

POLSKA ELEKTROENERGETYKA 2009. KONSOLIDACJA 2006-2008, TRWAJĄCY ŚWIATOWY KRYZYS GOSPODARCZY I ZWIĄZANA Z NIM ALOKACJA ZASOBÓW ORAZ NADCHODZĄCA REWOLUCJA W TECHNOLOGIACH ENERGETYCZNYCH¹

Jan Popczyk

Słowa kluczowe: innowacyjne technologie energetyczne, przebudowa krajowego bilansu energetycznego, zmiany strukturalne w energetyce

Streszczenie. Cztery główne zagadnienia, koncentrujące rozważania w referacie/artykułach, to: (i) uniwersalizacja rozproszonych technologii energetycznych i potrzeba ich integracji (szczególnie wytwarzania rozproszonego) z dystrybucyjną siecią elektroenergetyczną i z segmentem użytkowania energii elektrycznej, czyli potrzeba stworzenia konkurencyjnych rynków usług systemowych, w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego w elektroenergetyce, (ii) propozycja nowego spojrzenia na polskie zasoby energii odnawialnej w obszarze rolnictwa energetycznego, (iii) działania zmierzające do koordynacji systemów wspomaganie OZE oraz systemów zarządzania redukcją emisji CO₂ na wszystkich rynkach końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych), potrzeba określenia polskiego stanowiska i wykreowania linii przewodniej polskiej prezydencji w 2011 roku, (iv) czwartą sprawą wielkiej wagi – zwłaszcza w związku z trendami światowymi w obszarze energetyki innowacyjnej – jest włączenie do polityki energetycznej analiz ryzyka wystąpienia w przyszłości *stranded costs* spowodowanych inwestycjami w projekty wielkoskalowe (w szczególności dotyczy to wielkoskalowych bloków jądrowych).

TEZA I

Budowanie scenariuszy rozwojowych w polskiej elektroenergetyce, w oparciu o dotychczasowe doświadczenia wielkoskalowe, jest nierozsądne. Decydują o tym dwa czynniki, które nakładają się na siebie. Po pierwsze, trwający kryzys gospodarczy zaczyna już pobudzać istniejący na świecie potencjał innowacyjności technologicznej w dziedzinie energetyki (wyzwała rozwój rozproszony). Przy tym, dla Polski większe znaczenie, od istniejącego potencjału innowacyjności, ma fakt, że w elektroenergetyce jest już za późno na skuteczne zastosowanie rozwiązań wielkoskalowych. Mianowicie, przed 2030 rokiem nie da się 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.

TEZA II

Sytuację skomplikuje dodatkowo fakt przebudowy struktury rynków końcowych. Mianowicie, samochód elektryczny spowoduje pojawienie się segmentu użytkowania energii elektrycznej, którego dotychczas nie było. To spowoduje dodatkowe napięcie bilansowe na rynku energii elektrycznej, ale też transfer paliw transportowych w obszar poligeneracji rozproszonej. W ten sposób do 2020 roku ukształtuje się stabilna równowaga w całej energetyce, obejmująca: (i) wykorzystanie istniejących aktywów energetycznych (wydobywczych, wytwórczych/przetwórczych, sieciowych), (ii) rozwój energetyki odnawialnej i energetyki rozproszonej wykorzystującej paliwa transportowe, (iii) proefektywnościowe technologie użytkowania energii oraz (iv) sieci inteligentne (elektroenergetyczne, dystrybucyjne), czyli priorytet zarządzania energią w miejsce koncentracji na jej produkcji.

1. ENERGETYKA 2009 W PERSPEKTYWIE 2020, 2030 I 2050. ŚWIAT, POLSKA, REGION, GMINA

1.1. Sytuacja na świecie

W 2009 roku energetyka na całym świecie stoi wobec zmian, bodaj najbardziej dramatycznych w jej historii [1 do 4]. Odpowiedź, czym będzie energetyka w przyszłości (w perspektywie: 2020 – charakterystycznej ze

¹ Referat/artykuł ma podstawę w badaniach prowadzonych przez autora w ramach Projektu zamawianego „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” (PBZ-MEiN-1/2/2006).

względem na rozwiązanie 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. Zdecydują 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 znaczenie. Jest w każdym razie nadzieja, że energetyka (bezpieczeństwo energetyczne) przestanie być na świecie żerowiskiem dla polityków (i grup interesów [5]) oraz sposobem „sprzedaży kosztów” przez korporacyjne przedsiębiorstwa. Inaczej, że przedsiębiorstwa energetyczne, zwłaszcza tam, gdzie nie są jeszcze sprywatyzowane, przestaną być miejscem prywatyzacji zysków i uspołeczniania kosztów.

