

## Co dalej z pozwoleniami na emisje?

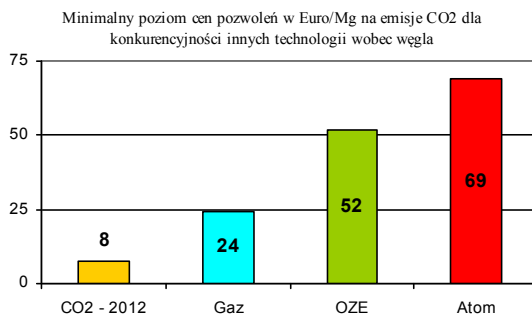
Obowiązek zakupu pozwoleń na emisje CO2 najbardziej obciąża kraje takie jak Polska. Od działania tego systemu i cen pozwoleń zależy rozwój gospodarczy i społeczny Polski.

### 1. Cele systemu EU ETS.

System handlu pozwoleniami na emisje (EU ETS) miał być narzędziem powodującym redukcję emisji CO2 poprzez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej. Zmiana ta powinna być

de), a następnie skierowanie ponownie tych pozwoleń na rynek (*back-end loading*) w latach 2018-2020; (b) zmniejszenie ilości pozwoleń przeznaczonych na aukcje (*cap cut*). Działania te ograniczające podaż pozwoleń miałyby podnieść ich ceny. Rozważane są trzy propozycje wycofania pozwoleń z rynku na poziomie: 400 (Small), 900 (Medium) lub 1200 (Large) mln ton.

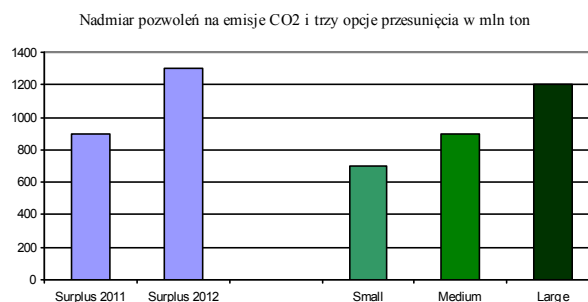
Aby wprowadzić proponowane zmiany konieczna jest zmiana dwóch kluczowych dokumentów: dyrektywy wprowadzającej system handlu pozwoleniami oraz zmiany zasad aukcji pozwoleń. Komisja Europejska chce jak najszybszego wprowadzenia zmian, nawet przed końcem roku 2012, zarówno do dyrektywy jak i do zasad aukcji, jednak wymaga to zapiniowania propozycji przez szereg komitetów oraz głosowania w Parlamencie Europejskim, co czyni działania komisji bardzo czasochłonnymi. Pierwsze wysłuchanie jest planowane na 12



wywołana dodatkowymi obciążeniami energii pochodzącej z paliw kopalnych, kosztami zakupu pozwoleń. Dodatkowym efektem miało być uzyskanie konkurencyjności energii ze źródeł odnawialnych (OZE) poprzez wzrost kosztów i w ich następstwie cen energii z elektrowni węglowych. Optymalne ceny pozwoleń na emisji, pozwalające na uzyskanie konkurencyjności OZE, jak pokazywały symulacje w programie PRIMES wykonywane dla Komisji Europejskiej, powinny wynosić około 40-42 Euro/tonę CO2.

Jednakże system ETS nie działa odpowiednio. Nadmiar pozwoleń spowodował, że ich ceny wahają się od 7-8 Euro/tonę. Komisja Europejska podejmuje działania, aby ETS naprawić. Rozważane są dwa pomysły: wycofanie części pozwoleń z rynku przeznaczonych do sprzedaży w latach 2013-2015 (*set asi-*

listopada, debata na 23-24 stycznia, a głosowanie w Komitecie Środowiska na 19 lutego. Kiedy miałyby głosować parlament nie jest jeszcze wiadomo.



### W TYM NUMERZE:

Co dalej z pozwoleniami na emisje?	2
Strategiczna Ostrołęka	3
Energetyczny mix 2050	4
Wykłady	4
Multimedia	4

### WKRÓTCE:

- **OZE:** Czy koniec miodowego miesiąca?
- **Gaz:** Nadzieje i rzeczywistość.
- **Inwestycje:** Rynek zdolności wytwórczych.
- **OZE:** Nowy system wsparcia.
- **Inwestycje:** Koordynacja rozwoju systemów przesyłowych i zdolności wytwórczych.
- **Gaz - Plan B.** Gazoport w Gdańsku?
- **Smart grid.** Smart czy intelligent?
- **Technologie.** Społeczeństwo obywatelskie.
- **Infrastruktura:** Electricity Highways.
- **Finanse:** Inwestycje w infrastrukturę.
- **Paliwa:** Węgiel czy gaz?

