłby skarb państwa). Każdy rolnik z kawałkiem lasu mógłby na tym zarobić. To wszystko oczywiście wymaga czasu. System dopiero zaczął się kształtować.

Jak wspominałem wcześniej, światowy jak i europejski system handlu emisjami dopiero zaczyna się tworzyć. Jakie wnioski możemy wyciągnąć z pierwszego okresu? (ciekawym będzie koniec roku 2007, nie można powiedzieć że wszystkie niespodzianki są już za nami).

Z mojego punktu widzenia, na poziomie instalacji ważne jest usprawnienie procesów decyzyjnych, długoterminowe, strategiczne planowanie, znajomość i wykorzystanie mechanizmów rynkowych, współpraca z wiarygodnymi konsultantami i doradcami. Aby powyższe mogło zostać spełnione, na poziomie rządowym istotne jest: stworzenie solidnych ram prawnych, jasne przepisy i procedury, jasne reguły rozdziału uprawnień.

Marcin Molak jest szefem handlu emisjami w Wind to Market S.A., firmie partnerskiej Energo-system. Obie firmy oferują kompleksową obsługę przedsiębiorstw w kwestii handlu emisjami, jak i protokołu z Kioto. Wind to Market jest obecna na rynku energii elektrycznej, odnawialnej i wiatrowej, jak również oferuje obsługę projektów wspólnych wdrożeń, zaawansowaną inżynierię finansową, jak i redukcji emisji.

Kontakt: mmolak@grupocimd.com