

Jan POPCZYK\*

## Bezpieczeństwo energetyczne Polski oczami naukowca i praktyka<sup>1</sup>

**STRESZCZENIE.** Jeśli w 2008 roku chcemy się dobrze przysłużyć rozwojowi rynku paliw w Polsce, to w ten sposób, że pokażemy nową perspektywę, w której elektroenergetyka, ciepłownictwo i transport konkurują (w jednakowych warunkach) o te same paliwa, ale szczególnie o paliwa odnawialne. Do takiej konkurencji już się przyczyniają: fundamentalnie uniwersalizacja technologii energetycznych i rozwój paliw nowych generacji<sup>2</sup>, a politycznie (regulacyjnie) Pakiet klimatyczno-energetyczny 3x20 (perspektywa 2020) i przygotowywana nowelizacja dyrektywy IPPC (perspektywa 2016), mająca podstawowe znaczenie dla ciepłownictwa.

W nowej perspektywie, zwłaszcza w świetle zamierzanego wprowadzenia pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> (po 2012 roku, jednorazowo dla elektroenergetyki wielkoskalowej i stopniowo dla ciepłownictwa), Polsce potrzebna jest klarowna redefinicja roli węgla. Z drugiej strony brak, nawet na poziomie Komisji Europejskiej, działań w kierunku integracji systemów karania (brudne paliwa/technologie) i wspierania (energia odnawialna/czyste technologie) w jeden system rynkowy, a także determinacja krajów członkowskich w podtrzymywaniu narodowych systemów wsparcia dla energii odnawialnej powodują, że redefinicja roli węgla będzie napotykać w Polsce zasadniczy opór.

---

\* Prof. dr hab. inż. — Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Politechnika Śląska, Gliwice.

---

<sup>1</sup> Referat jest rozszerzoną/pogłębianą wersją referatu zaprezentowanego (pod innym tytułem) w czasie XII Forum Ciepłowników Polskich, które odbyło się we wrześniu w Międzyzdrojach). W szczególności nowe są wyniki zamieszczone w tabeli 2. Tabele 1 i 8 został skoordynowane z tabeli 2. Dodany został tekst dotyczący definiowania paliw II generacji. Sformułowana została propozycja wykorzystania polskiej prezydencji do rozwiązania żywotnych spraw związanych z wdrażaniem Pakietu 3x20. Inaczej zostało ukierunkowane zakończenie referatu. Wprowadzone zostały także drobniejsze ulepszenia.

<sup>2</sup> Te dwa procesy wzajemnie się bardzo silnie napędzają, ale w ostatnich latach znaczenie rozwoju paliw w widoczny sposób zyskuje przewagę długoterminową.

Nie zwalnia to jednak autora niniejszego artykułu od podjęcia tego trudnego tematu, poprzez skonfrontowanie trzech koncepcji. Pierwsza z koncepcji (umożliwiająca polityczno-korporacyjne gry interesów) oznacza kontynuację polskiego systemu wsparcia, którego podstawą są: certyfikacja (obecnie zielonej energii elektrycznej i kogeneracji) oraz administracyjna alokacja uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Druga z koncepcji (ewolucyjna w sferze mechanizmów, radykalna w sferze efektów, prostsza od pierwszej proceduralnie, ale dalej skomplikowana) polega na wprowadzeniu jednolitego systemu zielonej energii elektrycznej, zielonej benzyny (biopaliwa płynne), zielonego ciepła i zielonego gazu (biometan). Trzecia koncepcja (radykalna w sferze mechanizmów, ewolucyjna w sferze efektów, i najprostsza proceduralnie) polega na „opodatkowaniu” paliw, odpowiednio do pochodzącej z nich emisji CO<sub>2</sub>.

Podkreśla się tu, że zła decyzja (brak odwagi polityków i wysiłku koncepcyjnego naukowców) może spowodować bardzo szybkie upodobnienie się narodowych systemów wsparcia energii odnawialnej do Wspólnej Polityki Rolnej (ustanowionej w Traktacie Rzymskim o EWG), która jest balastem Europy już od kilkadziesiąt lat. Ale podkreśla się tu także, że powołanie Wspólnej Polityki Rolnej jeszcze (1957 rok) w społeczeństwie przemysłowym było bardziej uzasadnione niż obrona narodowych systemów wsparcia energii odnawialnej już (obecnie) w społeczeństwie wiedzy. W perspektywie polskiej jest to tym bardziej oczywiste, że dla Polski jednolity rynek certyfikatów zielonych (jeśli działałby on nawet odrębnie od rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) jest korzystniejszy niż narodowe systemy wsparcia energii odnawialnej.

Uwzględniając przełomowe znaczenie (na całym świecie) paliw i środowiska naturalnego dla bezpieczeństwa energetycznego oraz krajowe uwarunkowania w tym obszarze proponuje się wykorzystać polską prezydencję w 2011 roku do wypromowania tożsamości Polski w UE, czyniąc hasłem przewodnim tej prezydencji racjonalizację narodowych systemów wsparcia OZE z perspektywą jednolitej internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska i innych energetyki wielkoskalowej (tradycyjnej) i odnawialnej (w szczególności wiatrowej). Oczywiście to wymaga podjęcia natychmiastowych, zgodnych działań przygotowawczych wielu środowisk, dotychczas konkurujących ze sobą, a często nawet skonfliktowanych.

SŁOWA KLUCZOWE: rynek energii, paliwa, biomasa, koszty zewnętrzne, elektroenergetyka, zielona energia, technologie energetyczne

## Wprowadzenie

Bardzo dobrze, że Pakiet klimatyczno-energetyczny 3x20 z marca 2007 zmienia ukierunkowanie z dotychczasowych rozwiązań segmentowych (adresowanych przede wszystkim do energii elektrycznej, ale także do paliw transportowych, do kogeneracji i do efektywności budynków energetycznych) na cele łączne, w zakresie redukcji zużycia energii pierwotnej i emisji CO<sub>2</sub>, określone dla wszystkich trzech rynków energii końcowej (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych). W szczególności zmianę tę można traktować jako dobrą odpowiedź na szybko uniwersalizujące się technologie energetyczne (agregat kogeneracyjny, samochód hybrydowy, ogniwo paliwowe). Jest to także (w długiej perspektywie) siła sprawcza rozwoju nowych technologii paliwowych (paliwa drugiej generacji, paliwa

wodorowe). Skutkiem będzie w nadchodzących latach szybko rosnąca konkurencja elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu o te same paliwa.

Inaczej natomiast ma się sprawa z projektem dyrektywy, związanej z Pakietem 3x20, ze stycznia 2008. Chodzi o to, że w projekcie dyrektywy zapisane zostało dobre rozwiązanie w postaci unijnego rynku certyfikatów zielonych. Kraje członkowskie nie godzą się jednak na likwidację narodowych systemów wsparcia energetyki odnawialnej. W lipcu 2008 jest już prawie przesądzone, że systemy te, chociaż nie mają one na ogół rynkowego charakteru, pozostaną co najmniej do 2015 roku.

W takiej sytuacji Polska skupia się na rozszerzeniu podstaw prawnych (w ramach nowelizacji ustawy Prawo energetyczne) pod rozbudowę istniejącego systemu certyfikatów. Do istniejących certyfikatów (zielonych, czerwonych, żółtych) planuje się dołożenie certyfikatów białych (efektywności energetycznej), a także certyfikatów biogazowych. Taki kierunek powoduje jednak, że zamiast jednolitego rynku na rzecz realizacji celów Pakietu 3x20 będziemy mieć system administracyjny zbliżony do taryfowego (np. taki jak niemiecki system *feed-in tariffs*). Niebezpieczeństwo jest tym większe, że na drugim biegunie jest w Polsce system alokacji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, o którym w żadnym wypadku nie dobrego się nie da powiedzieć [1] (system jeszcze bardziej administracyjny niż system certyfikatów, skrajnie przetargowy).

W rozrośniętym administracyjnym systemie, w którym równolegle działają certyfikacja pochodzenia energii elektrycznej i alokacja uprawnień do emisji (i skupiają się wady obu tych rozwiązań), będzie narastać szybko nieracjonalność, której już obecnie jest zdecydowanie za dużo (współspalanie, kalibracja opłat zastępczych, KPRU 2). Będą się także tworzyły nowe grupy interesów [2], będzie rosła ilość niepotrzebnej pracy i będzie się zwiększać pole do konfliktów [3], nie będzie dobrych przesłanek dla rozwijania nowych technologii [4, 5].

