

Innowacyjna energetyka

■ **Teza 1.** Odpowiedź na pytanie, czym będzie energetyka w przyszłości, w perspektywie lat:

- 2020 – charakterystycznej ze względu na rozwiązania unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20,
- 2030 – ważnej z punktu widzenia komercjalizacji czystych technologii węglowych,
- 2050 – koniecznej do uwzględnienia z uwagi na amerykańskie/unijne deklaracje polityczne dotyczące budowy społeczeństwa wodorowego/bezemisyjnego),

otrzymamy już za kilka lat.

Zadecydują o tym wyniki programu ratunkowego dla gospodarki amerykańskiej, w którym rozwój innowacyjnej energetyki (w tym podwojenie (zaledwie w ciągu trzech lat) produkcji energii ze źródeł odnawialnych, ma najbardziej fundamentalne znaczenie¹⁾). Trwający kryzys gospodarczy, weryfikujący amerykańskie ikony przemysłu²⁾ (*Chrysler, General Motors*), powstałe w wyniku największej fali innowacyjności w historii (koniec XIX, początek XX w.), pokazuje, że nie da się utrzymywać firm, które nie potrafią stale dostosowywać się do nowych warunków.

■ **Teza 2.** Sytuacja energetyki (ogólnie) jest ze wspomnianego punktu widzenia szczególnie trudna. Obecny model jej funkcjonowania (wielkoskalowe technologie wytwórcze, a także wydobywcze i przetwórcze oraz sieciowe systemy przesyłowe i dystrybucyjne) spowodował na całym świecie ekspansję struktur organizacyjnych i form zarządzania w kierunku charakterystycznym dla gospodarki socjalistycznej. Za tym idzie paramilitaryzacja energetyki (bezpieczeństwo energetyczne), na którą chętnie godzą się politycy, bo coraz mniej mają do „ugrania” w sektorach wojskowych (bezpieczeństwo militarne).

Oczywiście, taka energetyka nie pasuje do społeczeństwa wiedzy (coraz bardziej upodmiotowionego) i nie pasuje do innowacyjnych technologii rozproszonych. Oznacza to kryzys. Ale nie jest to kryzys energetyki jako systemu zaspokajania społeczeństwa/gospodarki w energię. Jest to natomiast kryzys modelu funkcjonowania energetyki.

¹⁾ Pod tym względem do USA dołączają ostatnio Japonia i Chiny. Mianowicie, w rządowym programie pomocy, ukierunkowanym na walkę z kryzysem japońskiej gospodarki (wartym około 250 mld USD), inwestycje w technologie energooszczędne są na trzecim miejscu (na pierwszym miejscu jest wsparcie zatrudnienia, na drugim są kredyty dla firm). Z kolei rząd chiński intensyfikuje na wielką skalę program czystych technologii węglowych (technologie IGCC, CCS), ale także program rozwoju energetyki odnawialnej.

²⁾ Z punktu widzenia przyszłości energetyki ważne są inne charakterystyczne wydarzenia, np. wcześniejsze (2001) bankructwo *Enronu*. Także upadek *Fannie Mae, Freddie Mac, Lehman Brothers* i 40 innych wielkich banków USA, co zmienia warunki finansowania inwestycji w energetyce. Wreszcie symptomatyczna jest wielka pomoc rządu rosyjskiego dla *GAZPROM-u*. W Polsce natomiast bardzo słabe wyniki *Kompanii Węglowej, PKN ORLEN* i *LOTOS-u* (trzeba przy tym pamiętać, że dwie ostatnie firmy jeszcze niedawno były, w związku z „odważnymi” akwizycjami i strategiami inwestycyjnymi, gwiazdami rynków kapitałowych).

■ **Teza 3.** W szczególności nierozsądne wydaje się budowanie scenariuszy rozwojowych w polskiej energetyce jedynie na podstawie dotychczasowych doświadczeń wielkoskalowych. Decydują o tym dwa czynniki, które nakładają się na siebie. Po pierwsze, jest to na pewno trwający kryzys gospodarczy pobudzający istniejący na świecie potencjał innowacyjności technologicznej w dziedzinie energetyki. Ale dla Polski większe znaczenie od istniejącego potencjału innowacyjności ma fakt, że jest już za późno, zwłaszcza w elektroenergetyce, na skuteczne zastosowanie rozwiązań wielkoskalowych. Mianowicie przed 2030 rokiem nie da się praktycznie uzyskać efektów z wielkoskalowych czystych technologii węglowych CCS (także IGCC), nie da się uzyskać efektów z wielkoskalowej energetyki atomowej, energia elektryczna z tradycyjnych elektrowni węglowych będzie zbyt droga ze względu na internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, wreszcie nie da się wybudować nowych transgranicznych zdolności przesyłowych umożliwiających istotny import energii elektrycznej (wykorzystanie linii 750 kV byłoby szansą na roczny import nawet 10 TWh, ale ze względu na sytuację na Ukrainie sprawa jest bardziej skomplikowana niż to, co wynika z aspektów techniczno-ekonomicznych dostosowania linii do takiego importu).

■ **Teza 4.** Sytuację skomplikuje dodatkowo fakt przebudowy struktury rynków końcowych. Mianowicie, pompa ciepła spowoduje pojawienie się segmentu użytkownika energii elektrycznej, którego dotychczas nie było. Podobnie, chociaż później, samochód elektryczny spowoduje pojawienie się segmentu użytkownika energii elektrycznej, którego dotychczas też nie było. Wynikiem będzie zwiększone napięcie bilansowe na rynku energii elektrycznej, ale też transfer paliw gazowych (dedykowanych dotychczas głównie ciepłownictwu) oraz paliw transportowych w obszar poligeneracji rozproszonej. W ten sposób do 2020 roku ukształtuje się stabilna równowaga w całej energetyce, obejmująca:

- wykorzystanie istniejących aktywów energetycznych (wydobywczych, wytwórczych/przetwórczych, sieciowych) we wszystkich sektorach paliwowo-energetycznych,
- rozwój energetyki odnawialnej i energetyki rozproszonej wykorzystującej (dotychczasowe) paliwa gazowe i paliwa transportowe (płynne),
- proefektywnościowe technologie użytkownika energii oraz
- sieci inteligentne (Smart Grid), oznaczające w szczególności priorytet zarządzania energią w miejsce koncentracji na jej produkcji, obejmujące inteligentne systemy opomiarowania sieciowych nośników energii oraz innych mediów sieciowych, a także wirtualne źródła poligeneracyjne.

Innowacyjność Historia, terażniejszość, przyszłość (w pigułce)

„Odkrywam, czego świat potrzebuje.
A wtedy staram się to wynaleźć”.
Thomas A. Edison

Z punktu widzenia perspektyw energetyki warto prześledzić, choćby w największym zarysie, kolejne historyczne fale innowacyjności. Przy tym bardzo ważne jest uchwycenie w analizie związków między sytuacją technologiczną i ustrojami społecznymi:

- interwencjonizmem państwowym (charakterystycznym dla okresów rozwoju technologii wielkoskalowych),
- korporacjonizmem (charakterystycznym w okresach kształtowania się grupowych interesów zawodowych),
- subsydiarnością (będącą podstawowym ustrojem UE, obliczoną na wyrównywanie szans regionów) oraz
- liberalizmem (charakterystycznym dla okresów skokowego wzrostu indywidualnej wydajności pracy).