## Pozwolenia na emisje CO<sub>2</sub> i ich oddziaływanie

### 2. Kto za, kto przeciw.

Kraje jakie poprą prawdopodobnie propozycję to Wielka Brytania, Dania, Francja. Nieznana jest opinia Niemiec, Austrii i Holandii. Polska i Słowacja są otwarcie przeciwni pomysłom Komisji Europejskiej.

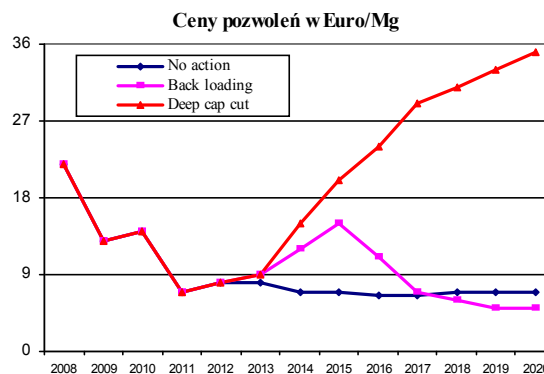
Liczba głosów krajów członkowskich	
France, Germany, Italy, the UK	29
Spain, Poland	27
Romania	14
The Netherlands	13
Belgium, Czech Republic, Greece, Hungary, Portugal	12
Austria, Bulgaria, Sweden	10
Denmark, Ireland, Lithuania, Slovakia, Finland	7
Estonia, Cyprus, Latvia, Luxemburg, Slovakia	4
Malta	3
<b>Razem</b>	<b>345</b>

Poparcie dla zmian w systemie EU ETS zawsze wyrażali zwolennicy energii odnawialnej mając nadzieję, że wysokie ceny energii z paliw kopalnych uczynią energię z OZE konkurencyjną. Ostatnio obserwuje się również poparcie wyrażane przez firmy dostarczające gaz. Znaczne ilości zakontraktowanego gazu oraz jego wysokie ceny powodują, że firmy te zaczynają ponosić straty. Ratunkiem może być zwiększenie zużycia gazu przez energetykę. Jednak przy obecnych cenach produkcja energii elektrycznej z gazu nie jest konkurencyjna dla elektrowni węglowych. Dlatego europejskie firmy gazowe są zainteresowane podniesieniem cen pozwoleń na emisje CO<sub>2</sub> do poziomu 30-40 Euro/Mg. Zmiany do systemu handlu emisjami będą wprowadzone w oparciu o Traktat Lizboński czyli wg zasady

kwalifikowanej większości. Polska nie ma możliwości zablokowania zmian.

### 3. Ceny pozwoleń i gospodarka

W roku 2013 nie należy spodziewać się wzrostu cen pozwoleń. Wkrótce na rynku pojawi się dodatkowo około 250 mln ton pozwoleń z fazy drugiej. Tak duża liczba pozwoleń przy malejącym zapotrzebowaniu na energię na skutek kryzysu ekonomicznego może spowodować nawet dalszy spadek cen. Ograniczenie sprzedaży pozwoleń w latach 2013-2015 i ponowne skierowanie ich na rynek w okresie późniejszym (*back loading*) tylko w małym stopniu i okresowo może podnieść ceny. Trwała i znaczna pożywka cen może być osiągnięta tylko poprzez znaczne ograniczenie liczby pozwoleń (*Deep cap cut*), co jest bardzo trudne. Dla Polski podniesienie cen pozwoleń na emisje oznaczałoby znaczne zwiększenie kosztów energii elektrycznej. Przy cenie 40 Euro/Mg koszty zakupu pozwoleń praktycznie równają się wartości całej energii sprzeda-



wanej do odbiorców końcowych. Tak duże obciążenie gospodarki może skończyć się tylko głęboką recesją.

## Łupki czy atom? Trzeba się zdecydować.

Dyskusja w Sejmie (24.10.12) dała nadzieję, że chociaż część decyzji dotyczących energetyki jest podejmowana w miarę racjonalnie. Zarówno minister skarbu państwa Budzanowski, jak i prezes PGE GK Kilian powiedzieli głośno to co wszyscy znający się choć trochę na energetyce wiedzieli od dawna. Polskie firmy nie są w stanie nie sfinansować dwóch programów: gazu z łupków i programu jądrowego.