Globalny kryzys gospodarczy (i amerykański sposób na jego pokonanie, tzn. przeznaczenie dziesiątków miliardów USD na rządowe wsparcie, w postaci poręczeń kredytowych, projektów technologicznych w energetyce odnawialnej/innowacyjnej²) uruchamiający zmiany strukturalne, ma w całej historii energetyki status przypadku brzemiennego w skutki dlatego, że trafia na grunt wytworzony przez dziesięciolecia przygotowań technologicznych, przyspieszonych w USA i Europie w ostatnich kilkunastu latach przez reformy rynkowe w elektroenergetyce, polegające na odchodzeniu od formuły użyteczności publicznej i wprowadzaniu zasady dostępu do infrastruktury sieciowej, czyli na wyzwalaniu konkurencji.

Sprawa powiązania ochrony środowiska naturalnego i innowacyjnej energetyki wymaga odrębnego komentarza. Konferencja Klimatyczna ONZ w Poznaniu (grudzień 2008) uwypukliła bardzo mocno spór o rzeczywisty wpływ CO₂ na efekt cieplarniany. Konstruktywny wniosek, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, jest taki, że efekt cieplarniany – jest czy go nie ma – napędza innowacje w energetyce (daje społeczne przyzwolenie na koszty związane z innowacyjnością). Innowacje w energetyce są zaś dobre same w sobie (w perspektywie etyki użyteczności), zwłaszcza kiedy kurczy się przyzwolenie dla wojen stanowiących w przeszłości poligon innowacyjności.

Postawienie na innowacyjność w energetyce w istniejących uwarunkowaniach (kryzys gospodarczy, wymagania dotyczące ochrony środowiska) oznacza potrzebę zmiany doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Dotychczasowy system bezpieczeństwa ufundowany na imporcie przez rozwinięty świat (demokratyczny) ropy naftowej i gazu ziemnego z krajów niedemokratycznych oraz na wielkoskalowych technologiach węglowych stanowiących jedno z największych antropogenicznych źródeł emisji CO₂, musi być zastąpiony innym systemem.

W nowym systemie podstawą będą lokalne zasoby energetyczne odnawialne (w Polsce głównie zasoby rolnictwa energetycznego, gdzie istnieje ogromny potencjał wzrostowy, związany z rozwojem biotechnologii, zarówno w obszarze zwykłego postępu uprawowego roślin energetycznych jak i w obszarze technologii GMO). Będą to także innowacyjne technologie służące wykorzystaniu lokalnych zasobów (ich przetwarzaniu do postaci energii wykorzystywanej na trzech rynkach końcowych (energii elektrycznej, ciepła i transportu) oraz umożliwiające intensyfikację wykorzystania istniejących w energetyce systemów technicznych (w szczególności sieci elektroenergetycznych). Taki kierunek jest bardzo prawdopodobny, bo jest w interesie USA, które są (potencjalnie) absolutnym liderem w innowacyjnej energetyce. Tylko na tej ścieżce Stany Zjednoczone mogą bronić swojej pozycji, zagrożonej przez Chiny i Indie, a jednocześnie podciąć finansowanie terroryzmu i niedemokratycznego świata.

Inną ważną sprawą, która nabiera szczególnego znaczenia w świetle bieżących doświadczeń, jest alokacja ryzyka, z obszaru energetyki odnawialnej (rozproszonej, innowacyjnej) na obszar tradycyjnej elektroenergetyki wielkoskalowej – wysokoemisyjnej – o niskiej efektywności wykorzystania paliw kopalnych, z charakterystycznymi wielkimi przedsiębiorstwami. W nowych uwarunkowaniach dotychczasowe duże ryzyko regulacyjne związane z energetyką odnawialną (ograniczonym dostępem do technologii umożliwiających efektywne wykorzystanie tych zasobów) szybko maleje. Za to ryzyko regulacyjne związane z energetyką wysokoemisyjną i importem paliw węglowodorowych szybko rośnie. W odniesieniu do energetyki węglowej ryzyko to rośnie w szczególności ze względu na niepewność regulacji dotyczących sposobu internalizacji kosztów zewnętrznych emisji CO₂. Z kolei elektrownie atomowe są obciążone wielkim ryzykiem związanym z regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa atomowego [3].