Pierwsza fala, na swój sposób najważniejsza, bo rozpoczynająca epokę przemysłową i karierę węgla, była związana z wynalezieniem maszyny parowej (1705–1712, Thomas Newcomen) i jej ulepszeniem (1768–1775, James Watt, Firma *Baulton & Watt*). Maszyna parowa w skokowy sposób zwiększyła indywidualną i społeczną wydajność pracy. To było bezpośrednią przyczyną narodzin liberalizmu (indywidualizmu) gospodarczego (druga połowa XVIII wieku, Adam Smith).

Druga fala (motoryzacyjno-elektrotechniczna/elektroenergetyczna), przypadająca na koniec XIX i początek XX wieku, początkująca karierę ropy naftowej i elektryczności, objęła bardzo rozległy obszar i całkowicie zmieniła sposób funkcjonowania człowieka i społeczeństw.

Do kluczowych wynalazków i czynników tworzących tę falę zaliczyć można pięć.

1. *Gazowy silnik spalinowy z zapłonem elektrycznym i związana z tym wynalazkiem rewolucja technologiczno-organizacyjna*, 1859–1901 (Jean J. Lenoir, Nikolas A. Otto, Wilhelm G. Daimler, Karl Benz, Wilhelm Maybach, Ford. Fabryki: *Otta, Daimlera, Maybacha*. Marki: *Mercedes, Ford*).
2. *Maszyny elektryczne i elektroenergetyka*, 1879 – żarówka, 1882 – pierwsza elektrownia (na prąd stały, Manhattan) i komercyjny system dystrybucji energii elektrycznej oraz pierwszy układ przesyłowy prądu stałego (Europa), 1883 – elektryczny silnik indukcyjny, 1891 – pierwszy układ przesyłowy prądu przemiennego (Laufen – Frankfurt n. Menem). Historyczna konkurencja między gigantami wynalazczości, którymi byli: Thomas A. Edison (1097 patentów) i Nikola Tesla (700 patentów) oraz między firmami *General Electric* i *Westinghouse Electric Company* (wynik konkurencji przesądził o wyborze systemu prądu przemiennego).
3. *Telefon*, 1876 (Alexander G. Bell, firma: *AT&T*), który stworzył podstawy pod rozwój przyszłej telekomunikacji, chociaż twórca telefonu wcale o tym nie myślał.
4. *Radio*, 1896 (Guglielmo Marconi, Firma *Wireless Telegraph and Signal Company* utworzona w 1898, przekształcona w 1900 w *Marconi Wireless Company*), którego naturalnym następstwem stała się później telewizja (1936 – uruchomienie pierwszego stałego programu telewizyjnego w Wielkiej Brytanii).

5. *Praktyczny samolot*. Samolot silnikowo-śmigłowy, 1903-1908 (Bracia Wright), który umożliwił rozwój transportu powietrznego.

Trzecia fala była falą wojskowo-wojenną (ważne, jeśli uwzględnimy się, że obecnie poligon innowacyjności przenosi się z obszaru wojskowego do energetyki). Fala ta (technologie wytworzone przez nią i potrzeby związane z powojenną odbudową gospodarek opartą na kontynuacji technologicznej oraz efekcie skali) przyczyniła się po drugiej wojnie światowej w zasadniczy sposób do kariery interwencjonizmu państwowego (John M. Keynes³⁾). Podkreślić trzeba, że interwencjonizm państwowy w skrajnej postaci został zastosowany w elektroenergetyce (nacionalizacja elektroenergetyki i centralizacja we Włoszech, Francji i Wielkiej Brytanii).

Na trzecią falę, która stworzyła technologiczne podstawy pod elektroenergetykę atomową, złożyły się przede wszystkim trzy wynalazki.

1. *Samolot odrzutowy*, który zrewolucjonizował transport powietrzny i otworzył wrota do rozwoju technologii rakietowych. 1930 – patent na silnik odrzutowy (Frank Whittle), 1941–1944 wdrożenie produkcji i rozpoczęcie użytkowania w warunkach wojennych (Frank Whittle i firma *Power Jets*).
2. *Bomba atomowa*. 1942 – Program Manhattan (Robert Oppenheimer), 1945 – pierwsza próba na pustyni stanu Nowy Meksyk, atak na Hiroszimę i Nagasaki („I stałem się śmiercią, tym, który gruchocze światy”. Cytat z *Bhagawadgita*, użyty przez Roberta Oppenheimera przerażonego skutkami zniszczeń powodowanych przez bombę atomową).
3. *Podstawy komputeryzacji*, których twórcą był Alan Turing. Podstawy te zostały stworzone na drodze od skonstruowania, z udziałem Biura Szyfrów polskiego wywiadu zorganizowanego przez Jana Kowalewskiego (głównym kryptologiem w Biurze był Marian Rojewski), „bomb” – maszyn-cyklometrów deszyfrujących kod „Enigmy” (1940) do testu Turinga (urządzenia liczące a inteligencja, 1950).

Czwarta fala innowacyjności, komputerowo-internetowa⁴⁾, stała się fundamentem epoki wiedzy).

Na falę tę złożyły się w szczególności trzy wynalazki.

1. *Utworzenie firmy Microsoft*, 1975 (założyciele: Bill Gates, Paul Allen; obecnie prezesem jest Steve Ballmer).
2. *Wypuszczenie na rynek przez firmę IBM (International Business Machines Corporation) komputera osobistego*, 1981. *IBM* jest firmą notowaną na New York Stock Exchange od 1915 roku. Liczba rocznych patentów rejestrowanych przez *IBM* w ostatnich 20 latach wynosiła od około 1000 do około 3500. W 2005 roku *IBM* sprzedał biznes produkcyjny do Chin (*Lenovo*) uznając, że produkcja komputerów przestaje być przyszłościowa, przyszłościowe stają się natomiast usługi informatyczne.
3. *Stworzenie przez Timę Berners-Lee strony World Wide Web* (1989) i następnie ewolucyjne poszerzanie jej funkcji, np. takich

³⁾ John M. Keynes stworzył teoretyczne podstawy interwencjonizmu państwowego w okresie międzywojennym. Dzięki temu po II wojnie światowej politycy mieli gotowe narzędzie do wykorzystania.

⁴⁾ Równoległe do fali innowacyjności komputerowo-internetowej miał miejsce rozwój technologii gazowych mniej spektakularny dla przemian cywilizacyjnych, ale bardzo ważny dla rozwoju energetyki rozproszonej.

jak e-mail (geneza: pomysł Internetu pojawił się w 1980 roku w związku z potrzebą polepszenia komunikacji w projekcie badawczym prowadzonym w Europejskim Laboratorium Fizyki Cząstek w Genewie – CERN).

Piąta fala innowacyjności jest falą energetyczno/środowiskowo/ społeczną. Jest to fala rozpoczynająca się. Jej znaczenie polega na tym, że stanowi ona fundament epoki wodorowej/bezemisyjnej). Na tę falę składają się (złożą się):

- *istotne rozszerzenie obszaru innowacji* (oprócz technologicznej coraz bardziej liczy się innowacyjność organizacyjna);
- *zmiana profilu ryzyka finansowania innowacyjności*; chodzi tu w szczególności o zamianę ryzyka osobistego na ryzyko biznesu prywatnego i ryzyko partnerstwa publiczno-prywatnego (Venture Capital, struktura publiczno-prywatna 1:3 finansowania segmentu R&D);
- *pakiety energetyczno-klimatyczne 3x20* (w szczególności prowadzący do konwergencji rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i transportu);
- *rolnictwo energetyczne* (chodzi tu o nową jakość, która zostanie wytworzona w wyniku syntezy reform energetyki i rolnictwa i pobudzi innowacyjność w obszarze logistyki, w obszarze biotechnologii i w wielu innych);
- *technologie energetyczne* (pompa ciepła, ogniwo fotowoltaiczne, samochód elektryczny, ogniwo paliwowe/wodorowe, ogniwo biopaliwowe/biowodorowe i wiele innych);
- *integracja systemów wspomagania OZE i redukcji emisji CO₂*, nowa koordynacja systemów podatkowych (chodzi tu o pobudzenie innowacyjność w obszarze regulacji).