## 1. Punkt wyjścia. Rynek energii pierwotnej i końcowej w latach 2008 i 2020

W tabeli 1 przedstawiono oszacowanie rynku energii pierwotnej, emisji CO<sub>2</sub> pochodzącej ze spalania paliw pierwotnych oraz rynku energii końcowej w 2008 roku (uwzględniające potencjał rolnictwa energetycznego). Jest to oszacowanie stanowiące podstawę do dalszych rozważań.

Oszacowanie rynku paliw pierwotnych i energii końcowej w 2020 roku za pomocą tradycyjnych metod prognostycznych jest obecnie praktycznie niemożliwe. Nie jest to jednak zasadniczy problem, bowiem obecnie nie chodzi o precyzyjne prognozy, a o stwierdzenie, czy rynek (bez interwencjonizmu państwowego) będzie w stanie odpowiadać na popyt. To zależy oczywiście od dynamiki wzrostu popytu. Można z bardzo dużym prawdopodobieństwem przyjąć, że zdolność rynku do odpowiedzi na wzrost zapotrzebowania do

TABELA 1. Polski rynek paliw pierwotnych, emisji CO<sub>2</sub> oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym (z uwzględnieniem potencjału rolnictwa energetycznego)

TABLE 1. Polish primary fuels, CO<sub>2</sub> emissions markets and final energy market (sale to final consumers i.e. without self use of plants and grid losses) in natural units (including potential of energy agriculture)

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO <sub>2</sub> <sup>3</sup> [mln ton/rok]	Rynek paliw pierwotnych [TW·h/rok]	Rynek energii końcowej <sup>5</sup> [TW·h/rok]
Węgiel kamienny <sup>1</sup>	80 mln ton	160	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	60	170	40
Gaz ziemny <sup>2</sup>	10 mld m <sup>3</sup>	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	70	220	50
Energia odnawialna <sup>4</sup>	–	–	–	6/30
Razem	–	310	1 250	480

Źródło: Popczyk 2008

<sup>1</sup> Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln Mg/a, 20 mln Mg/a stanowi eksport.

<sup>2</sup> Gaz ziemny – całkowite zużycie wynosi 15 mld m<sup>3</sup>/a, 5 mld m<sup>3</sup>/a wykorzystuje się w przemyśle chemicznym (przede wszystkim przy produkcji nawozów sztucznych). Całe wydobycie krajowe 4,5 mld m<sup>3</sup> jest wykorzystywane do celów energetycznych.

<sup>3</sup> Emisja CO<sub>2</sub> została oszacowana na podstawie danych z rynku paliw. Jest to obecnie, kiedy nie ma jeszcze węglowych (i węglowodorowych) technologii bezemisyjnych, najprostszy i najbardziej wiarygodny sposób szacowania łącznej (z energetyki wielkoskalowej i rozproszonej) emisji CO<sub>2</sub>.

<sup>4</sup> Energia odnawialna (wykorzystanie/potencjał) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współpalaniu, hydroenergetyka przepływowa i energetyka wiatrowa. Czyli na rynku końcowym reprezentowana jest obecnie tylko w postaci energii elektrycznej. Takie podejście do energetyki odnawialnej jest już, w świetle Pakietu energetycznego 3×20, całkowicie nieuprawnione.

<sup>5</sup> Rynek energii końcowej został oszacowany z uwzględnieniem sprawności energetycznej charakterystycznej dla stosowanych obecnie technologii. W przypadku energii elektrycznej są to praktycznie tylko technologie systemowe wielkoskalowe, o niskiej sprawności wykorzystania energii pierwotnej w elektrowniach i dużych stratach w sieciach.

2020 roku będzie w pełni wystarczająca (oczywiście pod warunkiem, że państwo nie będzie psuło rynku za pomocą konsolidacji, zaniżania cen podporządkowanego politycznym kampaniom wyborczym i podobnych działań). Wynika to z oszacowań wielkości polskich rynków końcowych energii w okresie 2008–2020 roku. Są one następujące:

1. Energia elektryczna. Zakłada się 2-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 26%. Wielkość rynku końcowego (zużycie przez odbiorców) na koniec okresu wyniesie około 150 TW·h, a z potrzebami własnymi i stratami sieciowymi 190 TW·h.
2. Ciepło. Zakłada się stabilizację rynku, czyli wielkość rynku końcowego na koniec okresu będzie taka jak w 2008 roku i wyniesie 240 TW·h.

3. Transport. Zakłada się 3-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 43%. Wielkość rynku końcowego (zużycie) na koniec okresu wyniesie około 210 TW·h.

Jeśli wiadomo, że istotą zmian (fundamentalnych i politycznych/regulacyjnych), które należy uwzględnić (projektując przyszłościowy rozwój wydarzeń w Polsce), jest redukcja emisji CO<sub>2</sub> i lepsze wykorzystanie energii pierwotnej, to przydatność tabela 1 polega na łatwym zidentyfikowaniu za jej pomocą uwarunkowań do odpowiednich działań (paliwa węglowe są odpowiedzialne za ponad 70% emisji CO<sub>2</sub>, a efektywność ich przetworzenia na energię końcową, elektryczną i ciepło, kształtuje się zaledwie na poziomie około 44%).

### 1.1. Paliwa II generacji

Współcześnie znaczenie paliw I, II i III generacji należy rozpatrywać głównie w kontekście rolnictwa energetycznego i lasów energetycznych oraz w kontekście utylizacji odpadów w gospodarce komunalnej, rolnictwie żywnościowym i przetwórstwie rolno-spożywczym. Postęp w dziedzinie pozyskiwania takich paliw będzie miał fundamentalne znaczenie z punktu widzenia zarządzania bezpieczeństwem energetycznym w perspektywie do 2020 roku, a z dużym prawdopodobieństwem nawet do 2030 roku.

Jednoznaczne zakwalifikowanie do poszczególnych generacji paliw pozyskiwanych z rolnictwa energetycznego i z lasów energetycznych oraz z utylizacji odpadów w rolnictwie żywnościowym i w przetwórstwie rolno-spożywczym, a także z utylizacji odpadów biodegradowalnych w gospodarce komunalnej (dalej określanych łącznie biopaliwami) nie jest jednak jeszcze możliwe. Najwięcej kłopotów sprawia przy tym definicja paliw II generacji. Rolnicy na ogół definiują je jako te, których produkcja nie jest konkurencyjna względem produkcji żywności. Energetycy natomiast jako te, które mają wysoki (na przykład 1,6) stosunek energii na wyjściu z procesu do energii włożonej w procesie pozyskiwania paliwa.

W świetle obydwóch wymienionych kryteriów biopaliwa płynne (etanol i estry) produkowane obecnie z ziarna zbóż (takich jak kukurydza, pszenica i inne) oraz z rzepaku są jednoznacznie paliwami pierwszej generacji, bo ich produkcja dokonuje się w bezpośredniej konkurencji do produkcji żywności, a stosunek energii zawartej w tych paliwach do energii włożonej w procesie ich pozyskiwania wynosi około 1. Powstaje natomiast trudność w odpowiedzi na pytanie, do której generacji zaliczyć biogaz? Na przykład w klasyfikacji europejskiej jest on zaliczany zarówno do paliw pierwszej jak i drugiej generacji. W pierwszym segmencie są: gaz wysypiskowy, z oczyszczalni ścieków, z biogazowni utylizujących odpady rolnicze i z przetwórstwa rolno-spożywczego. W drugim segmencie będą natomiast jednoznacznie (po skomercjalizowaniu technologii, obecnie ciągle jeszcze tylko demonstracyjnych) paliwa gazowe (także płynne) ze zgazowania (upłynniania) celulozy w postaci słomy, drewna, wyłoków z trzciny cukrowej itp.

Jeśli chodzi o biogaz produkowany z całych roślin energetycznych zielonych (takich jak kukurydza, buraki pastewne/półcukrowe i inne) w procesie zgazowania biologicznego (fermentacyjnego), i ewentualnie oczyszczony do postaci gazu ziemnego wysokometanowego, to proponuje się (Popczyk), aby kwalifikować go do paliw drugiej generacji.

Dlatego, że stosunek energii zawartej w tym paliwie do energii włożonej w procesie jego pozyskiwania jest duży, wynosi na ogół ponad 1,6. Także dlatego, że konkurencja między produkcją tego paliwa i żywności ma charakteru pośredni (dotyczy zasobów ziemi), a nie bezpośredni (na rynku zbożowym).

Wodór produkowany (w przyszłości) bezpośrednio z biomasy, bez przechodzenia przez fazę gazową, będzie jednoznacznie paliwem III generacji.