² Pod tym względem do USA dołącza ostatnio Japonia. Mianowicie, w ukierunkowanym na walkę z kryzysem rządowym programie pomocy dla gospodarki japońskiej (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).

Potrzebę uwzględnienia alokacji ryzyka unaocznia kryzys gospodarczy, zmieniający wyobrażenie odnośnie finansowania inwestycji w energetyce. Mianowicie, stało się jasne, że ryzyko udzielenia kredytu wielkiemu przedsiębiorstwu może być bardzo duże, bo przedsiębiorstwo takie nie jest, przy braku pomocy państwa, wolne od ryzyka bankructwa. Sytuacja rosyjskiego Gazpromu, amerykańskiego General Electric, a także amerykańskich gigantów samochodowych takich jak General Motors, Chrysler i Ford są tu bardzo pouczające. Przypadek amerykańskich gigantów samochodowych trzeba zresztą obecnie rozpatrywać nie tylko w aspekcie nieefektywności zarządzania wielkimi przedsiębiorstwami, ale także w aspekcie zmian strukturalnych w energetyce ogólnie. Wiąże się to w szczególności z tym, że rząd amerykański chce wykorzystać restrukturyzację przedsiębiorstw samochodowych do modernizacji technologicznej transportu i uniwersalizacji technologii energetycznych w ogóle (nowy samochód hybrydowy /elektryczny jest jej istotną częścią).

1.2. Polska

W nowej sytuacji w interesie Polski jest działanie na rzecz systematycznej budowy zintegrowanego rynku podaży-popytu, na którym będą konkurować inwestycje w: (i) budowę wielkoskalowych elektrowni węglowych, (ii) budowę elektrowni atomowych, (iii) budowę rozproszonych źródeł odnawialnych oraz (iv) użytkowanie energii elektrycznej.

Szczególne znaczenie z tego punktu widzenia mają dwa fakty. Po pierwsze, ceny energii ze źródeł odnawialnych zapewniają im coraz większą konkurencyjność na poziomie odbiorców, por. p. 2. Po drugie, zgodnie ze źródłem [2], obecny potencjał redukcji amerykańskich rynków końcowych energii, związany z inwestycjami w jej użytkowanie (przy zastosowaniu już istniejących/skomercjalizowanych technologii użytkowania) wynosi 50% w przypadku rynku ciepła, 50% w przypadku rynku transportu oraz 75% w przypadku rynku energii elektrycznej. Oczywiście, w Polsce nie można wykorzystać bezpośrednio amerykańskiego oszacowania potencjału redukcji rynku energii elektrycznej. Po pierwsze, dlatego że zużycie energii elektrycznej (chodzi o energię zużytą przez odbiorców końcowych, a nie wyprodukowaną) na mieszkańca w USA (12 MWh/rok) jest 4-krotnie większe niż w Polsce (3 MWh/rok). Po drugie, dlatego że elektrochłonność amerykańskiego PKB jest 2-krotnie mniejsza od polskiej. Uwzględniając te dwa czynniki można uznać, że polski potencjał redukcji rynku końcowego energii elektrycznej kształtuje się na poziomie około 40%. Jak widać, jest znacznie większy niż odpowiedni cel w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3x20.

Budowa zintegrowanego rynku podaży-popytu bardzo szybko wprowadzi Polskę na ścieżkę intensyfikacji wykorzystania sieci elektroenergetycznych. Ma to krytyczne znaczenie, bo doniesienia o rewolucji technologicznej, nadchodzące z USA, dotyczą nie tylko wytwarzania i użytkowania energii elektrycznej. Obejmują one coraz częściej obszar, który był omijany przez dziesięciolecia przez jakościowy (istotny) postęp techniczny, czyli obszar sieciowy. Spektakularnym przykładem takiego potencjalnego postępu technicznego są koncepcje przekształcania linii prądu przemiennego (na wszystkich poziomach napięciowych) w linie prądu stałego za pomocą przekształtników tyrystorowych. Ale trzeba podkreślić, że uzyskany za pomocą takiego przekształcenia wzrost zdolności przesyłowych linii staje się tylko jednym z wielu dodatkowych rozwiązań innowacyjnych, umożliwiających przezwyciężanie kolejnych ograniczeń w elektroenergetyce i wykorzystywanie pojawiających się nowych szans.