Deklaracje te zostały przyjęte przez rynki finansowe pozytywnie. Z dużym niepokojem rynki te obserwują obciążanie firm państwowych nierealnymi projektami. Jeden z największych banków światowych napisał: „*In the longer term, we think the prolonged delay of nuclear is very positive for shareholders of both (PGE +*

*KGHM) companies. We have observed that most nuclear power projects end up well over budget and destroy shareholder value.*”

Niestety zadowolenie nie trwało długo. Następnego dnia premier stwierdził, że oba programy: gaz i energetyka jądrowa będą kontynuowane jednocześnie, dając do zrozumienia, że o działaniach firm państwowych decyduje rząd, a nie firmy w ramach „*autonomicznych w pewnym zakresie decyzji*”. Niestety ten chaos deklaracji i niepewność decyzji będą sporo kosztowało. Jeżeli Polska ma przyciągać nie tylko krótkoterminowy kapitał, ale również długoterminowe inwestycje, konieczna jest spójna polityka, w której firmy państwowe będą miały zadania trudne, ale realne.

## Strategiczna Ostrołęka

W końcu października 2012 po dyskusji w Sejmie dotyczącej bezpieczeństwa energetycznego, w mediach rozpoczęła się bardzo emocjonalna dyskusja dotycząca przyszłości elektrowni Ostrołęka.



Lokalna społeczność wiąże bardzo duże nadzieje z rozbudową elektrowni o część nazwaną C. Jest to ważny element rozwoju obszaru północno-wschodniej Polski. Z drugiej strony właściciel elektrowni odłożył na pewien czas inwestycje. Jest to decyzja zrozumiała z punktu widzenia biznesu. Obecne ceny na rynku energii elektrycznej są niskie. Brak wzrostu zapotrzebowania ze względu na kryzys ekonomiczny i niepewność co do przyszłości systemu obowiązkowego zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> i ich przyszłych cen, a właściwie do całej polityki klimatycznej, nie skłania do podejmowania kapitałochłonnych długoterminowych inwestycji. Kluczowym elementem inwestycji nie jest tylko wola inwestora, ale percepcja inwestycji i jej opłacalności przez instytucje kredytujące.

Jednakże elektrownia Ostrołęka znajduje się w specyficznym miejscu systemu elektroenergetycznego, gdzie jest jedyną elektrownią na obszarze prawie 25% kraju. Praca tej elektrowni jest nie tylko ważna z punktu widzenia energii jaką wyprodukuje, ale również ze względu na prawidłową pracę sieci w tym regionie.

Od kilku lat PSE-Operator dokonuje intensywnej rozbudowy sieci w północno-wschodniej Polsce, przygotowując jednocześnie budowę połączenia pomiędzy Polską i Litwą. Niezależnie od rozwoju sieci i połączeń międzynarodowych elektrownia Ostrołęka zawsze będzie pełniła ważną rolę w zapewnieniu stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego.

Dlatego tę inwestycję trzeba widzieć w szerszej perspektywie, nie tylko produkcji energii elektrycznej.

Elektrownie, które pełnią ważne funkcje w systemie elektroenergetycznym i których praca jest zdeterminowana niezbędnym poziomem standardów pracy sieci noszą nazwę „must-run” i działają mając odpowiednie kontrakty z operatorem sieci. Takie kontrakty nazywane czasem bilansującymi mogą być istotnym elementem przychodów elektrowni, poprawiając opłacalność inwestycji i redukując poziom ryzyka.

Decyzja o rozbudowie elektrowni Ostrołęka powinna być elementem polityki bezpieczeństwa energetycznego. Nie może to się odbywać tylko na poziomie inwestora czy operatora sieci.

Odpowiednie organy państwa, odpowiedzialne za bezpieczeństwo energetyczne, powinny działać poprzez Urząd Regulacji Energetyki, który może przewidzieć w taryfie operatora odpowiednie środki na kontrakty bilansujące dla elektrowni znajdujących się w strategicznym dla pracy systemu miejscu. Kontrakty bilansujące są częścią zapewnienia odpowiedniej jakości i niezawodności pracy systemu i mogą być wprowadzone przy istniejących regulacjach prawnych bez konieczności notyfikacji w Komisji Europejskiej.



Sytuacja energetyczna w krajach bałtyckich i sąsiadującym okręgu Kaliningradzkim skłania do analizy w których należy brać pod uwagę możliwe scenariusze bilansu energetycznego w regionie. Jedną z analizowanych opcji powinna być rozbudowa elektrowni Ostrołęka nie tylko o jeden duży blok węglowy, ale również w przyszłości o mniejsze, elastyczne bloki gazowe.

# Polska: Energy mix 2050

Często zadawane jest pytanie: jaki powinien być energetyczny mix w roku 2050?; czyli z jakich paliw powinna być produkowana energia elektryczna w długoterminowym horyzoncie czasowym?

Można jednak postawić inne pytanie: jaki jest możliwy energetyczny mix w roku 2050 ze względów czysto technicznych?; czyli jaki jest realizowalny program mix-u energetycznego przy założonych priorytetach?