W tabeli 2 przedstawia się przez pryzmat paliw II generacji wyniki szacunków obecnego potencjału polskiego rolnictwa energetycznego oraz potencjału po zmianie fundamen-

TABELA 2. Oszacowanie potencjału (na 2020 rok) rolnictwa energetycznego Polski w aspekcie całego rynku paliw i energii

TABLE 2. Evaluation of the energy agriculture potential (2020 year) in Poland in the aspect of entire market of fuels and energy

Wielkość	2008	2020
Ludność [mln]	38	36,5
Powierzchnia [tys. km <sup>2</sup> ]	314	
Użytki rolne [mln ha]	18,6	17,9
Roczne zapotrzebowanie na żywność (na zboże) [mln ton]	26	26
Wydajność zbóż [ton/ha]	3,5	7,0 <sup>1</sup>
Użytki rolne niezbędne do pokrycia potrzeb żywnościowych [mln ha]	7,4	3,7
Dostępne zasoby rolnictwa energetycznego [mln ha]	11,2	14,2
Wykorzystane zasoby gruntów rolnych do produkcji biopaliw (paliw I generacji) [mln ha]	0,2 <sup>2</sup>	
Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw II generacji), pp <sup>3</sup> [MW/ha]	50 <sup>4</sup>	> 80 <sup>4</sup>
Zredukowana wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw II generacji), pp [MW/ha]	40	> 60
Potencjał rolnictwa energetycznego, pp [TW·h/rok]	450	> 850
Osiągalna energia końcowa możliwa do pozyskania z rolnictwa energetycznego [TW·h/rok]	360	> 720
Zapotrzebowanie na energię końcową	480	640
Zapotrzebowanie energii końcowej z rolnictwa energetycznego do pokrycia polskiego celu z Pakietu 3x20 [TW·h]	-	65

Źródło: Popczyk 2008

<sup>1</sup> Przyjęto, że przeciętna wydajność zbóż w Polsce w 2020 roku będzie równa obecnej przeciętnej wydajności zbóż w takich krajach jak Francja, Holandia, Irlandia, Niemcy.

<sup>2</sup> Do oszacowania wykorzystanych zasobów gruntów przyjęto rzepak będący przedmiotem eksportu oraz zakontraktowany w kraju na cele energetyczne.

<sup>3</sup> pp – paliwo pierwotne.

<sup>4</sup> Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych została przyjęta bardzo zachowawczo. Jest to mianowicie wydajność kukurydzy uprawianej w Polsce (bez stosowania modyfikacji genetycznej). Już obecnie (2008 rok) wydajność ta w przypadku buraków półcukrowych (uprawianych również bez stosowania modyfikacji genetycznej) wynosi nie 50, a 80 MW·h/ha. W przypadku kukurydzy GMO jest to nawet 150 MW·h/ha.

talnych uwarunkowań w 2020 roku, którymi są: liczba ludności, powierzchnia użytków rolnych i przede wszystkim – postęp w zakresie wydajności energetycznej gruntów rolnych. Wyniki mają charakter szokowy i powinny się stać pilnie przedmiotem licznych specjalistycznych analiz weryfikujących, a także publicznej debaty o masowym zasięgu. Znaczenie tych wyników polega na tym, że ukazują one w horyzoncie 2020 realną perspektywę zrównoważonego rozwoju dla Polski (całe zapotrzebowanie na energię może być pokryte przez krajowe zasoby odnawialne). I pod tym kątem trzeba przygotować różne koncepcje racjonalizacji obecnego narodowego (polskiego) systemu wsparcia OZE, z wyjściem na znacznie bardziej odważne systemy, nadające się do zastosowania w całej UE (takie jak na przykład system inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa) po to, aby je próbować wdrożyć w czasie polskiej prezydentury.

Dlatego dalsza część referatu poświęcona jest w szczególności analizom dotyczącym trzech koncepcji, w tym krytycznej analizie istniejącego systemu, któremu się nadaje walor pierwszej koncepcji, i dwóch (drugiej i trzeciej) koncepcji autorskich (Popczyk).

## 2. Pierwsza koncepcja widziana przez pryzmat wybranych rozwiązań

### 2.1. Wykorzystanie biomasy w charakterystycznych technologiach energetycznych

W najbliższych latach najważniejsze jest to, czy biomasa będzie źródłem niezwykle atrakcyjnego biznesu (pod względem zysków wynikających ze szkodliwej regulacji prawnej) tylko dla wielkiej elektroenergetyki, nawet w przypadkach bezsensownych z punktu widzenia energetycznego (współspalanie w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi), czy też zostanie efektywnie wykorzystana w energetyce rozproszonej, w źródłach dedykowanych, przede wszystkim na rynku ciepła. Odpowiedź na to pytanie powinna uwzględniać szerszą, oprócz elektrowni kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, listę technologii.

W tabeli 3 przedstawiono oszacowanie wykorzystania biomasy charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych, od najniekorzystniejszej, obecnie dominującej, technologii w postaci współspalania w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, poprzez duże elektrociepłownie węglowe z kotłami fluidalnymi aż do najkorzystniejszych technologii w postaci kogeneracji gazowej (biogazowej/biometanowej) małej skali (o mocy jednostkowej poniżej 1 MW<sub>el</sub>) i małego kotła (o mocy kilkunastu kW<sub>e</sub>) do ogrzewania małych indywidualnych domów. Oszacowanie to wymaga dalszej pogłębionej analizy, ale już obecnie wskazuje na wielki, nieświadomiony dotychczas, problem nieefektywności wykorzystania biomasy z punktu widzenia dwóch celów Pakietu energetycznego 3x20 (zwiększenia efektywności wykorzystania paliw oraz obniżenia emisji CO<sub>2</sub>).

Tabela 3. Oszacowanie (autorskie) wykorzystania biomasy, charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych

Table 3. Authors evaluation of biomass utilization for different energy technologies

Technologia					
Elektrownia kondensacyjna		Elektrociepłownia węglowa		Elektrociepłownia biogazowa	Kocioł na biomasę stałą
kocioł pyłowy	kocioł fluidalny	kocioł pyłowy	kocioł fluidalny		
3%	25%	48%	70%	85%	85%

Źródło: Popczyk 2008

Uwaga 1. Oszacowania dla źródeł z kotłem pyłowym (elektrownia kondensacyjna i wielka elektrociepłownia węglowa) są zrobione przy założeniu, że udział biomasy w paliwie wynosi 5% oraz, że współspalanie obniża w tych źródłach sprawność o 1 punkt procentowy. Założono też, że energia pierwotna potrzebna na pokrycie strat związanych z ubytkiem sprawności pochodzi w całości z biomasy. Oczywiście, w części bloków kondensacyjnych spadek sprawności można ograniczyć, wykorzystując do tego celu duże ilości ciepła odpadowego do suszenia biomasy (potrzebne jest jednak dostosowanie bloków pyłowych do spalania biomasy).

Uwaga 2. W przypadku bloków z kotłem fluidalnym (bloki w Elektrowni Turów, blok w Elektrociepłowni Żerań, blok budowany w Elektrowni Łagisza) założono, że współspalanie nie obniża sprawności kotła.

Uwaga 3. Założono, że bloki elektrowni, w których jest realizowane współspalanie, przyłączone są do sieci przesyłowej, bloki wielkich elektrociepłowni węglowych do sieci 110 kV, a elektrociepłownia biogazowa zasila bezpośrednio odbiorcę końcowego.

Uwaga 4. Kocioł na biomasę stałą (o mocy kilkunastu kW<sub>c</sub>) do ogrzewania małych indywidualnych domów.

## 2.2. Internalizacja kosztów zewnętrznych

Postęp w zakresie internalizacji kosztów zewnętrznych, zwłaszcza zwiększająca się płynność rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, daje coraz lepsze podstawy wyceny (kalibracji) certyfikatów zielonych, czerwonych, żółtych, z wykorzystaniem zasady kosztów unikniętych. W świetle dwóch głównych celów Komisji Europejskiej, którymi są obniżka zużycia paliw pierwotnych i obniżka emisji CO<sub>2</sub>, zasada kosztów unikniętych jednoznacznie wskazuje na potrzebę wynagradzania inwestorów za uzyskiwane efekty w zakresie realizacji tych celów. W przypadku źródeł kogeneracyjnych zintegrowanych z biogazowniami powinno to być, odpowiednio do istniejącego systemu certyfikacyjnego, wynagrodzenie w postaci praw majątkowych do certyfikatów zielonych i żółtych. Jednocześnie istnieje komunikat URE z 31 maja 2007 roku, odnoszący się do tego przypadku, zabraniający inwestorom łącznego korzystania z dwóch certyfikatów, zielonego i żółtego.