W świetle przedstawionych danych i światowych trendów trzeba w Polsce skoncentrować się na stworzeniu podstaw pod integrację energetyki rozproszonej (wytwórczej) z elektroenergetycznymi rozdzielczymi sieciami w kontekście budowy nowej struktury bezpieczeństwa elektroenergetycznego: lokalnego (miast, gmin wiejskich) oraz indywidualnego odbiorców końcowych (przedsiębiorców i ludności). W nowej strukturze jest na przykład miejsce na biogazownie zintegrowane technologicznie ze źródłami kogeneracyjnymi, stanowiące drugi filar bezpieczeństwa elektroenergetycznego gminy wiejskiej, a dla operatora dystrybucyjnego jednocześnie źródło usługi zastępowalności inwestycji sieciowych. To oznacza, że innowacyjna energetyka nie tylko stwarza w Polsce warunki do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, ale ponadto umożliwia jej efektywne zarządzanie.

Bardzo spektakularnym przykładem integracji uniwersalizujących się technologii energetycznych z rozdzielczymi sieciami elektroenergetycznymi jest przyszła sytuacja indywidualnego odbiorcy posiadającego samochód elektryczny. Właśnie samochód elektryczny, wykorzystany jako źródło awaryjnego zasilania, przy braku zasilania z sieci, może się stać drugim filarem indywidualnego (odbiorcy) bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Ale potrzebne będzie zbudowanie sieci publicznych i indywidualnych (prywatnych) stacji ładowania samochodów elektrycznych, z wykorzystaniem do tego celu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Będzie to możliwe tylko wtedy, gdy intensyfikacja ich wykorzystania, w porównaniu z obecnym,

stanie się faktem.

1.3. Region, gmina

Przyszłość energetyczna regionów (województw) i gmin w dużym stopniu jest zależna od konsolidacji elektroenergetyki przeprowadzonej w Polsce w latach 2006-2007 i utrwalonej w 2008 roku. Generalnie konsolidację tę trzeba, zwłaszcza w świetle amerykańskiego programu pobudzenia gospodarki za pomocą energetyki innowacyjnej/odnawialnej, oceniać jednoznacznie negatywnie. Zresztą od początku było widoczne, że jej przyczyn nie można szukać gdzie indziej, jak tylko w interesach polityczno-korporacyjnych.

Teza o potrzebie stworzenia narodowego silnego przedsiębiorstwa w postaci Polskiej Grupy Energetycznej, zdolnego do konkutowania z przedsiębiorstwami unijnymi i zdolnego do ochrony polskiego rynku przed konkurencją nie miała żadnego uzasadnienia, zwłaszcza w świetle praktycznego braku transgranicznych importowych zdolności przesyłowych już około 2012 roku (poza potencjalnymi zdolnościami na przekroju wschodnim, związanymi z ewentualnym wykorzystaniem linii 750 kV) i narastającego wewnętrznego deficytu Polski w zakresie mocy wytwórczych oraz paliw dla elektroenergetyki. Bardzo szybko faktem natomiast okazała się dominująca pozycja tego przedsiębiorstwa na rynku krajowym, ze wszystkimi negatywnymi konsekwencjami (wzrostem cen hurtowych energii elektrycznej).

Wielka asymetria skonsolidowanych przedsiębiorstw (w kontekście sytuacji bilansowej: duża nadwyżka zdolności wytwórczych w PGE, bardzo duży ich deficyt w Enerdze), stanowiąca w gruncie rzeczy poważny błąd metodyczny, w całej koncepcji konsolidacyjnej, stworzyła jakościowo nową sytuację, która oprócz negatywnych konsekwencji ma „uboczną” stronę pozytywną. Mianowicie, po raz pierwszy w historii polskiej elektroenergetyki korporacyjnej powstały przedsiębiorstwa o bardzo różniących się interesach. W wyniku, pojawiło się przedsiębiorstwo (jest nim ENERGA), którego interes polega na przyspieszaniu rozwoju energetyki rozproszonej na terenie regionów i gmin, w których ono działa. A to oznacza dla tych regionów i gmin szansę, której dotychczas nie było.