Symulacje były prowadzone w kilku fazach. Pierwszym krokiem była prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zakładając poprawę efektywności energetycznej przyjęto, że przyrost zużycia wynosi tylko około 1% rocznie. Produkcja brutto osiągnie 231 TWh w roku 2050.

Następnie założono, że bezwzględny priorytet mają technologie niskoemisyjne. Symulacje pokazały, że produkcja z odnawialnych źródeł może wzrosnąć prawie dziesięciokrotnie z obecnych około 5 TWh (bez współspalania) do 46 TWh.

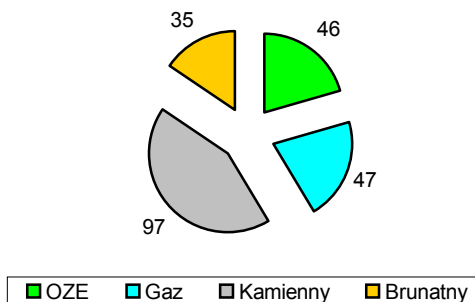
Wzrost produkcji energii elektrycznej z gazu może

wzrosnąć również dziesięciokrotnie z obecnych 5 TWh do około 47 TWh. Warunkiem jest obniżenie ceny gazu do 250 USD/1000m<sup>3</sup> i możliwość skierowania około 10 mld m<sup>3</sup> na potrzeby energetyki.

Zużycie węgla brunatnego analizowano pod kątem dostępności złóż i akceptacji społecznej dla nowych odkrywek. Analizy wskazały na około 15% spadek produkcji. Pozostała część zapotrzebowania musi zostać pokryta przez elektrownie na węgiel kamienny.

Produkcja tych elektrowni wzrośnie około 10%, jednak zużycie węgla pozostanie na obecnym poziomie ze względu na poprawę sprawności nowych jednostek wytwórczych. Emisyjność CO<sub>2</sub> liczona na jednostkę produkcji zmniejszy się z obecnych 0,98 Mg/MWh do około 0,68 Mg/MWh, czyli około 30%. Jednakże całkowita emisja CO<sub>2</sub> nieznacznie wzrośnie. Nie jest technicznie możliwe znaczne obniżenie emisji CO<sub>2</sub> przy dostępnych i dających się przewidzieć, w horyzoncie 40 lat, technologiach i przy zapewnieniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Produkcja energii elektrycznej 2050r. w TWh



## Wykłady

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej przygotowuje studentów do wyzwań, jakie czekają ich na rynku pracy prowadząc wykłady w języku polskim i angielskim. Wykłady z przedmiotu **European Energy Markets** dla II stopnia studiów zarówno stacjonarnych, jak i zaocznych obejmują:

- (1) European Power Systems;
- (2) Polish Power System;
- (3) Main Market Rules;
- (4) Electricity Trade;
- (5) Customers - TPA;
- (6) Subsidized Markets;
- (7) Cost of Electricity with Calculator
- (8) Energy Mix;
- (9) EU Emission Trade System;
- (10) Crossborder Trade.

Dostęp do materiałów wykładowych jest też możliwy poprzez stronę internetową.

## Multimedia

W ostatnim czasie ukazało się szereg publikacji prof. W. Mielczarskiego dotyczących problemów energetyki na platformach internetowych. Wywiad dla platformy **Onet biznes.pl** na Forum Ekonomicznym w Krynicy odnosi się do mix-u energetycznego Polski i możliwości wykorzystania różnych technologii do produkcji energii elektrycznej. Kolejne dwa wywiady ukazały się **newseria.pl** i dotyczą polityki klimatycznej handlu emisjami oraz możliwych zmian w polityce klimatycznej Unii Europejskiej. Prezentacja dotycząca kosztów elektrowni jądrowych oraz ich wpływu na pracę systemu, która miała miejsce w Ministerstwie Gospodarki, została opublikowana przez platformę **cire.pl** wraz z kalkulatorem kosztów oraz instrukcją jego obsługi. Platforma internetowa **wnp.pl** opublikowała artykuł i wywiad dotyczący odnawialnych źródeł energii. Dostęp do tych publikacji jest możliwy poprzez stronę internetową.

**Copyrights:** Prezentowane informacje mogą być wykorzystywane w dydaktyce i badaniach naukowych pod warunkiem podania ich źródła. Komercyjne wykorzystanie wymaga zgody autora.

**Disclaimer:** Prezentowane informacje zostały przygotowane z zachowaniem jak największej staranności. Jednak autor nie ponosi odpowiedzialności za sposób wykorzystania zamieszczonych informacji i jakiegokolwiek skutki wynikające z ich użycia.

**Instytut Elektroenergetyki - PŁ**

[www.i15.p.lodz.pl/~mielczarski/](http://www.i15.p.lodz.pl/~mielczarski/)