W tabeli 4 przedstawiono wyniki uzyskane na podstawie propozycji metodycznej kalibracji certyfikatów (obecnie zielonych, czerwonych, żółtych) dla różnych technologii energetycznych ukierunkowanej bezpośrednio na sytuację energetyczną Polski na początku 2008 roku (w szczególności po przeprowadzeniu konsolidacji w elektroenergetyce, centralizacji zarządzania w Kompanii Węglowej i umocnieniu dominującej pozycji PGNiG w gazownictwie), charakteryzującą się deficytem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych w elektroenergetyce i wydobywczych w górnictwie. Przy takim ukierunkowaniu ważny jest podział nie tylko na źródła kogeneracyjne biogazowe



TABELA 4. Wartość [zł/MW·h] certyfikatów dla wybranych technologii wynikająca z kosztów unikniętych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, obliczona dla obecnej sytuacji w Polsce (charakteryzującej się deficytem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych) (Popczyk)

TABLE 4. Value [zł/MW·h] of certificates for chosen technologies evaluated basing on avoided costs of allowances for CO<sub>2</sub> emission in current situation in Poland (the situation characterizes the deficit of allowances, fuels and needs for investments)

Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN				Elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV
wypierające produkcję ciepła w wielkich kotłowniach, posiadających uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>		zastępujące małe kotłownie, nie uczestniczące w KPRU 2		
biometanowe	gazowe	biometanowe	gazowe	
255	165	165	83	160

Źródło: Popczyk 2008

i źródła kogeneracyjne gazowe oraz elektrownie wiatrowe. Mianowicie, źródła kogeneracyjne (biogazowe i gazowe) należy podzielić dodatkowo na te, które wypierają produkcję ciepła w wielkich kotłowniach (posiadających przydział uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), czyli w systemach z dała czynnych, oraz źródła zastępujące małe kotłownie, które nie uczestniczą w systemie KPRU 2. (Podkreśla się w tym miejscu, że w wypadku energii elektrycznej produkcja w małych źródłach przyłączonych do systemu, czyli z wyjątkiem źródeł autonomicznych, zawsze wypiera produkcję w wielkich źródłach).

Wyniki przedstawione w tabeli wskazują na potrzebę zupełnie nowej koordynacji opłat zastępczych dla obecnej sytuacji, związanej z deficytem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i faktem, że małe źródła nie są objęte systemem KPRU 2. Dodatkowo w obecnej sytuacji ważne są w ekonomice energetyki rozproszonej nowe usługi, które na rzecz tej energetyki trzeba realizować (od strony systemu), bądź za jej pomocą można realizować (na rzecz systemu). Z tego punktu widzenia podkreśla się, że energetyka wiatrowa będzie wymagała coraz pełniejszego opłacenia kosztów usług regulacyjnych i kosztów rezerwowania. Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN, zlokalizowane poza systemami ciepłowniczymi z dała czynnymi, nie uczestniczące w KPRU 2, będą mogły być natomiast wykorzystane do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, czyli mogą być zasobem usług w postaci substytucji inwestycji sieciowych na obszarach wiejskich.

Z punktu widzenia sygnałów rynkowych (konkurencyjności poszczególnych technologii) podstawowe znaczenie ma fakt, że jeśli wytwórcom brakuje uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, to jest to już etap, na którym cena krańcowa energii elektrycznej obejmuje pełną internalizację kosztu zewnętrznego środowiska w postaci opłaty za te uprawnienia. Przy tej okazji trzeba koniecznie zmienić jedną rzecz: przestać mówić, że energetyka odnawialna jest dotowana. Wprowadzie certyfikaty „zielone”, „czerwone” i „żółte”, kosztują, ale energetyka węglowa jest też droga, właśnie z uwagi na koszt koniecznego zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, tabela 5. Gdy nie ma wystarczających darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (przyznawanych krajom członkowskim przez Komisję Europejską, i alokowanych w Polsce przez

TABELA 5. Wartość rynków certyfikatów (opłaconych kosztów zewnętrznych środowiska). Wyniki w zakresie kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> uwzględniają sytuację, w której polskie przedsiębiorstwa nie mają możliwości „pożyczenia” darmowych uprawnień z limitów lat następujących (2009, 2010)

TABLE 5. The market value of certificates (paid external costs of environment). The results take into account the situation that Polish enterprises do not have the possibility to “borrow” free allowances from the limits of the following years (2009, 2010)

Certyfikat/koszt uprawnień	Wartość jednostkowa [zł/MW·h]	Rynek [TW·h]	Wartość rynku [mln zł/rok]
Zielony (bez współspalania)	240	3	720
Czerwony	18	17	306
Żółty	130	3	390
Koszt uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	120	30	3600

Źródło: Popczyk 2008

Ministerstwo Środowiska na poszczególne przedsiębiorstwa), to elektrownie węglowe ograniczają produkcję. Uruchomią produkcję, gdy odbiorcy zapłacą za uprawnienia, które muszą być kupione na unijnym rynku. Jedna MW·h energii elektrycznej wyprodukowanej z węgla (w elektrowniach krańcowych) powoduje emisję powyżej 1 tony CO<sub>2</sub>. Gdyby nie było możliwości „pożyczenia” darmowych uprawnień z limitów lat następujących (2009, 2010), to już w końcu 2008 roku, kiedy wyczerpie się darmowy limit przyznany Polsce na 2008 rok, odbiorcy musieliby dopłacać do każdej MW·h wyprodukowanej w krańcowych elektrowniach węglowych około 120 zł.

### 3. Zagrożenia dla polskiej energetyki

Największym zagrożeniem, jakie obecnie występuje w odniesieniu do polskiej energetyki, jest systemowy konflikt między nadbudową (polityką energetyczną, czyli polityczno-korporacyjnym sojuszem biznesowym) oraz bazą (społeczeństwem wiedzy). Konflikt taki nie rodzi się oczywiście w ciągu miesięcy, i nie jest właściwością tylko Polski. Jednak dla Polski ten konflikt oznacza znacznie większe zagrożenie niż dla innych krajów. Oznacza też znacznie większą utratę szans, które niesie z sobą każdy wielki kryzys.

Systemowy konflikt między nadbudową i bazą oznacza, że trzeba przerwać podejście, które polega na dostosowywaniu się społeczeństwa do sposobów funkcjonowania energetyki. Trzeba natomiast pobudzić dostosowanie się energetyki do standardów działania i infrastruktury społeczeństwa wiedzy (oraz przygotować ją do funkcjonowania w przyszłym społeczeństwie wodorowym – czwarta, piąta dekada obecnego stulecia).

Konsolidacja dokonana w Polsce przez poprzedni rząd, i utrwalana przez obecny, jest niestety naśladownictwem schyłkowych schematów ze społeczeństwa przemysłowego i ruchem pod prąd. W szczególności oznacza ona izolacjonizm elektroenergetyki: korporacyjny, historyczny, technologiczny. Izolacjonizm korporacyjny uniemożliwia potrzebną w społeczeństwie wiedzy konwergencję (w obszarze wszystkich sektorów paliw i energii). Izolacjonizm historyczny oznacza brak zdolności do krytycznego wykorzystania czterech traumatycznych doświadczeń elektroenergetyki amerykańskiej z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych<sup>3</sup>, które były katalizatorem reform rynkowych w latach osiemdziesiątych (wykreowanie nowych form finansowania inwestycji w sektorze niezależnych wytwórców – USA<sup>4</sup>, Ameryka Południowa) i dziewięćdziesiątych (reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjne, wykreowanie konkurencji opartej na wykorzystaniu zasady TPA – USA, Europa). Izolacjonizm technologiczny jest najbardziej groźny – oznacza brak zdolności do otwarcia się na uniwersalizację technologiczną. Tej, do której punktem startu jest światowy rozwój technologiczny, zapoczątkowany na wielką skalę w latach dziewięćdziesiątych (Internet, przyspieszenie rozwoju biotechnologii, technologii mikroprocesorowych, gazowych technologii wytwórczych *combi* i kogeneracyjnych, komercjalizacja samochodu hybrydowego, uzyskanie dojrzałości konstrukcyjnej samochodu wodorowego, a także przyspieszenie prac nad samolotem wodorowym).