Dwie zasygnalizowane technologie (biogazownia, samochód hybrydowy/elektryczny) pokazują, że tracą na znaczeniu technologie dedykowane tylko bezpieczeństwu elektroenergetycznemu (awaryjne agregaty prądowców, redundantne linie elektroenergetyczne, transformatory oraz inne urządzenia rozdzielczo-sieciowe). Zyskują na znaczeniu technologie integrujące w sobie zdolność do pracy podstawowej z użytecznością w stanach awaryjnych. Źródło kogeneracyjne zasilane z biogazowni, mające dyspozycyjność ponad 8000 godz./rok, jest pod względem niezawodności porównywalne z zasilaniem z wiejskiej sieci elektroenergetycznej nN. Z kolei samochód elektryczny będzie dobrym źródłem zasilania w wyjątkowych sytuacjach – wtedy, gdy odbiorcy będzie to najbardziej potrzebne, np. w czasie blackout-u. Koszty takiej struktury bezpieczeństwa łatwo minimalizować, na poziomie wynikającym z „przeciwbieżnych” działań (nie ma natomiast podobnej możliwości w przypadku, gdy jesteśmy skazani na podwyższanie niezawodności zasilania wyłącznie z tradycyjnego systemu elektroenergetycznego, bo wówczas krzywa kosztu wzrostu niezawodności jest monotonicznie rosnąca, w obszarze wysokich niezawodności bardzo silnie).

To wszystko sprawia, że regiony i gminy muszą rozpocząć (pilnie), poszukiwanie razem z przedsiębiorstwami energetycznymi zainteresowanymi rozwojem energetyki rozproszonej, takimi jak na przykład ENERGA, nowego paradygmatu budowy bezpieczeństwa zasilania odbiorców w energię elektryczną, konwergentnie powiązanego z systemem bezpieczeństwa energetycznego w całości. Jest już zrozumiałe, że cały rynek bezpieczeństwa energetycznego musi obejmować w ujęciu regionalnym: paliwa (i zasoby energii odnawialnej), technologie wytwórcze (i ogólnie przetwórcze), sieci elektroenergetyczne, sieci gazowe, zasobniki energii (w tym energii elektrycznej), użytkowanie energii. Rynek bezpieczeństwa energetycznego musi ponadto łączyć, a nie dzielić, trzy rynki końcowe: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych.

Oczywiście, po okresie konwergencji (przejściowym) nastąpi zapewne nowa segmentacja rynku bezpieczeństwa energetycznego i ukształtuje się segment bezpieczeństwa elektroenergetycznego o charakterystycznych cechach, ale inny od dotychczasowego. Zadanie (poszukiwanie nowej drogi) trzeba podjąć w ramach „złotego trójkąta” (biznes, samorządy, nauka), z odpowiedzialnym (na nowo ukształtowanym) udziałem polityków i mediów. Pod tym względem (możliwości zbudowania „złotego trójkąta” na rzecz budowy regionalnego bezpieczeństwa energetycznego) ENERGA, o wielkim deficycie wytwarzania, ma na pewno dużą szansę, jedną z największych w Polsce wśród przedsiębiorstw energetycznych. Gminne Centra Energetyczne, wykorzystujące lokalne zasoby energii odnawialnej, powinny się wkrótce stać znakami „firmowymi” bezpieczeństwa energetycznego gmin. Centra te należy widzieć, jako sposób na aktywizację gospodarczą gmin rolniczych, zwłaszcza w okresie kryzysu

(na wzór strategii amerykańskiej).

Trzeba pamiętać, że w przypadku innowacyjnej energetyki i rolnictwa energetycznego 90% przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej pozostanie w regionie i przychody te są osiągalne bardzo szybko, co wynika z krótkiego okresu inwestycji. Ponadto, innowacyjna energetyka i rolnictwo energetyczne stanowią obszar najszybszego rozwoju technologicznego osiągalnego w regionach (w segmencie dóbr inwestycyjnych, w segmencie biotechnologii, w segmencie paliw drugiej generacji, w segmencie zarządzania sieciowego wykorzystującego technologie internetowe). W przypadku elektrowni atomowych 80% przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej trafi wyprzedzająco (z wyprzedzeniem kilkunastoletnim) poza Polskę, głównie do dostawców dóbr inwestycyjnych. Ponadto, te inwestycje nie wytworzą w Polsce żadnego istotnego postępu technologicznego (wytworzą go, jeśli wytworzą, w innych krajach, w tych, w których są zlokalizowane przedsiębiorstwa dostarczające dobra inwestycyjne i paliwo dla elektrowni atomowych).

ENERGA ze swoją szansą na wytworzenie „złotego trójkąta” (z biznesem w postaci przedsiębiorstw takich jak Pomorska Spółka Gazownictwa oraz LOTOS, a także z działającymi na jej terenie samorządami i nauką) może stworzyć pierwszą w Polsce regionalną infrastrukturę paliw drugiej generacji (gazowych i płynnych). W tym obszarze, szczególnie w obszarze upraw energetycznych, nauka musi pilnie rozpoznać znacznie lepiej, w stosunku do obecnego stanu, potencjał fotosyntezy (przebiegającej według równania: $6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + \text{energia światlna} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6\text{O}_2$). 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.