Zagadnienia wybrane

Energetyka w całej dotychczasowej historii realizowała misję dostawy paliw/energii dla gospodarki. Dopóki zapotrzebowanie na paliwa/energię rośnie szybciej od gospodarki taki model funkcjonowania energetyki był społecznie akceptowany. Kiedy jednak sytuacja odwróciła się, korporacyjna energetyka zaczęła

popadać w coraz większe własne kłopoty, żądając jednocześnie od gospodarki i całego społeczeństwa ich rozwiązania (zapewnienia finansowania inwestycji, bez wtrącania się na co pójdą pieniądze: na jakie rozwiązania, na jakie technologie). Oczywiście, gospodarka nie może tego zrobić, bo przegra konkurencję, społeczeństwo nie zechce tego robić, bo coraz więcej rozumie.

Dlatego w nowych warunkach model działania trzeba zmienić. Misję energetyki korporacyjnej, w jej obecnym modelu funkcjonowania, trzeba zamienić na odpowiedzialność rządu za proinnowacyjny rozwój kraju i jego ochronę przed scenariuszami, które nie pasują do tego, co robi świat. W szczególności, jeśli wielkie (w skali kapitałowej) inwestycje na rzecz bezpieczeństwa energetycznego są potrzebne (a są potrzebne), to pieniądze z nimi związane nie powinny iść na rozwiązywanie kłopotów korporacyjnej energetyki, a przeciwnie, należy spróbować za ich pomocą rozwiązać problemy, które ma gospodarka i społeczeństwo.

Z takiej perspektywy w Polsce trzeba:

- zrestrukturyzować rolnictwo (przygotować je do nadchodzącego wygaszania wspólnej polityki rolnej),
- zmodernizować wieś (pobudzić jej rozwój),
- dać przemysłowi zbrojeniowemu (np. *Grupie Bumar*) szansę wyjścia na produkcję cywilną (produkcję dóbr inwestycyjnych dla rozproszonej innowacyjnej energetyki),
- zmniejszyć energochłonność gospodarki (przenieść akcent z produkcji energii na jej zarządzanie),
- pobudzić innowacyjność na wielką skalę (objąć nią dużą część gospodarki).

Bilans energetyczny Polski 2009 i prognoza rynków końcowych 2020 w tradycyjnym ujęciu

Oszacowania polskich rynków energii pierwotnej (pp) i końcowej (rk) oraz emisji CO₂ dla roku 2009 i horyzontu 2020, przedstawiają tabele 1 i 2. Doświadczenia z końca 2008 roku i z początku 2009 jednoznacznie wskazują, że trzeba być bardzo ostrożnym w zakresie prognozowania wzrostów na tych rynkach (wielkości przedstawione w tabeli 2 spełniają ten postulat).

Tabela 1

Polski rynek (2009) paliw pierwotnych, emisji CO₂ oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO ₂ , mln ton/rok	Rynek paliw pierwotnych, TWh/rok	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	80 mln ton	170	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	70	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	50	220	50
Energia odnawialna	–	–	–	2,5/7,5
Razem	–	310	1090	480

Uwagi do tabeli 1

Uwaga 1. Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln t/a, 20 mln t/a stanowi eksport.

Uwaga 2. Gaz ziemny – całkowite zużycie wynosi 15 mld m³/a, 5 mld m³/a wykorzystuje się w przemyśle chemicznym (przede wszystkim przy produkcji nawozów sztucznych). Całe wydobycie krajowe 4,5 mld m³ jest wykorzystywane do celów energetycznych.

Uwaga 3. Emisja CO₂ 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 CO₂.

Uwaga 4. Energia odnawialna (wykorzystanie) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współspalaniu, 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 3x20, całkowicie nieuprawnione.

Uwaga 5. 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.

Polskie rynki końcowe (2009, 2020), w ujęciu obowiązującym w Pakiecie 3x20 (z potrzebami własnymi źródeł wytwórczych i ze stratami sieciowymi) oraz paliw pierwotnych (2020) i emisji CO₂ (2020) dla trendu „business as usual”

Rynek końcowy	2009, MWh (rk)	2020, MWh (rk)	2020, MWh (pp)	2020, mln ton CO ₂
Energia elektryczna	155	190	380	130
Ciepło	240	240	340	100
Paliwa transportowe	150	210	210	30
Razem	545	640	930	260
w tym energia odnawialna	2,5/7,5	96	105	-

Przyjmując przedstawione oszacowania dotyczące wielkości rynków końcowych można założyć, że energetyka odnawialna powinna ulokować na rynkach końcowych w 2020 roku około 96 TWh. Z tego na rynek transportowy powinno trafić, zakładając wykorzystanie obecnych technologii biopaliwowych (estry, etanol) i tradycyjnych samochodów, około 21 TWh⁵⁾.

Możliwość wypełnienia tego celu, wynikającego z Pakietu 3x20, ciągle budzi w Polsce w energetyce korporacyjnej wątpliwości. Jednak nie jest on wcale trudny do zrealizowania. Otóż rzeczywisty problem tkwi nie w braku możliwości, a w czymś innym:

- po pierwsze, w zbyt wysokich na ogół prognozach wzrostu rynków końcowych (wyższych niż przyjęte w tabeli 2);
- po drugie, w pomijaniu potencjału rolnictwa energetycznego;
- po trzecie, w patrzeniu na cel przez pryzmat proporcjonalności sektorowej i technologii dedykowanych poszczególnym rynkom końcowym, a nie przez pryzmat całkowitej nowej alokacji celu na te rynki i technologii poligeneracyjnych/universalnych/zintegrowanych.

Zasoby rolnictwa energetycznego

W obszarze upraw energetycznych nauka musi pilnie rozpoznać znacznie lepiej, w stosunku do obecnego stanu, potencjał fotosyntezy (przebiegającej według równania:



Produkcję roślin energetycznych i technologie ich przetwarzania na paliwa należy uznać za jeden z najbardziej obiecujących kierunków rozwojowych w energetyce. Na razie nawet tak podstawowe badania, jak te dotyczące wpływu liści roślin zielonych na ich zdolność do asymilacji węgla z dwutlenku węgla są dopiero w początkowej fazie. Tym bardziej konieczne są w takiej sytuacji, nowe proste koncepcje, z których mogą wynikać dalekosiężne skutki o dużym potencjale w obszarze innowacyjnej energetyki i rolnictwa energetycznego.