Analogie w obecnej sytuacji energetycznej na świecie do wydarzeń, które wstrząsnęły elektroenergetyką amerykańską w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych, są już niezwykle czytelne. W poszczególnych obszarach można wskazać na następujące fakty:

1. Paliwa płynne: ceny giełdowe (Nowy Jork) ropy naftowej dochodzące w lipcu do 150 USD/baryłkę i brak zdolności wydobywczych (inaczej niż w czasie pierwszego kryzysu naftowego w latach 1973–1974, kiedy zdolności istniały, a zatem zagrożenie długoterminowe było mniejsze).
2. Gazownictwo: zapowiadane w lipcu (przez Rosję) ceny gazu ziemnego w kontraktach bilateralnych na poziomie 500 USD/1000 m<sup>3</sup>, i również brak zdolności wydobywczych na świecie (dodatkowo dotkliwy brak zdolności przeładunkowych terminali skraplających/eksportowych w segmencie LNG).
3. Górnictwo: ceny giełdowe (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) węgla kamiennego dochodzące w lipcu do 220 USD/tonę (w tym przypadku ważny jest, z polskiego punktu widzenia, brak zdolności wydobywczych w Polsce, ale z drugiej strony niewiadoma odnośnie zapotrzebowania chińskiego, które może w kolejnych latach istotnie się zmniejszyć).
4. Środowisko naturalne: zapowiadane przez Komisję Europejską całkowite wyeliminowanie po 2012 roku darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i prognozowane ceny na unijnym rynku tych uprawnień wynoszące minimum 40 euro/tonę (przy komplikacjach związanych z odmienną od unijnej polityką USA w zakresie zarządzania zmianami

<sup>3</sup> Północno-wschodni blackout – 1965 (wdrożenie zasady poprawy niezawodności strukturalnej sieci przesyłowych za pomocą redundancji), pierwszy kryzys naftowy – 1973/74, krach giełdowy Consolidated Edison – 1974, awaria Three Mile Island – 1979.

<sup>4</sup> Skuteczne przeprowadzenie procedury legislacyjnej związanej z ustawą PURPA, trwającej ponad 4 lata – 1978–1982, otworzyło drogę do rozwoju amerykańskiego segmentu niezależnych wytwórców (IPP), ukierunkowanego na kogenerację (na ochronę środowiska i na zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych).

klimatycznymi i brakiem w ogóle zgody Chin i Indii na internalizację kosztów zewnętrznych środowiska).

5. Rolnictwo: przeciwstawianie rolnictwa energetycznego rolnictwu żywnościowemu i całkowicie zmanipulowana medializacja wzrostu cen żywności w kontekście produkcji biopaliw (płynnych), blokowanie likwidacji Wspólnej Polityki Rolnej UE, blokowanie technologii GMO, w tym w potencjalnym segmencie rolnictwa energetycznego.

Wszystkie wymienione zagrożenia globalne przenoszą się bardzo dotkliwie na Polskę, bo są wzmacniane w poszczególnych sektorach przez takie uwarunkowania jak:

1. Górnictwo: dotkliwy brak inwestycji (i odczuwalny już bardzo silnie brak węgla).
2. Gazownictwo: Komunikat Ministra Skarbu Państwa o możliwości dokapitalizowania PGNiG-u, przejęcie przez Gaz System przedsięwzięcia w postaci gazoportu w Świnoujściu (wprojektowaniu) od PGNiG-u (łącznie jest to zapowiedź dalszego, po konsolidacji elektroenergetyki, odchodzenia od rynku paliw i energii na rzecz polityczno-korporacyjnego biznesu).
3. Elektroenergetyka: brak uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, brak stabilnego środowiska regulacyjnego ukierunkowanego na inwestycje.
4. Ciepłownictwo: brak uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, trudne do wyobrażenia skutki (po 2016 roku) nowej dyrektywy IPCC (problem emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>).
5. Energetyka odnawialna: brak otwarcia operatorów na energetykę wiatrową (mający uzasadnienie w braku internalizacji, w rachunku inwestorów, jej kosztów zewnętrznych w postaci kosztów rezerwowania i regulacji), brak zdecydowanego otwarcia państwa na rolnictwo energetyczne.

Przedstawiony szeroki kontekst historyczno-cywilizacyjny i polskie szczegółowe uwarunkowania nie pozostawiają wątpliwości: przez najbliższą dekadę polska energetyka będzie się przeprowadzać ze społeczeństwa przemysłowego do społeczeństwa wiedzy. Wielkie napięcia są na tej drodze nieuniknione. Chodzi jednak o to, aby zminimalizować straty związane z transformacją, a wykorzystanie szans zmaksymalizować („aksamitna rewolucja” byłaby tu dobrym rozwiązaniem).

### 3.1. Sposoby przeprowadzenia polskiej elektroenergetyki przez okres przejściowy 2008–2020 i zapewnienia jej efektywności ekonomiczno-ekologicznej oraz adekwatności z trendami światowymi

Mechanizmy rynkowe można w energetyce psuć, ale trwale nie da się ich już zablokować. Jeśli się uzna tę prawdę, to w zakresie wytwarzania odpowiedzi na postawione pytanie można szukać w tabeli 6. Mianowicie, pewne technologie (atomowe, węglowe CCT) w nadchodzącej dekadzie są nieosiągalne. Tradycyjne technologie węglowe są do wykorzystania, ale z efektami po 2015 roku. Niestety, po wprowadzeniu pełnej opłaty za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> i uwzględnieniu rzeczywistych opłat sieciowych, są to technologie bardzo drogie, bez potencjału konkurencyjności w długich horyzontach czasowych. Pozostają technologie gazowe (na gaz ziemny) i odnawialne (wiatrowe i biogazowe) oraz, przede wszystkim, elektro-efektywne technologie po stronie popytowej (o dużym potencjale, jeśli

TABELA 6. Podatność technologii wytwórczych (łącznie z inwestycjami sieciowymi) i elektro-efektywnych technologii po stronie popytowej na sygnały rynkowe

TABLE 6. Susceptibility of production technologies (including investments in grid) and effective power technologies on the demand side to market signals

Technologia	Minimalne nakłady inwestycyjne [mln zł]	Czas odpowiedzi na sygnały rynkowe [lat]
Węglowa (tradycyjna)	2 000	8
Atomowa	10 000	15
Węglowa CCT (CCS, IGCC...)	3 000	20
Wiatrowa	10...1 500	2...5
Gazowa na gaz ziemny	1	1
Biogazowa	10	2
Elektro-efektywne technologie po stronie popytowej	praktycznie każde środki są użyteczne	od zera <sup>1</sup> do kilkunastu lat <sup>2</sup>

Źródło: Popczyk 2008

<sup>1</sup> Indywidualna wymiana elektro-chłonnych urządzeń odbiorczych na elektro-efektywne, istniejące na rynku.

<sup>2</sup> Przebudowa gospodarki z elektro-chłonnej na elektro-efektywną.

uwzględni się bardzo wysoką elektrochłonność polskiego PKB, 125 MW·h/mln zł). Takie uwarunkowania technologiczne powodują, że nadchodząca dekada będzie w Polsce dekadą niezależnych wytwórców i operatorów (ci ostatni muszą zapewnić intensyfikację wykorzystania istniejących sieci poprzez działania innowacyjne osadzone w nowych koncepcjach obciążalności dynamicznej linii napowietrznych, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi i technologiami teleinformatycznymi).

Pakiet energetyczno-klimatyczny 3x20 jest szansą, jaką Polsce daje Komisja Europejska. Za pomocą tego Pakietu Polska może przyspieszyć swój rozwój cywilizacyjny. Ale trzeba tę szansę umiejętnie wykorzystać. Na razie jednak prym wiodą ci, którzy Pakiet widzą jako nieszczęście. Z korporacyjno-politycznej perspektywy Pakiet ten oznacza przede wszystkim wzrost cen energii elektrycznej spowodowany opłatami za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, które po 2012 roku muszą wynosić tylko w elektroenergetyce znacznie ponad 20 mld zł rocznie, aby możliwe było opłacenie kosztów zewnętrznych środowiska, czyli kosztów, których biznes korporacyjno-polityczny dotychczas nie ponosił. Z perspektywy społeczeństwa wiedzy sprawa wygląda zupełnie inaczej. Jeśli energia elektryczna ma drożeć (dodatkowe 20 mld zł musi być wydane przez społeczeństwo/odbiorców), to powinien być z tego pożytek: pieniądze powinny pozostać w kraju, w możliwie największej części, i powinny być wykorzystane na modernizację gospodarki. Z tabeli 7 wynika jasno, że warunek ten spełniają technologie biogazowe. W przypadku tych technologii, czyli w przypadku rolnictwa energetycznego, pieniądze zostaną w Polsce, a ponadto staną się impulsem modernizacyjnym dla polskiej wsi i impulsem restrukturyzacyjnym dla polskiego rolnictwa (zostaną wykorzystane do przygotowania polskiego rolnictwa do skutków wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej po 2013 roku i do absorpcji paliw gazowych i płynnych uzyskiwanych z węgla po 2020 roku).