Z bardzo prostych koncepcji mogą wynikać dalekosiężne skutki dla regionów i gmin o dużym potencjale w obszarze innowacyjnej energetyki i rolnictwa energetycznego. Jedną z takich koncepcji jest potraktowanie ognia fotowoltaicznego i biomasy jako „przetworników” energii słonecznej i porównanie ich wydajności energetycznej. Otóż, jednostkową roczną energię słoneczną charakterystyczną dla Polski można szacować na około 10 GWh/ha. Z ogniw fotowoltaicznych da się uzyskać 1 GWh/ha (zakłada się tu, że osiągalna obecnie efektywność wykorzystania energii słonecznej za pomocą tych ogniw wynosi około 10%³). 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 i ma bardzo wielki potencjał wzrostowy (w kontekście zjawiska fotosyntezy). Sprawność energetyczna wykorzystania biometanu w produkcji skojarzonej (energii elektrycznej i ciepła) wynosi około 85% (35% + 50%). Czyli jest 8,5 razy większa niż efektywność wykorzystania energii słonecznej za pomocą ogniw fotowoltaicznych. To wskazuje, że nauka musi w najbliższym czasie wskazać użyteczne – dla praktyki gospodarczej regionów i gmin – kierunki rozwojowe o podstawowym znaczeniu w obszarze innowacyjnej energetyki i rolnictwa energetycznego.

Pozostają jeszcze regulacje prawne, w szczególności te wychodzące poza obszar ustawy Prawo energetyczne, potrzebne do realizacji nowych koncepcji, stymulujących zarówno budowę oddolnego bezpieczeństwa energetycznego, jak również równowagę popytowo-podażową. Jedną z takich koncepcji mogłaby polegać na wykorzystaniu formuły inwestycji pożytku publicznego występującej w ustawie Prawo budowlane. Za pomocą tej formuły można by znacznie uprościć problemy lokalizacyjne w odniesieniu do źródeł odnawialnych, stanowiących oddolny filar bezpieczeństwa elektroenergetycznego miast i gmin wiejskich oraz umożliwiających ich indywidualny zrównoważony rozwój (w kontekście celów Pakietu 3×20 nałożonych na kraje członkowskie).

Podkreśla się, że dopiero taki rozwój energetyki odnawialnej (rozłożony w miarę równomiernie na miasta i gminy wiejskie), całkowicie przeciwny do realizowanego obecnie w Polsce współspalania biomasy w wielkich elektrowniach kondensacyjnych, czy też do planów budowy elektrowni atomowych, jest właściwy z punktu widzenia upodmiotowionego społeczeństwa (społeczeństwa wiedzy). Do operacjonalizacji omawianego zastosowania formuły inwestycji pożytku publicznego można by wykorzystać benchmarking elektrochłonności/energochłonności (województw, miast i gmin wiejskich). Benchmarking taki, w powiązaniu z zasobami energii odnawialnej (województw, miast i gmin wiejskich) powinien być w szczególności bazą do skonstruowania (już w 2009 roku) rządowego dokumentu pod roboczą nazwą Action plan, który określi zasady (model biznesowy) alokacji polskich celów Pakietu 3×20. Oczywiście, byłoby najlepiej, gdyby alokacja celów na polskie miasta i gminy była spójna z alokacją zastosowaną przez Komisję Europejską w odniesieniu do krajów członkowskich.

³ W najnowszych technologiach fotowoltaicznych jest to już poziom nawet 17%.

2. ILE KOSZTOWAŁYBY ZAPOWIEDZI NOWYCH INWESTYCJI WIELKOSKALOWYCH W BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE, GDYBY ZOSTAŁY W POLSCE ZREALIZOWANE?

Rozstrzygnięcia podjęte na szczycie grudniowym (11-12 grudnia 2008 roku) w Brukseli oraz styczniowy kryzys gazowy spowodowały destrukcyjną falę propagandowych działań na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski, które mieszają się z działaniami uwzględnionymi w strategiach przedsiębiorstw, czyli mającymi poważny status biznesowy. Poniżej przedstawiono bilans inwestycji wytwórczych, które obrazują tę sprawę.

1. Bilans realizowanych inwestycji wytwórczych do 2010 roku: Pątnów – 460 MW (eksploatacja gwarancyjna), Łagisza – 460 MW (uruchomienie 2009), Bełchatów – 850 MW (uruchomienie 2010). Razem 1770 MW.