Jedną z takich koncepcji jest potraktowanie ogniwa fotowoltaicznego i biomasy jako konkurujących ze sobą „przetworników” energii słonecznej i porównanie ich wydajności energetycznej. Otóż, jednostkową roczną energię słoneczną charakterystyczną dla Polski można szacować na ok. 10 GWh/ha. Z kolei osiągalna w procesie zgazowania, z wykorzystaniem fermentacji biologicznej,

produkcja energii pierwotnej z roślin energetycznych (np. z buraka energetycznego) wynosi około 80 MWh/ha, czyli jest ponad 100 razy mniejsza, ale ma bardzo wielki potencjał wzrostowy (w kontekście zjawiska fotosyntezy). Dalej jednak: efektywność wykorzystania energii słonecznej za pomocą komercyjnych ogniw fotowoltaicznych wynosi około 10% (osiągalna obecnie efektywność technologiczna wynosi już prawie 20%). Sprawność energetyczna wykorzystania biometanu w produkcji skojarzonej (energii elektrycznej i ciepła) wynosi około 85% (35% + 50%), czyli jest 8,5 raza większa niż efektywność wykorzystania komercyjnego energii słonecznej za pomocą ogniw fotowoltaicznych. To wskazuje, że na rynku energii końcowej biomasa ma obecnie wydajność energetyczną mniejszą od ogniwa fotowoltaicznego tylko 15 raz. To wskazuje, że nauka musi w najbliższym czasie wskazać użyteczne dla praktyki gospodarczej kierunki rozwojowe o podstawowym znaczeniu w obszarze innowacyjnej energetyki i rolnictwa energetycznego.

Oszacowania potencjału rolnictwa energetycznego dla celów praktycznych są na razie bardzo niestabilne i długo takie jeszcze pozostaną (z drugiej natomiast strony szybko stabilizuje się uznanie rolnictwa energetycznego jako bardzo ważnej pozycji na nowej mapie zasobowej źródeł energii). Przyjmując radykalne założenia można wyjść na oszacowanie, które można by nazwać „oszacowaniem w tendencji” (tab. 3). Oszacowanie to, dokonane przez pryzmat technologii paliw biomasowych drugiej generacji, dotyczy obecnego potencjału polskiego rolnictwa energetycznego oraz potencjału po zmianie fundamentalnych uwarunkowań w 2020 roku. Tymi uwarunkowaniami 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, zwłaszcza że nie uwzględniają licznych ograniczeń, ale także i szans. (Jednym z najważniejszych nieuwzględnionych ograniczeń jest Program Natura 2000. Jedną z najważniejszych nieuwzględnionych szans są technologie GMO). Oczywiście, program radykalnego wykorzystania rolnictwa energetycznego, taki, do jakiego nawiązuje tabela 3, ma wagę ogólnospołeczną. Dlatego powinien on pilnie stać się także przedmiotem publicznej debaty o masowym zasięgu.

Znaczenie wyników przedstawionych w tabeli 3 polega na tym, że ukazują one w horyzoncie 2020 roku realną perspektywę zrównoważonego rozwoju dla Polski (całe zapotrzebowanie na energię może być potencjalnie pokryte przez krajowe zasoby odnawialne). I pod tym kątem trzeba przygotować różne koncepcje racjonalizacji obecnego narodowego (polskiego) systemu wsparcia OZE (odnawialnych źródeł energii), z wyjściem na znacznie bardziej odważne systemy, nadające się do zastosowania w całej UE

⁵⁾ Jest to minimalny udział energii odnawialnej (10%) na rynku paliw transportowych, określony w postaci wymagania dodatkowego w regulacjach związanych z Pakietem 3x20.

Wielkość	2008	2020
Ludność, mln	38	36,5
Powierzchnia, tys. km ²	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 ¹⁾
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 pierwszej generacji), mln ha	0,2 ²⁾	–
Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw drugiej generacji), pp ³⁾ , MW/ha	50 ⁴⁾	> 80 ⁴⁾
Zredukowana wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw drugiej generacji), pp, MW/ha	40	> 60
Potencjał rolnictwa energetycznego, pp, TWh/rok	450	> 850
Osiągalna energia końcowa możliwa do pozyskania z rolnictwa energetycznego, TWh/rok	360	> 720
Zapotrzebowanie na energię końcową, TWh	480	640
Zapotrzebowanie energii końcowej z rolnictwa energetycznego do pokrycia polskiego celu z Pakietu 3x20, TWh	–	65

Uwagi do tabeli 3

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

Uwaga 2. Do oszacowania wykorzystanych zasobów gruntów przyjęto rzepak będący przedmiotem eksportu oraz zakontraktowany w kraju na cele energetyczne.

Uwaga 3. pp – paliwo pierwotne.

Uwaga 4. Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych została przyjęta bardzo zachowawczo. Jest to mianowicie wydajność kukurydzy uprawianej w Polsce, bez stosowania modyfikacji genetycznej (w przypadku kukurydzy GMO wydajność wynosi nawet 150 MWh/ha, dane z Republiki Czeskiej). Już obecnie (2009 rok) wydajność energetyczna w przypadku buraków energetycznych (pólcukrowych/pastewnych), uprawianych również bez stosowania modyfikacji genetycznej, wynosi nie 50, a 80 MWh/ha (trzeba podkreślić dodatkowo, że w przypadku buraka energetycznego tradycja/kultura uprawy jest w Polsce wyższa niż kukurydzy, ponadto wykorzystanie buraka energetycznego jest sposobem na kłopoty związane z unijnymi ograniczeniami limitu produkcji polskiego cukru w ramach Wspólnej Polityki Rolnej).

(takie jak na przykład system inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa) po to, aby je próbować wdrożyć w czasie polskiej prezydencji w UE w 2011 roku.

O szybkiej stabilizacji pozycji rolnictwa energetycznego na nowej mapie zasobowej źródeł energii, jednocześnie o wielkiej niestabilności oszacowań jego potencjału, świadczą dwa programy rządowe.

Pierwszy to program pt. *Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne*, firmowany przez Ministerstwo Gospodarki. W programie (uwzględnionym w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”) mówi się o budowie źródeł (kogeneracyjnych) o łącznej mocy elektrycznej około 3000 MW. To przekłada się na udział w rocznej produkcji na rynki końcowe (energii elektrycznej i ciepła) wynoszący ponad 50 TWh.

Drugi program pt. *Rozwój biogazowni rolniczych*, firmowany przez Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, łączący rolnictwo energetyczne z biogazowniami, ale niekoniecznie zintegrowanymi technologicznie z źródłami kogeneracyjnymi (także produkującymi biometan z przeznaczeniem do zatłaczania do sieci gazu ziemnego) jest jeszcze bardziej ostrożny. Mianowicie, mówi on o produkcji biometanu wynoszącej 1 mld m³ w 2013 roku i 2 mld m³ w 2020 roku. Jest też jednak w programie mowa o rocznym potencjale produkcji biogazu rolniczego na poziomie 5 do 6 mld m³, czyli 50 do 60 TWh w paliwie pierwotnym.

Jest jeszcze jedna sprawa związana z rozwojem rolnictwa energetycznego w Polsce. Mianowicie bez tego rozwoju będą narastać konflikty, aż do kryzysu strukturalnego, związane z nadprodukcją rolnictwa żywnościowego, zwłaszcza w unijnej perspektywie budżetowej 2014–2020, w której rozpocznie się istotne wygaszanie Wspólnej Polityki Rolnej. Podobnie, będą także narastać konflikty,

aż do kryzysu strukturalnego, związane z brakiem zapotrzebowania na współczesną produkcję polskiego przemysłu zbrojeniowego, np. *Grupy Bumar*. (Podkreśla się, że bariera wejścia *Grupy Bumar* na rynek dóbr inwestycyjnych dla energetyki odnawialnej osadzonej w rolnictwie energetycznym jest obecnie jeszcze stosunkowo niska, co daje tej Grupie historyczną szansę na głęboką modernizację).