TABELA 7. Udział opłat uiszczanych za energię elektryczną przez odbiorców końcowych (uwzględniających pokrycie kosztów kapitałowych, kosztów za paliwo i innych kosztów eksploatacyjnych oraz łącznych kosztów sieciowych), które trafiają do dostawców zagranicznych

TABLE 7. The rate of charges for electricity paid by final consumers (including coverage of capital costs, costs of fuel, other operating costs and total grid costs) that go to foreign supplier

Technologia	Udział [%]
Atomowa	80
Węglowa CCT (CCS, IGCC...)	20
Wiatrowa	60
Gazowa na gaz ziemny	50
Biogazowa	10

Źródło: Popczyk 2008

Trzeba jednak w tym miejscu podkreślić, że szansa na wykorzystanie wielkiego potencjału polskiego rolnictwa energetycznego może zostać zaprzepaszczona. W ostatnim czasie media donoszą o sukcesie polegającym na stworzeniu polsko-niemieckiego sojuszu na rzecz zablokowania jednego z podstawowych rozwiązań zapisanych w projekcie dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej (ogłoszonym w styczniu 2008 roku).

Tym rozwiązaniem jest jednolity unijny rynek zielonych certyfikatów. Najprostsza analiza, ale trzeba ją wykonać, wskazuje, że rozwiązanie zaproponowane w projekcie dyrektywy jest w interesie Polski. Nie jest natomiast w interesie Polski sojusz polsko-niemiecki na rzecz zablokowania tego rozwiązania.

Dane przedstawione w tabelach 2 i 8 wskazują dobitnie (choć nie bezpośrednio), że polski potencjał rolnictwa energetycznego, oszacowany zachowawczo, jest porównywalny z całym rynkiem energii końcowej dla Polski, a nie tylko z celem według projektu dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej. Niemiecki potencjał jest natomiast mniejszy od niemieckiego celu. Zatem cena krańcowa certyfikatów zielonych na rynku unijnym, w dużym stopniu zależna od nierównowagi bilansowej charakterystycznej dla Niemiec, będzie wysoka. W takiej sytuacji polskie nadwyżki certyfikatów zielonych będzie można sprzedać bardzo korzystnie na unijnym rynku. Wykorzystanie tej szansy, a nie sojusz polsko-niemiecki na rzecz jej zablokowania, jest polską racją stanu.

#### 4. Zielona energia elektryczna, zielone ciepło, zielona benzyna, zielony gaz. Druga koncepcja

Obecnie zielona energia elektryczna, energia produkowana w skojarzeniu i zielona benzyna (biopaliwa: etanol, estry) są przedmiotem zupełnie różnych systemów wspo-

TABELA 8. Porównanie potencjału (na 2020 rok) rolnictwa energetycznego Polski i Niemiec w aspekcie jednolitego (unijnego) rynku zielonych certyfikatów

TABLE 8. Comparison of the potential (2020 y.) Polish and German energy agriculture in the aspect of unified market of green certificates

Wielkość	Polska	Niemcy
Ludność [mln]	36,5	80
Powierzchnia [tys. km <sup>2</sup> ]	314	357
Grunty rolne [mln ha]	17,9	16,9
Grunty rolne niezbędne do pokrycia potrzeb żywnościowych [mln ha]	3,7	7,1 <sup>1</sup>
Potencjał rolnictwa energetycznego 2008, pp [TW·h]	450	390
Potrzeby energetyczne 2008, pp [TW·h]	1100	3845
Udział OZE w końcowym rynku energii w 2005 roku [%]	7,2	5,8
Cel unijny (2020) [%]	15	18
Energochłonność, pp PKB [MW·h/1000 euro]	4,8	2,1

Źródło: Popczyk 2008

<sup>1</sup> Przy założeniu wzrostu dla Niemiec (do 2020 roku) przeciętnej osiągalnej wydajności zbóż wynoszącej obecnie 7 [ton/ha] o 20% (dla Polski założono wydajność taką jak w tab. 2).

magania. Istotą systemu wspomagania zielonej energii elektrycznej i energii produkowanej w skojarzeniu jest opłata zastępcza. Mechanizm wsparcia biopaliw osadzony jest natomiast w systemie podatku akcyzowego. W warunkach postępującej uniwersalizacji technologicznej taki system nie może być rozwijany, nie może być nawet podtrzymywany, musi być natomiast redukowany.

Druga z prezentowanych tu koncepcji (stanowiąca zdecydowanie ulepszenie pierwszej, istniejącej (rozwijanej przez rząd) polega na wprowadzeniu zielonej energii elektrycznej (elektrownie wodne przepływowe, elektrownie wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne), zielonego ciepła (kolektory słoneczne, pompy ciepłe, technologie geotermalne), zielonej benzyny (etanol, estry) oraz zielonego gazu (biogaz z upraw rolniczych, z przetwórstwa rolno-spożywczego, z oczyszczalni ścieków, ze składowisk śmieci).

Generalna zasada kalibracji certyfikatów powinna być w tym przypadku osadzona w uniwersalnej, rynkowej metodzie kosztów unikniętych oraz uniwersalnej koncepcji internalizacji kosztów zewnętrznych. Czyli ogólne założenia do modeli analitycznych należy formułować następująco: (i) zielona energia elektryczna wypiera (oczywiście tylko wtedy, jeśli jest konkurencyjna) energię elektryczną czarną (po włączeniu do rachunku kosztów: kosztów środowiska, opłat przesyłowych, a także kosztów usług systemowych), (ii) zielone ciepło wypiera ciepło czarne, (iii) zielona benzyna wypiera paliwa transportowe czarne (benzynę, olej napędowy), (iv) zielony gaz wypiera gaz ziemny, paliwa transportowe czarne i zieloną benzynę.

Wypieranie na rynku następuje generalnie w oparciu o koszty krańcowe. Na rynku paliw i sieciowych nośników energii często jest to jednak jeszcze wypieranie w oparciu o koszty przeciętne. Zatem w metodzie kalibracji (certyfikatów zielonej energii elektrycznej, zielonego ciepła...) trzeba dla potrzeb zasady kosztów unikniętych na ogół określić zintegrowane technologie krańcowo-przeciętne.

W tabeli 9 przedstawiono wyniki wstępnej kalibracji certyfikatu gazu zielonego. Uznaje się tu, że ta sprawa ma w nadchodzących latach znaczenie podstawowe (Program „Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne” [6]). Założenia do modelu analitycznego pozwalającego obiektywnie określić wartość certyfikatu gazu zielonego (opłaty zastępczej) sformułowano następująco. Gaz zielony (biometan) jest produkowany w biogazowni zintegrowanej technologicznie (rzeczywiście) z agregatem kogeneracyjnym. Z tego założenia wynika kolejne, dotyczące technologii krańcowo-przeciętnej potrzebnej do zastosowania zasady kosztów unikniętych. Mianowicie, technologią tą jest zintegrowana (wirtualnie) technologia obejmująca przeciętną lokalną kotłownię węglową i krańcową elektrownię systemową na węgiel kamienny. (Wybór elektrowni krańcowej wymaga jeszcze pogłębionej analizy. W wyniku takiej analizy może się okazać, że elektrownią krańcową jest już elektrownia na węgiel brunatny).

TABELA 9. Kalibracja (wycena) certyfikatów (opłat zastępczych) związanych z zielonym gazem

TABLE 9. Valuation of certificates (replacement fees) for green gas

Mechanizm		Emisja CO <sub>2</sub> [Mg/MW·h]	Łączna emisja CO <sub>2</sub> [Mg/(MW·h <sub>c obl.</sub> )]	Zużycie biometanu [Mg/(MW·h <sub>c obl.</sub> )]	Wartość certyfikatu [zł/tys. m <sup>3</sup> ]
Biometan wypiera produkcję:	z przeciętnej kotłowni węglowej lokalnej	0,60	0,60 + 0,73	175	1 064
	z krańcowej elektrowni węglowej systemowej	1,45			
Biometan wypiera gaz ziemny (z rynku)					1 120

Źródło: Popczyk J. 2008

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto sprawność energetyczną przeciętną lokalnej kotłowni opalanej węglem typu groszek, równą 0,50. Dla łańcucha technologicznego obejmującego krańcową elektrownię systemową, opalaną miałem węglowym, oraz sieć „ważoną” łączącą tę elektrownię z odbiorcami końcowymi przyjęto sprawność energetyczną równą 0,25. Dla agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazową przyjęto sprawność energetyczną równą 0,85 (wartość ta uwzględnia lokalne straty sieciowe związane z przepływami między źródłem, odbiorcą i lokalną siecią).