2. Bilans zapowiadanych inwestycji wytwórczych węglowych i gazowych do 2020 roku: Energa (w strategii do 2015 roku) – 1600 MW (blok węglowy w Ostrołęce i elektrociepłownie na gaz ziemny, w tym elektrociepłownia w Gdańsku na gudron, realizowana z PGNiG oraz Lotosem), Enea – 2000 MW (bloki węglowe, budowa do 2015 roku), Rybnik – 1000 MW (blok węglowy), RWE – 800 MW (blok węglowy, budowa do 2016 roku), Vattenfall – 460 MW (blok węglowy, budowa do 2015 roku), Tauron (w planach do 2020 roku) – 1600 MW (bloki węglowe w Jaworznie III i Blachowni oraz gazowy w Stalowej Woli), PGE – 1200 MW (dwa bloki węglowe w Opolu, jeden blok na węgiel brunatny w Turowie). Razem – 7460 MW w blokach na węgiel kamienny, 400 MW w blokach na węgiel brunatny, 800 MW w blokach combi na gaz ziemny.

3. Bilans zapowiadanych inwestycji wytwórczych w energetyce atomowej do 2020 roku: PGE (inwestycje w zapowiedziach rządu) – 7300 MW (900 MW – Ignalina, uruchomienie w 2016 roku, 6400 MW – dwie elektrownie w Polsce wybudowane do 2020 roku, po dwa bloki, moc jednostkowa bloku 1600 MW).

Podsumowanie. Wyszczególnione inwestycje (daleko niekompletne, bo nie uwzględniają części inwestycji zgłoszonych do Ministerstwa Gospodarki w ostatnich dniach grudnia 2009, pod wpływem ulg przyznanych Polsce na szczycie grudniowym, dotyczących opłat za emisje CO₂), mają roczny potencjał produkcyjny energii elektrycznej wynoszący ponad 122 TWh. Prognozowana produkcja energii elektrycznej w 2020 roku wyniesie nie więcej niż 190 TWh, przy rocznym wzroście rynku wynoszącym 2% (byłby to wzrost optymistyczny, kryzys gospodarczy spowoduje przekształcenie światowej gospodarki w mniej elektrochłonną). Z tego na energię odnawialną przypadnie około 45 TWh. Czyli, istniejące (2009 rok) moce wytwórcze (węglowe) powinny ograniczyć produkcję z około 150 TWh do około 23 TWh, a moce z około 35 tys. MW do około 9 tys. MW (przy uwzględnieniu wymaganej rezerwy mocy wynoszącej około 14% i dyspozycyjności źródeł wiatrowych około 10%), a to jest nierealistyczne i nierozsądne. W szczególności potrzebne nakłady inwestycyjne na przywołane projekty wytwórcze wynoszą nie mniej niż 40 mld euro, czyli przy obecnym kursie walutowym około 185 mld zł. Korzystając z inżynierskiej reguły (mówiącej, że w przypadku źródeł wielkoskalowych na każdy milion zł nakładów inwestycyjnych w wytwarzaniu potrzebne są w sieciach nakłady inwestycyjne wynoszące 0,7 mln zł) można z gruba oszacować nakłady inwestycyjne potrzebne na budowę sieci. Wynoszą one około 130 mld zł. Z kolei niezbędne do 2015 roku nakłady inwestycyjne w górnictwie węgla kamiennego są obecnie oceniane na około 20 mld zł. Przynajmniej połowa tych nakładów musi być powiązana z potrzebami paliwowymi elektroenergetyki. Czyli roczne koszty amortyzacji i oczekiwane przez inwestorów wynagrodzenie kapitału, z tytułu inwestycji wytwórczych, sieciowych i w górnictwie węgla kamiennego, wynoszą łącznie nie mniej niż 38 mld zł. Koszty te przekładają się na wzrost (u odbiorcy końcowego) kosztu jednostkowego energii elektrycznej produkowanej w segmentach węglowym i atomowym (poza segmentem energetyki odnawialnej) o około 280 zł/MWh (założono, że straty sieciowe w przypadku segmentu energetyki wielkoskalowej wynoszą około 10%). Ponadto, należy pamiętać, że założone nakłady inwestycyjne na energetykę węglową uwzględniają bloki fluidalne i nadkrytyczne, nie uwzględniają natomiast jeszcze czystych technologii CCS oraz IGCC. Dlatego do kosztów energii elektrycznej trzeba doliczyć, co najmniej, koszty uprawnień do emisji CO₂. Koszty te przełożą się po 2020 roku, przy cenie uprawnień wynoszącej 40 euro/tonę, na dodatkowy (u odbiorcy końcowego) koszt jednostkowy energii z segmentu elektrowni węglowych, wynoszący ponad 150 zł/MWh. Oczywiście, koszt ten rozłożony na energię produkowaną w segmentach węglowym i atomowym będzie mniejszy, ale i tak wyniesie około 90 zł/MWh (przy strukturze produkcji wynikającej z mocy zapowiadanych inwestycji wytwórczych, tzn. przy stosunku produkcji energii elektrycznej w elektrowniach atomowych do produkcji w elektrowniach węglowych wynoszącym 40:60). Dlatego nie ma wątpliwości, że zrealizowanie programu budowy bezpieczeństwa elektroenergetycznego za pomocą zapowiadanych inwestycji narazi Polskę na niewyobrażalne nowe koszty osieroczone, które osłabiają na trwałe, co najmniej do 2050 roku, podstawy rozwoju gospodarki.