Udziały energii odnawialnej na trzech polskich rynkach końcowych energii w 2020 roku (w przypadku trendu „business as usual”)

Struktura wypełnienia celu (udziałów energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) jest ciągle sprawą otwartą. Można przyjąć, że zostanie ona określona w drodze przetargu, skierowanego (jeszcze w 2009 roku) przez Ministerstwo Gospodarki do inwestorów (do połowy 2010 roku musi ona być przedstawiona Komisji Europejskiej).

Do czasu uzyskania dokładniejszych danych o strukturze przyjmuje się tu, na podstawie rozpoznania własnego (ekspertckiego), następujące postępowanie mające na celu jej bardzo zgrubne określenie. Mianowicie, dla paliw transportowych przyjmuje się minimalny udział wymagany przez UE, tzn. 10% rynku, co przekłada się na 21 TWh. W przypadku energii elektrycznej udział elektrowni wiatrowych w 2020 roku ocenia się na około 18 TWh, udział elektrowni wodnych na około 6 TWh oraz udział źródeł kogeneracyjnych na biogaz komunalny na około 2 TWh. Zakłada się, że pozostała część celu, tzn. około 49 TWh, będzie pochodzić z segmentu rolnictwa energetycznego (z upraw rolniczych).

Przyjęte poniżej założenia dotyczące sposobu wykorzystania biomasy uprawianej w 2020 mają charakter modelowy. W szczególności zakłada się umownie, odwołując się do postępującej uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, że na wszystkich trzech rynkach końcowych energii paliwem odnawialnym będzie biogaz/ biometan produkowany z roślin energetycznych.

Dalsze założenia są następujące.

1. Zakłada się zastosowanie najefektywniejszej obecnie biotechnologii, mianowicie zgazowania fermentacyjnego roślin energetycznych, z dodatkiem substratów w postaci biomasy odpadowej z produkcji rolnej oraz z przetwórstwa rolno-spożywczego, i wykorzystanie biogazu lub biometanu (uzyskiwanego po oczyszczeniu biogazu). To założenie jest bardzo ostrożne (z bardzo dużym prawdopodobieństwem do 2020 roku nastąpi komercyjne wdrożenie znacznie bardziej efektywnych biotechnologii, mianowicie zgazowania zielonej celulozy oraz bezpośredniej produkcji wodoru z biomasy).
2. Do dalszych oszacowań zakłada się, w celu zwiększenia ich przejrzystości, zastosowanie tylko wybranych technologii energetycznych, którymi są:
 - wykorzystanie bezpośrednie biogazu uzyskiwanego z upraw energetycznych (biogazownie zintegrowane technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi),
 - zatlaczanie biometanu do sieci gazu ziemnego (rozdzielenie produkcji biometanu oraz produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła),
 - zastosowanie, aż do pełnego wykorzystania, potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej, agregatów kogeneracyjnych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na energię końcową u odbiorców energii elektrycznej i ciepła, wynoszącą 85%,
 - zastosowanie, poza potencjałem produkcji skojarzonej, kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na ciepło u odbiorcy, wynoszącą 95%,
 - zastosowania samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych mieszankami paliw tradycyjnych i biopaliw płynnych, przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania paliwa transportowego, czyli biometanu w stosunku do mieszanek płynnych, o 20%.
3. Krajowy potencjał ciepła produkowanego z biometanu w skojarzeniu określa się na podstawie struktury produkcji charakterystycznej dla gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej wynoszącej około 1 MW. Mianowicie, przyjmuje się, że energia elektryczna stanowi 35% w bilansie paliwa pierwotnego, a ciepło 50% (straty stanowią 15% w paliwie pierwotnym). Potencjał kogeneracji w Polsce oceniany jest na około 3 tys. MW, co daje możliwość, przy czasie użytkowania mocy szczytowej wynoszącej 6000 h/rok, wykorzystania rocznie około 44 TWh energii odnawialnej (na rynku energii końcowej) z segmentu rolnictwa energetycznego do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Jest to 18 TWh i 26 TWh, odpowiednio. Przyjmuje się, że energia odnawialna z segmentu rolnictwa energetycznego ponad ten poziom będzie wykorzystywana do produkcji ciepła.

Potencjał wpływu samochodu elektrycznego na przebudowę rynków⁶⁾

Zgodnie z dyrektywą w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (projekt ogłoszony 23 stycznia 2008 roku) biopaliwa drugiej generacji będą liczone (w celu wynikającym z Pakietu 3x20) podwójnie, a energia elektryczna wykorzystywana do zasilania samochodów elektrycznych dwu- i półkrotnie. Warto w związku z tym przeprowadzić choćby najbardziej uproszczoną analizę bilansów energetycznego i emisji CO₂ związanych z zastosowaniem samochodu elektrycznego. Dwa przypadki takiej analizy są szczególnie interesujące. Są to: bilans dla indywidualnego/konkretnego samochodu oraz ocena zmian struktury całego rynku paliw i energii.

Racjonalne założenia, chociaż bardzo uproszczone, dla przykładowego samochodu średniej klasy, mianowicie *Toyoty YARIS*, są następujące⁷⁾. Emisja CO₂ wynosi dla tego samochodu około 140 g/km, czyli na 100 km przebiegu samochodu przypada około 14 kg CO₂. Zużycie benzyny na 100 km wynosi około 6 l, czyli około 55 kWh w paliwie pierwotnym. Przyjmując sprawność benzynowego silnika spalinowego na poziomie 0,3 otrzymuje się energię użyteczną, odniesioną do przebiegu 100 km, równą 16,5 kWh.

W takim razie energia elektryczna zużyta przez samochód elektryczny, liczona na 100 km przebiegu, wynosi około 27 kWh (przyjęto sprawność silnika elektrycznego 0,8, sprawność akumulatora 0,8 oraz sprawność przekształtnika 0,95). Energia pierwotna do wyprodukowania tej energii w elektrowni węglowej kondensacyjnej, z uwzględnieniem strat sieciowych, wynosi około 85 kWh, czyli jest ponad półtora razy większa od energii pierwotnej w przypadku samochodu spalinowego. Emisja CO₂ związana z produkcją energii elektrycznej wynosi około 25 kg, tzn. jest prawie 1,8 razy większa od emisji w przypadku samochodu spalinowego.

Sytuacja odwraca się zdecydowanie na korzyść samochodu elektrycznego, jeśli zrobić założenie, że do napędu tego samochodu będzie wykorzystywana energia elektryczna produkowana w skojarzeniu. Mianowicie, energia pierwotna potrzebna do wyprodukowania 27 kWh energii elektrycznej w dużej (zawodowej) elektrociepłowni węglowej wynosi około 33 kWh. To oznacza, że zużycie energii pierwotnej (w węglu) przez samochód elektryczny wynosi w przypadku produkcji skojarzonej tylko 60% zużycia energii pierwotnej (w benzynie) przez samochód spalinowy. Emisja CO₂, odniesiona do przebiegu 100 km, jest natomiast w przypadku energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu równa około 12,5 kg, czyli 90% emisji samochodu spalinowego.

Jeszcze korzystniejsza sytuacja jest w przypadku wykorzystania do zasilania samochodów elektrycznych energii elektrycznej produkowanej w małych gazowych (na gaz ziemny) źródłach kogeneracyjnych. Wtedy zużycie energii pierwotnej (w gazie ziemnym) przez samochód elektryczny jest tylko nieco większe od 50% zużycia energii pierwotnej (w benzynie) przez samochód spalinowy.

⁶⁾ Wszystkie oszacowania przedstawione w tym punkcie mają charakter zdroworozsądkowy, są bardzo przybliżone. Ich celem jest budowa nowego obrazu energetyki, mającej podstawy w nowych technologiach.