Uwaga 2. Łączna emisja CO<sub>2</sub> w [Mg/(MW·h<sub>c obl.</sub>)] oraz zużycie biometanu w [Mg/(MW·h<sub>c obl.</sub>)] odnosi się do całego agregatu kogeneracyjnego, o stosunku mocy cieplnej do elektrycznej równej 2:1 („MW·h<sub>c obl.</sub>” oznacza obliczeniową MW·h wyprodukowaną w agregacie i dostaną do odbiorcy końcowego, obejmującą pakiet energii w postaci jednej MW·h ciepła i połowy MW·h energii elektrycznej).

Dla porównania, przedstawiono w tabeli 9 (ostatni wiersz) wartość certyfikatu wyznaczoną w oparciu o alternatywne podejście koncepcyjne, polegające na najprostszym internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska charakterystycznych dla gazu ziemnego.



Uzyskano bardzo zbliżoną wartość. To pozwala traktować przedział wartości certyfikatu, 1050...1150 zł/tys. m<sup>3</sup>, jako bardzo wiarygodny. Taki przedział zapewnia bardzo silną rynkową konkurencyjność zielonego gazu. Podkreśla się także, że rozwiązanie w postaci zielonego gazu ma jeszcze jedną bardzo korzystną właściwość w porównaniu z obecnym systemem (systemem certyfikatów dla zielonej energii elektrycznej i produkcji w skojarzeniu). Tą właściwością jest możliwość oderwania miejsca produkcji gazu zielonego od miejsca produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu).

## 5. Inkorporacja kosztów środowiska do kosztów paliwa.

### Trzecia koncepcja (w pracy nad rozwijaniem koncepcji współuczestniczy Stefan Kawalec)

System pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> oznaczałby obecnie internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, w części którą obejmuje system KPRU 2, w postaci ich inkorporacji do kosztów energii elektrycznej i ciepła. Zdecydowanie prostsze i znacznie efektywniejsze rynkowo jest jednak inkorporowanie kosztów środowiska do kosztów paliwa. Przewaga rynkowa tego systemu jest ogromna (tab. 10 i 11).

TABELA 10. Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej

TABLE 10. Environmental costs incorporated to the costs of hard coal, brown coal and natural gas. Total for energy sectors (electricity and heat sectors) both big and small scale

Wyszczególnienie	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska [mld zł]	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska [mld zł]	Rynek energii końcowej [TW·h/rok]
Węgiel kamienny	21,0	21,0 + 22,4	300
Węgiel brunatny	6,0	6,0 + 8,4	40
Gaz ziemny	11,8	11,8 + 2,8	84

Źródło: Popczyk 2008

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto koszt mialu węglowego na poziomie 200 zł/tonę. Koszt energii pierwotnej w węglu brunatnym przyjęto na poziomie 80% kosztu energii pierwotnej w węglu kamiennym w postaci mialu węglowego. Koszt węgla kamiennego w postaci groszku przyjęto na poziomie 400 zł/tonę. Koszty węgla kamiennego (mialu i groszku) nie uwzględniają kosztu transportu.

Uwaga 2. Koszt gazu ziemnego, uwzględniający uzmiennioną opłatę przesyłową, przyjęto na poziomach: 1100 zł/tys. m<sup>3</sup> dla mocy (w paliwie pierwotnym) ponad 100 MW (taryfa E3a), 1300 zł/tys. m<sup>3</sup> dla mocy powyżej 6 MW (taryfa W6) i 1800 zł/tys. m<sup>3</sup> dla ludności (taryfa W1).

Uwaga 3. Koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przyjęto na poziomie 40 euro/tonę (140 zł/tonę).

TABELA 11. Koszt produkcji energii elektrycznej i ciepła, w gospodarce rozdzielonej i w skojarzeniu, przez okres 7000 h/rok

TABLE 11. Costs of electricity and heat production in separate units and cogeneration for 7000 h/year of operation

Paliwo	Elektrownia	Kotłownia	Elektrociepłownia
Węgiel kamienny			
✧ moc [MW]	50	100	50+100
✧ zużycie paliwa [tys. ton]		341	225
✧ koszt paliwa 1 [mln zł]		68	45
✧ koszt paliwa 2 [mln zł]		68 + 95	45 + 60
Gaz ziemny			
✧ moc [MW]	0,5	1	0,5 + 1
✧ zużycie paliwa [mln m <sup>3</sup> ]		1,44	1,24
✧ koszt paliwa 1		1,68	1,45
✧ koszt paliwa 2 [mln zł]		1,68 + 0,40	1,45 + 0,35

Źródło: Popczyk 2008

Uwaga 1. Sprawność: przeciętna elektrownia węglowa kondensacyjna (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 30%, elektrociepłownia węglowa (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 80%, kotłownia węglowa – 85%, elektrownia gazowa combi (z uwzględnieniem strat sieciowych) – 50%, silnikowy agregat kogeneracyjny – 85%, kotłownia gazowa – 95%.

Uwaga 2. Koszt paliwa 1 – bez inkorporacji kosztów środowiska do paliwa, koszt paliwa 2 – z inkorporacją.

Po pierwsze, jest to system bardzo prosty i bardzo wiarygodny. Wynika to zwłaszcza z faktu, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu powszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podatków: VAT-owskiego i akcyzowego). W przypadku węgla brunatnego, który jest przedmiotem handlu między kopalniami i elektrowniami od początku lat dziewięćdziesiątych, infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów tego węgla praktycznie również istnieje. Praktycznie istnieje także infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów gazu ziemnego sprzedawanego odbiorcom końcowym<sup>5</sup>.

Po drugie, z prostoty i wiarygodności systemu w obrocie hurtowym i detalicznym wynika, że jest on jednakowo użyteczny dla energetyki wielkoskalowej i rozproszonej, dla elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu. Ta uniwersalność systemu jest bez wątpienia nową jakością, zbliżającą rynek paliw i energii do zwykłych rynków, z silną konkurencją.

Po trzecie, w systemie inkorporowania kosztów środowiska do kosztów paliwa unika się bardzo złożonych procedur certyfikacji. Unika się także konieczności koncesjonowania wielu działalności, np. koncesjonowania źródeł odnawialnych i źródeł skojarzonych, co bez wątpienia obniża koszty energii końcowej (w wyniku działania dwóch mechanizmów: likwidacji kosztów certyfikacji oraz wzmocnienia konkurencji).

Po czwarte, system napędza niezwykle efektywnie rozwój technologiczny i rynkową konkurencję, a w efekcie zapewnia naturalny/rynkowy sposób realizacji dwóch podsta-

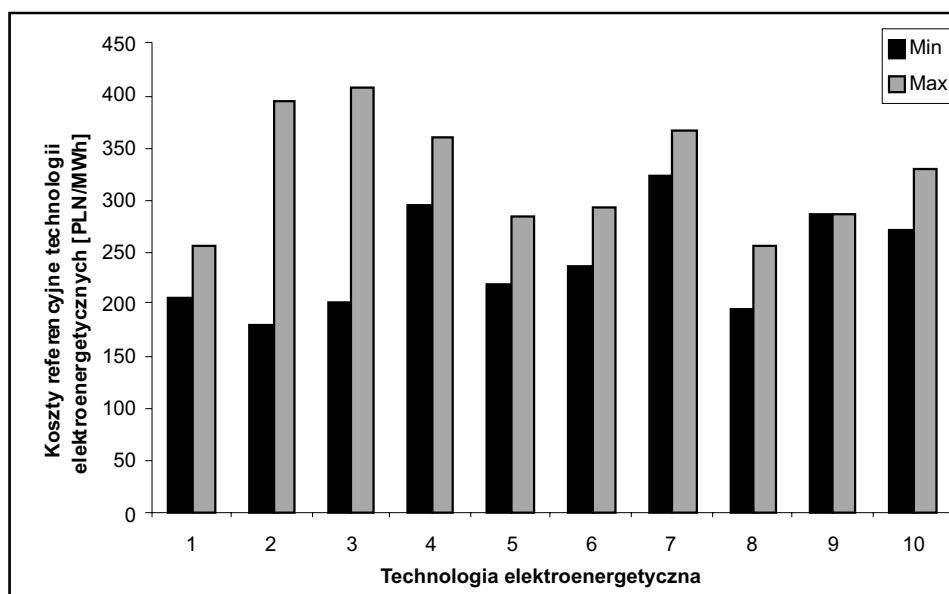
<sup>5</sup> Praktycznie, czyli w jednym i drugim przypadku bez tworzenia nowej infrastruktury, wymagającej nakładów pracy koncepcyjnej i nakładów inwestycyjnych.

wowych celów Komisji Europejskiej (i nie tylko tej Komisji), którymi są: redukcja zużycia paliw pierwotnych oraz redukcja emisji CO<sub>2</sub>.