⁷⁾ Autor wyraża podziękowanie dr. Janowi Schmiegel i mgr. Ryszardowi Mośce z firmy eGIE za dyskusje nad oszacowaniami dotyczącymi bilansów energetycznego i emisji CO₂ dla samochodu elektrycznego.

Emisja CO₂, odniesiona do przebiegu 100 km, jest natomiast w przypadku energii elektrycznej produkowanej w małym gazowym źródle kogeneracyjnym równa 6 kg, czyli 40% emisji samochodu spalinowego.

Ciekawe, z punktu widzenia przedstawionych oszacowań dotyczących indywidualnego samochodu, jest oszacowanie związane z samochodem gazowym, zasilanym gazem ziemnym (CNG). Dla takiego samochodu energia pierwotna jest około 1,2 razy większa od energii pierwotnej zużywanej przez samochód benzynowy (wynika to ze spadku sprawności współczesnych konstrukcji silników spalinowych przy zmianie paliwa z benzyny na gaz ziemny). Emisja CO₂, odniesiona do przebiegu 100 km, wynosi w przypadku samochodu na gaz ziemny około 12 kg, jest zatem praktycznie równa emisji samochodu elektrycznego zasilanego energią elektryczną produkowaną w dużej (zawodowej) elektrociepłowni węglowej, a mniejsza w przybliżeniu o 15% od emisji samochodu z benzynowym silnikiem spalinowym.

Najprostsze konsekwencje faktu – że energia elektryczna wykorzystywana do zasilania samochodów elektrycznych będzie się liczyła w udziale energii odnawialnej na rynkach końcowych dwu- i półkrotnie oraz że wpływ przedstawionych powyżej wyników analizy pierwotnego zużycia energii i emisji CO₂ dla indywidualnego samochodu elektrycznego na tendencję dotyczącą zmiany ogólnej struktury rynku paliw i energii – są następujące.

1. Nastąpi wzrost rynku biogazu rolniczego i produkcji skojarzonej, z wykorzystaniem dwóch technologii: biogazowni zintegrowanych technologicznie ze źródłami kogeneracyjnymi oraz biogazowni produkujących biogaz na rynek, wykorzystywanych do produkcji skojarzonej w lokalizacjach dobrze do tego uwarunkowanych (załączanych do sieci gazowej w postaci oczyszczonej lub surowej bądź transportowanych systemami CNG lub LNG). Równolegle zahamowany zostanie wzrost rynku paliw transportowych. Ten proces, polegający na rynkowym wyparciu 90 TWh paliw transportowych za pomocą 45 TWh energii w biogazie (biometanie) wykorzystanym do produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych, ma potencjał redukcji obniżki zapotrzebowania energii na rynkach końcowych z około 640 TWh (tabela 2, zapotrzebowanie określone bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) do około 595 TWh.
2. Nastąpią głębsze zmiany strukturalne polegające na rynkowym transferze obecnych paliw transportowych na rynek paliw poligeneracyjnych. Ten proces, polegający na rynkowym wyparciu 150 TWh paliw transportowych, w tendencji, za pomocą 75 TWh energii w paliwach transportowych wykorzystanych do produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych ma potencjał redukcji obniżki zapotrzebowania energii na rynkach końcowych o dalsze 75 TWh, do 520 TWh. Trzeba jednak podkreślić, że tego potencjału nie da się wykorzystać bez rozwoju technologii zasobnikowych na rynku energii elektrycznej. Technologie te, jeśli się pojawią, zmienią ekonomikę poligenacji. Będzie to związane z tym, że ustąpi ograniczenie w postaci nieefektywności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej przy niskich czasach wykorzystania mocy szczytowych ciepła.
3. Wykorzystanie potencjałów zasygnalizowanych w p. 1 i 2 powoduje wzrost, w stosunku do oszacowania przedstawionego w tabeli 2 (bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) rynku energii elektrycznej, produkowanej w rozproszonych techno-

logiach poligeneracyjnych, o około 100 TWh. Podkreśla się, że wzrost ten nie nastąpi, jeśli do jego pokrycia miałyby być wykorzystana produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (kondensacyjnych).

4. Wykorzystanie potencjałów zasygnalizowanych w p. 1 i 2 powoduje redukcję emisji CO₂ o około 90 mln ton, w stosunku do emisji charakterystycznych dla rynku paliwowo-energetycznego, którego struktura nie zostałaby przebudowana za pomocą samochodu elektrycznego.
5. Globalny projekt zamiany samochodu spalinowego na elektryczny można w wielkim uproszczeniu porównać ze zrealizowanym w przeszłości projektem elektryfikacji kolei (zamiana parowozu na elektrowóz). Znaczenie energetyczne wprowadzenia samochodu elektrycznego do transportu drogowego jest jednak znacznie większe niż elektryfikacji kolei.

Żałożenia do oceny potencjalnego wpływu pompy ciepła na przebudowę rynków

W 2007 roku nastąpił gwałtowny wzrost liczby zainstalowanych pomp ciepła we Francji i w Niemczech (50 i 45 tys. pomp, odpowiednio). W wyniku działania rozwiązań Pakietu 3x20 ten trend będzie się umacniał w całej UE. Dlatego trzeba rozpocząć pilnie analizy dotyczące wykorzystania pomp ciepła w Polsce.

Przy tym podstawowe założenia do takiej analizy są proste. Mianowicie, w dalszej części artykułu wykorzystuje się do oszacowania potencjalnego wpływu tej technologii na przebudowę struktury polskiego bilansu energetycznego jej sprawność na poziomie 3,5 (jest to ostrożne założenie). Dalej, do zasilania pomp ciepła zakłada się wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł kogeneracyjnych gazowych (biogazowych/biometanowych) małoskalowych produkujących energię elektryczną ze sprawnością: $(0,35 + 0,50) = 0,85$. Stąd wynika uzysk ciepła z 1 MWh w paliwie pierwotnym wynoszący: $(0,35 \times 3,5 + 0,5) \text{ MWh} = 1,75 \text{ MWh}$. (Sprawą otwartą jest natomiast jeszcze system wspomagania produkcji ciepła w pompach ciepła zasilanych energią elektryczną ze źródeł biogazowych/biometanowych).

Uwagi o potrzebie nowego modelu finansowania inwestycji w energetyce

Są dwie sprawy krytyczne z punktu widzenia finansowania inwestycji w polskiej elektroenergetyce/energetyce:

- po pierwsze, są to nowe regulacje dotyczące światowych rynków kapitałowych (banków i funduszy inwestycyjnych);
- po drugie, są to istniejące (w UE i w Polsce w szczególności) nieracjonalne/odrębne regulacje dotyczące wspomagania rozwoju OZE i zarządzania redukcją uprawnień do emisji CO₂.

Oczywiście, obie te sprawy należy rozpatrywać w kontekście globalnym: trwającego kryzysu gospodarczego i przemian strukturalnych w energetyce. Obie trzeba też rozpatrywać w kontekście krajowym: wielkich potrzeb inwestycyjnych i zrealizowanej w latach 2006–2008 (obecnie kontynuowanej) konsolidacji w elektroenergetyce.