## 6. Koszty referencyjne dla charakterystycznych technologii energetycznych

Na rysunku 1 przedstawione zostały koszty referencyjne dla 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych (w tym kogeneracyjnych). Podobne koszty powinny być pilnie wyznaczone, ze względów utylitarnych, dla ciepła. Pokazanie kosztów referencyjnych dla energii elektrycznej jest w tym miejscu uzasadnione ze względów metodologicznych (chodzi o zaprezentowanie podejścia).

Koszty przedstawione na rysunku 1 uwzględniają koszty zewnętrzne środowiska, sieciowe i usług systemowych. Z rysunku wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny



Rys. 1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>: 10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę [Kocot]

Technologie: 1 – blok jądrowy, sieć przesyłowa, 2 – blok na węgiel brunatny, sieć przesyłowa, 3 – blok na węgiel kamienny, sieć przesyłowa, 4 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć 110 kV, 5 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć ŚN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć nN, 7 – zintegrowana technologia wiatrowo-gazowa, sieć 110 kV, 8 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć ŚN, 9 – mała elektrownia wodna, sieć ŚN, 10 – ogniwo paliwowe

Fig. 1. Reference costs for different energy technologies and for two different prices of allowances for CO<sub>2</sub> emission: 10 euro/t and 40 euro/t

uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wynoszącej 40 euro/tonę) najbardziej ekonomiczną technologią jest biometanowe źródło kogeneracyjne (małej skali). Najbardziej niekorzystną technologią jest pod względem ekonomicznym blok na węgiel brunatny (technologia wielkiej skali oparta na spalaniu węgla). O najgorszym miejscu bloku na węgiel brunatny w rankingu decydują wielkie koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO<sub>2</sub>) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych. Podkreśla się, że koszty referencyjne przedstawione na rysunku 1 znajdują potwierdzenie, chociaż nie w bezpośredni sposób, w kosztach przedstawionych w tabeli 10.

Użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu koszty referencyjne. W Polsce znaczenie kosztów referencyjnych dodatkowo jeszcze rośnie wraz z postępującą konsolidacją elektroenergetyki. Mianowicie, koszty te powinny się stać w kolejnych latach zaporą, w postaci odpowiednich rozwiązań regulacyjnych, przed subsydiowaniem skrótnym technologii elektroenergetycznych w skonsolidowanych grupach przedsiębiorstw, realizowanym za pomocą cen transferowych.

Dla zobrazowania faktu, bez wdawania się w zawiłości metodyczne, że nowa ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe, przedstawia się, poza rysunkiem 1, uproszczone oszacowanie kosztu jednostkowego dla Bloku Łagisza w budowie (nadkrytycznego, fluidalnego) o mocy 460 MW. Podstawowe dane, decydujące o koszcie jednostkowym energii elektrycznej dostarczanej z tego bloku do odbiorcy końcowego (uśrednionego), są następujące: nakłady inwestycyjne – 1,8 mld zł, sprawność netto – 42%, emisja CO<sub>2</sub> – 0,8 Mg/MW·h, czas wykorzystania mocy znamionowej – 7000 h/rok.

Dla powyższych danych poszczególne składniki kosztu jednostkowego energii elektrycznej u odbiorcy końcowego wynoszą: amortyzacja (dla okresu amortyzacji wynoszącego 30 lat) – 20 zł/MW·h, koszt kapitału transferowalnego (dla stopy zwrotu kapitału IRR równej 8%) – 60 zł/MW·h, koszt węgla – 100 zł/MW·h, koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – 120 zł/MW·h, koszty stałe uzmiennione – 20 zł/MW·h, opłata przesyłowa – 100 zł/MW·h. Razem daje to 420 zł/MW·h. Jest to koszt bardzo dobrze korespondujący z górnym poziomem kosztu dla technologii 3 (odpowiadającej blokowi Łagisza) na rysunku 1.

## Zakończenie

Zaproponowane koncepcje (druga i trzecia) systemów tworzących jednolite środowisko rynkowe dla rozwoju energetyki tradycyjnej i odnawialnej/innowacyjnej prędko nie dadzą się wdrożyć. Nie dadzą się też wdrożyć w pełnym zakresie wybiórczo, tzn. tylko w Polsce. Dlatego potrzebne są działania na rzecz ich wdrożenia w ramach instytucji unijnych.

Najlepszą okazją jest w tym wypadku wykorzystanie instytucji prezydencji, którą Polska obejmie w 2011 roku.

Z przedstawionego w referacie potencjału rolnictwa energetycznego w całym bilansie energetyczno-paliwowym (mimo bardzo wstępnej fazy oceny tego potencjału), a także ze społecznej złożoności uwarunkowań rozwoju rolnictwa energetycznego w najbliższych latach, wynikają poważne konsekwencje krajowe. Mianowicie podkreśla się, że rozwój rolnictwa energetycznego trzeba widzieć pod względem wagi (konsekwencji) podobnie jak np. program rozwoju górnictwa w drugiej połowie minionego stulecia, program przygotowania rolnictwa do akcesji z UE itp. Tylko taka perspektywa i wynikające z niej podejście są w stanie zapewnić uzyskanie odpowiednich efektów.

Program rozwoju rolnictwa energetycznego ma charakter fundamentalny. Z jednej strony jest to program energetyczno-ekologiczny. Pod tym względem najistotniejszym celem programu jest wprowadzenie Polski w obszar energetyki cechującej się pełną internalizacją kosztów zewnętrznych (głównie środowiska). Z drugiej strony jest to program społeczno-technologiczny. Pod tym względem najistotniejszym celem jest wprowadzenie przedsiębiorstw energetycznych (ciepłowniczych, elektroenergetycznych, górniczych, gazowniczych...) w etap rozwoju innowacyjnego, przeprowadzenie nowoczesnej reelektryfikacji wsi, uruchomienie produkcji biomasowych paliw drugiej generacji, opartej o zasoby wsi, oraz przygotowanie infrastruktury energetycznej do „konsumpcji” efektów czystych technologii węglowych (paliw gazowych i płynnych z przeróbki węgla).

## Literatura

- [1] REGULSKI B., 2008 – Redukcja CO<sub>2</sub> za wszelką cenę. cz. II. BMP Energetyka ciepła i zawodowa nr 3.
- [2] WERKOWSKI A., 2008 – Stanowisko w sprawie KPRU na lata 2008–2012. Nowa Energia nr 2.
- [3] SPACZYŃSKI P., ZIMMER-CZEKAJ J., 2008 – Świadczenia pochodzenia w świetle planowanych zmian przepisów. Nowa Energia nr 3.
- [4] CHMIELNIAK T., ŚCIAŻKO M., 2008 – Czyste technologie węglowe – zgazowanie. BMP Energetyka ciepła i zawodowa nr 3.
- [5] RAKOWSKI J., 2008 – Obecne możliwości technologiczne ograniczania emisji CO<sub>2</sub> z elektrowni węglowych. Energetyka nr 6.
- [6] POPCZYK J., 2008 – Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku. Rynek Energii nr 33.
- [7] KOCOT H., 2007 – Projektu zamawiany PBZ-MEiN-1/2/2006: Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Raport z prac wykonanych w Politechnice Śląskiej, Gliwice 2007.

Jan POPCZYK

## Energy safety of Poland in the eyes of scientist and practitioner

### Abstract

The best what can be done now for the development of the fuel market in Poland is to show the new perspective, in which electricity, heat and transportation sectors compete (in a very similar conditions) to get the same fuels, and especially the renewable fuels. Such a competition is already going on enforced by the fundamental unification of energy technologies and development of new generation fuels. The political influences are also in place like Climate-Energy Package 3 x 20 (in 2020 perspective) and currently carried on works on the IPPC Directive (2016 perspective) which is of the highest significance for heat sector.

The author undertakes the difficult issue and confronts three concepts. The first concept (that allows for politics and corporations influences) is the continuation of the Polish system of support with the basic role of: system of certificates (currently for green energy and cogeneration) and administrative allocation permits for CO<sub>2</sub> emissions. The second concept (evolutionary in the sphere of mechanisms and revolutionary in the sphere of effects, with simpler procedures but still quite complicated) rely in introduction of the unified system of green electricity, green petrol (liquid biofuels), green heat and green gas (biomethane). The third concept (radical as concerns the mechanisms, evolutionary in the sphere of effects and the most simple as concerns procedures) rely in "taxation" of fuels adequate to the emission they cause.

KEY WORDS: energy market, fuels, biomass, external costs, power sector, green energy, energy technologies