Negatywne strony konsolidacji, z punktu widzenia zdolności inwestycyjnych w polskiej elektroenergetyce, coraz bardziej uwi- doczniające się, są następujące:

- po pierwsze (w perspektywie bieżącej), konsolidacja nie tylko nie przyspieszyła decyzji inwestycyjnych, ale wręcz je zablokowała, między innymi poprzez procedury korporacyjne/biu- rokratyczne, ukierunkowane na całkowitą eliminację ryzyka inwestycyjnego;
- po drugie, konsolidacja lansowana jako sposób na wytworzenie zdolności inwestycyjnych (w obszarze wielkoskalowego wytworzenia) całkowicie zawiodła, dlatego, że na rynkach kapitałowych nastąpiła ostra weryfikacja kryteriów finansowania strategii rozwojowych przedsiębiorstw (na niekorzyść wielkich przedsiębiorstw i kontynuacji technologicznej, za to na korzyść małych przedsiębiorstw innowacyjnych).

Można w rezultacie dopisać do 16 umownych etapów rozwoju ekonomiki (i finansowania inwestycji) w energetyce⁸⁾ kolejny: ekono- mikię, której istotą jest ryzyko, którego dotychczas w energetyce było bardzo mało.

Do 2020 roku główne ryzyko inwestorów będzie związane z nieprzejrzystością i niestabilnością dwóch odrębnych syste- mów:

- wspomaganie rozwoju OZE oraz
- internalizacji kosztów zewnętrznych związanych z emisją CO₂.

Rozwiązaniem tego wielkiego problemu mogłaby być inkor- poracja kosztów zewnętrznych emisji CO₂ do kosztów paliwa⁹⁾. Jest to rozwiązanie radykalne, ale uniwersalne i tym samym obiektywne. Także bardzo proste, tym samym przejrzyste. Uniwersalność rozwiązania polega między innymi na tym, że objęto by ono emisje w systemie ETS (źródła wielkoskalowe, 40% emisji europejskich), ale także w obszarze nonETS (energetyka rozproszona, 60% emisji europejskich). Ponadto na tym, że jest ono jednakowo użyteczne dla elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu. Ta uniwersalność rozwiązania jest bez wątpienia nową jakością, zbliżającą rynek paliw i energii do zwykłych rynków, z silną konkurencją.

Prostota i wiarygodność rozwiązania ujawniają się przez pryzmat obrotu hurtowego i detalicznego. Wynikają one z faktu, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu po- wszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podat- ków: VAT 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.

Istnieją dalsze korzyści rozwiązania w postaci inkorporowania kosztów środowiska do kosztów paliwa. Mianowicie, przyjmując to rozwiązanie unika się bardzo złożonych procedur certyfikacji. Unika się także konieczności koncesjonowania wielu działalności, np. koncesjonowania źródeł odnawialnych i źródeł skojarzonych,

⁸⁾ Jan Popczyk: Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki). Gliwice, 2006 (monografia na prawach maszynopisu, www.egie.pl).

⁹⁾ Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia, pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej. Gliwice 2009.

co bez wątplenia obniża koszty energii końcowej (w wyniku działania dwóch mechanizmów: likwidacji kosztów certyfikacji oraz wzmocnienia konkurencji). Rozwiązanie może przyczynić się także do pobudzenia rozwoju technologicznego i rynkowej konkurencji, a w efekcie zapewnić naturalny/rynkowy sposób realizacji podstawowych celów Pakietu 3x20.

Oczywiście, inkorporacja stanowiąca źródło środków pozy- skiwanych przez państwo, w trybie podatku, musi spowodować znaczną zmianę przepływów finansowych między sektorami: prywatnym i publicznym (odbiorcami, przedsiębiorstwami i pań- stwem). Roczne środki z inkorporacji (koszty inkorporacji), dla rynków paliwowych o wielkości takiej, jak w 2008 roku, przed- stawia tabela 4.

Łącznie są to roczne środki wynoszące 43,2 mld zł. Wykorzy- stanie tak wielkich środków jest sprawą fundamentalną z punktu widzenia strategii rozwojowej państwa. Na pewno nie wolno dopuścić do ich wykorzystania na finansowanie certyfikatów inwestycyjnych zapewniających budowę elektrowni atomowych (w przypadku takiego wykorzystania staną się one z bardzo dużym prawdopodobieństwem źródłem przyszłych wielkich strated costs). Najefektywniejsze ich wykorzystanie mogłoby się wiązać natomiast z:

- przejściowym finansowaniem energetyki odnawialnej/roz- proszonej (energetyki poza obszarem ETS) za pomocą certyfikatów inwestycyjnych (dla tej energetyki certyfikaty „eksploatacyjne”, powiązane z energią, mają zbyt duże koszty administracyjne),
- przejściowym finansowaniem odbiorców wrażliwych (o niskich dochodach).

Podkreśla się, że drugie z wymienionych działań jest zgodne z wymaganiami unijnymi. Pierwsze, łącznie z samą inkorporacją, wymaga uzgodnień unijnych o dużym stopniu złożoności (nadaje się na linię przewodnią polskiej prezydencji w 2011 roku).

Jednym z segmentów inwestycyjnych o największym ryzyku regulacyjnym jest obecnie segment kogeneracyjny. W nawiązaniu do tego stwierdzenia podkreśla się, że inkorporacja kosztu ze- wnętrznego emisji CO₂ do kosztów paliwa umożliwi łatwą wy- cenę energii elektrycznej i ciepła produkowanych w gospodarce rozdzielonej i w skojarzeniu. Pokazuje to tabela 5. Tym samym inwestor ma przejrzystą sytuację odnośnie do skutków swoich decyzji. Przestają mieć natomiast znaczenie uznaniowe decy- zje URE, dotyczące wartości opłaty zastępczej dla produkcji realizowanej w skojarzeniu. (Jeszcze bardziej decyzje, takie jak decyzja Prezesa URE z 31 maja 2007 roku o tym, że inwestorzy biogazowni, zintegrowanych technologicznie ze źródłami koge- neracyjnymi, nie mają prawa do wynagrodzenia z tytułu dwóch certyfikatów: zielonego i żółtego).

Efekt wykorzystania 1 mln ha gruntów ornych (wysokiej wartości, pozostałych po ograniczeniu upraw buraka cukrowego i po zamianie upraw rzepaku na uprawę buraka energetycznego oraz kukurydzy energetycznej)

Punktem wyjścia do oszacowania efektu, o którym jest mowa w tytule, są dwie wielkości/liczby bilansowe. Są to mianowicie: wymagany udział energii odnawialnej (cel 15%) wynoszący 96 TWh (na rynku końcowym energii, tabela 2) oraz zapotrzebowanie

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

Wyszczególnienie	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska, mld zł	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska, mld zł	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	21,0	21,0 + 28,8	300
Węgiel brunatny	6,0	6,0 + 10,8	40
Gaz ziemny	11,8	11,8 + 3,6	84

Uwagi do tabeli 4

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

Uwaga 2. Koszt gazu ziemnego, uwzględniający uzmiennioną opłatę przesyłową, przyjęto na poziomach: 1100 zł/tys. m³ dla mocy (w paliwie pierwotnym) ponad 100 MW (taryfa E3a), 1300 zł/tys. m³ dla mocy powyżej 6 MW (taryfa W6) i 1800 zł/tys. m³ dla ludności (taryfa W1).

Uwaga 3. Koszt uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na poziomie rekomendowanym dla analiz rozwojowych: 40 euro/tonę (180 zł/tonę).

Tabela 5

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

Paliwo	Elektrownia	Kotłownia	Elektrociepłownia
<i>Węgiel kamienny</i>			
– 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 + 123		45 + 77
<i>Gaz ziemny</i>			
– moc, MW	0,5	1	0,5 + 1
– zużycie paliwa, mln m ³	1,44		1,24
– koszt paliwa 1, mln zł	1,68		1,45
– koszt paliwa 2, mln zł	1,68 + 0,52		1,45 + 0,45

Uwagi do tabeli 5

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.

energii końcowej z rolnictwa energetycznego (jeśli będzie realizowany trend „business as usual”) wynoszące 65 TWh (na rynku końcowym energii, oszacowanie własne).

Energia pierwotna (z 1 mln ha bardzo dobrych gruntów) wynosi około 8 mld m³ biometanu¹⁰⁾, inaczej jest to około 80 TWh, jeszcze

¹⁰⁾ Do wyciszenia przyjęto wydajność energetyczną z ha na poziomie 8 tys. m³ czystego biometanu. Gdyby tę wydajność uznać za zbyt wysoką i trzeba było zwiększyć, dla uzyskania 8 mld m³ czystego biometanu, wykorzystanie gruntów do 1,5 mln ha, to w polskiej sytuacji nie stanowi to praktycznego ograniczenia.

inaczej około 13,7 mln ton węgla (energetycznego, wskaźnikowego), wreszcie jest to około 23 mln ton węgla równoważnego (na rynkach końcowych).

Trzy progresywne technologie, bazujące na zasobach rolniczych wynoszących 1 mln ha (są to zasoby, których wykorzystanie jest racją stanu) dają następujące wyniki:

- produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji: 80x(0,35 + 0,50) TWh, czyli 28 MWh energii elektrycznej i 40 MWh ciepła, łącznie 68 TWh (tyle ile potrzeba z rolnictwa energetycznego);
- kogeneracja + samochód elektryczny: 80 x (0,35 x 2,5 + 0,50) = 70 TWh „zaliczone” na rynku energii elektrycznej (na rynku transportu) i 40 MWh ciepła, łącznie 110 TWh, czyli więcej niż wynosi cały polski cel.;
- kogeneracja + pompa ciepła: 80 x 1,75 MWh = 140 TWh (jednorodnie na rynku ciepła); wartość ta przekracza znacznie cały polski cel.

Segmentacja technologii i perspektywy ich wykorzystania w polskiej elektroenergetyce (energetyce)

W tabeli 6 przedstawiono bardzo gruby zarys segmentacji technologicznej ukierunkowanej na potrzeby elektroenergetyki (obecnej).

Główna linia podziału przebiega między technologiami wielkoskalowymi (charakterystycznymi dla monopolistycznej elektroenergetyki systemowej) i technologiami rozproszonymi dla energetyki rynkowej/konkurencyjnej.

Perspektywy implementacji tych technologii, głównie z punktu widzenia ich konkurencyjności rynkowej (w niektórych przypadkach dopiero z punktu widzenia dojrzałości technicznej), oszacowano wykorzystując doświadczenia własne (autora) oraz sygnały dające się odczytać z gwałtownie narastającego piśmiennictwa w obszarze innowacyjnych technologii, już nie tylko internetowego, ale także książkowego.

Segment	Horyzont czasowy						
	2010	2012	2013	2015	2020	2030	2050
ELEKTROENERGETYKA WIELKOSKALOWA							
• inwestycje w istniejące technologie							
– bloki węglowe (kondensacyjne, elektrociepłownicze)				x		– ¹⁾	
– elektrownie szczytowo-pompowe ²⁾		x					
– bloki gazowo-parowe (elektrociepłownie gazowe)							
– farmy wiatrowe	x						
– sieci przesyłowe			x				
– sieci rozdzielcze	x						
• inwestycje w przyszłościowe technologie							
– farmy wiatrowe offshore				x			
– instalacje czystych technologii węglowych (CCS, IGCC)						x ³⁾	
– bloki atomowe						x ⁴⁾	
ENERGETYKA ROZPROSZONA, INNOWACYJNA							
• konwergencja rynkowa							
– wytwarzanie i dostawa (zakup) oraz użytkowanie energii elektrycznej	x						
– usługi systemowe w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego		x					
– systemy wspomagania OZE	x						
– systemy zarządzania emisjami (w szczególności CO ₂)		x					
– internalizacja kosztów zewnętrznych			x				
– ujednoczenie podatków (w szczególności akcyzy)					x		
– jednolity rynek energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych					x		
• uniwersalizacja technologiczna							
– technologie poligeneracyjne	x						
– paliwa biomasowe drugiej generacji		x					
– samochód hybrydowy	x						
– samochód elektryczny		x					
– ogniwo paliwowe/wodorowe					x ⁵⁾		
– paliwa płynne i gazowe z przeróbki węgla						x ⁵⁾	
• integracja funkcjonalna							
– technologie uтиlizacyjno-energetyczne (elektroenergetyczne)	x						
– biogazownie, mikrobiogazownie	x						
– elektrownia szczytowo-pompowa i farma wiatrowa	x						
– farma wiatrowa i rezerwowe źródło gazowe	x						
– technologie wytwórczo-zasobnikowe		x					
– technologie sieciowo-zasobnikowe		x					
– farma wiatrowa i ogniwo paliwowe/wodorowe					x ⁵⁾		
• nowe technologie dedykowane							
– zwiększanie zdolności przesyłowych istniejących sieci	x						
– kolektory słoneczne		x					
– mikroźródła wiatrowe		x					
– ogniwa fotowoltaiczne						x ⁵⁾	
– elektrownie wodne ultraniskospadowe				x			
– nanogeneratory (technologie bezpieczeństwa osobistego i publicznego)				x			
• zarządzanie energią (i bezpieczeństwem)							
– użytkowanie energii (DSM, RD)	x						
– dom (obiekt) inteligentny	x						
– elektrownia wirtualna		x					
– sieć inteligentna		x					

1) brak możliwości budowy nowych źródeł ze względu na wymagania środowiska,

2) brak perspektyw budowy nowych elektrowni,

3) osiągnięcie dojrzałości technologicznej (duże ryzyko braku konkurencyjności),

4) możliwość wybudowania (duże ryzyko braku konkurencyjności),

5) osiągnięcie rynkowej konkurencyjności.

Zakończenie

W związku z przedstawioną segmentacją zwłaszcza politycy muszą sobie odpowiedzieć czy chcą ponieść ryzyko tego, że zamiast rozwoju rolnictwa i modernizacji wsi oraz rozwoju nowych technologii będą w Polsce powiększać na wielką skalę obszary wykluczenia i osłabiać gospodarkę wysokimi cenami energii elektrycznej z elektrowni atomowych. Jeśli się na to zdecydują, to muszą wziąć odpowiedzialność za stworzenie funduszu na finansowanie dostaw bardzo drogiej energii dla biednej ludności wiejskiej. Także za to, że niezbędne inwestycje w energetyce zostaną wykorzystane do wzmocnienia dostawców know how i dóbr

inwestycyjnych dla energetyki atomowej, a nie do stworzenia nowych innowacyjnych przemysłów w Polsce. Wreszcie za to, że umocni się paramilitarny charakter elektroenergetyki i wzrośnie siła monopolistycznych struktur w całej energetyce, a osłabiona zostanie konkurencja. W gruncie rzeczy za to, że zakonserwowany zostanie postprzemysłowy ład gospodarczy w energetyce, tak jak na początku lat siedemdziesiątych zakonserwowany został na 3 dekady ład technologiczny (i ustrojowy) w hutnictwie poprzez budowę *Huty Katowice*. Jest jednak nadzieja, że wcześniej wyborcy wymienią takich polityków na lepiej rozumiejących mechanizmy społeczeństwa wiedzy.