Potrzeba koncentracji na działaniach w obszarze usług dla partnerów w inteligentnej energetyce (dla odbiorców w zakresie użytkowania energii elektrycznej oraz dla niezależnych inwestorów w rozproszonej energetyce wytwórczej). Poniżej przedstawia się uwagi, które przemawiają na rzecz budowania rynkowego bezpieczeństwa elektroenergetycznego (w miejsce propagandowego).

W punkcie 1 podkreślono, że Polsce potrzebny jest zintegrowany rynek podaży-popytu, na którym będą konkurować inwestycje w: wielkie bloki węglowe, elektrownie atomowe, źródła odnawialne oraz w użytkowanie energii elektrycznej. Na takim rynku ceny są następujące:

1. Cena energii elektrycznej z elektrowni węglowych, bez instalacji CCS, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh (szacunki własne, koszt uprawnień do emisji CO₂ – 40 euro/tonę);
2. Cena energii elektrycznej z elektrowni atomowych, u odbiorcy końcowego, to około 180 do 230 USD/MWh (dane z [3], uzupełnione o szacunki własne);
3. Cena energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh (szacunki własne);
4. Prognozowana w USA „wycena” inwestycji zapewniająca zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to około 10 do 30 USD/MWh [3].

Komentarz: Porównanie samych cen, pp. 1 do 4, nie jest wystarczające. Ceny energii elektrycznej z elektrowni węglowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi emisji CO₂ i innych regulacji na rzecz ochrony środowiska naturalnego (np. regulacji dotyczących emisji rtęci). Ceny energii elektrycznej z elektrowni atomowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa atomowego [3]. Ceny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będą maleć wraz z rozwojem technologii (tu potencjał jest bardzo wielki) oraz ze wzrostem rynku energii odnawialnej. Jeśli chodzi o „wycenę” inwestycji zapewniających zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to można przyjąć opcję „neutralną” (kosztu krańcowego) na zintegrowanym rynku podaży-popytu, na którym inwestycje te będą konkurować z inwestycjami w energetykę wytwórczą – odnawialną.

3. BILANS ENERGETYCZNY POLSKI 2009 I PROGNOZA RYNKÓW KOŃCOWYCH 2020 W TRADYCYJNYM UJĘCIU

Oszacowanie polskich rynków energii pierwotnej i końcowej (2009) przedstawia tabela 1. Jest to praktycznie takie samo oszacowanie jak dla roku 2008, zaprezentowane na Konferencji REE'08 [6]. Oczywiście, nie może być mowy o wzroście rynków w 2009, jak to w wielu prognozach przepowiadano. Raczej należy liczyć się z redukcją tych rynków, chociaż niewielką (znaczne zmniejszenie rynku energii elektrycznej może być skompensowane wzrostem rynku ciepła wynikającym z warunków atmosferycznych). Ważniejsza jest jednak inna sprawa. Mianowicie, potrzeba przebudowy tych rynków jest w 2009 roku jeszcze bardziej oczywista niż w 2008, a to za przyczyną determinacji UE w realizacji Pakietu 3x20.

Oszacowanie rynków końcowych w 2020 roku jest obecnie praktycznie niemożliwe. Doświadczenia z końca 2008 roku i z początku 2009 jednoznacznie wskazują jednak, że trzeba być bardzo ostrożnym w zakresie prognozowania wzrostów na tych rynkach. Dlatego przytoczone poniżej oszacowania (zaprezentowane na Konferencji REE'08 [6]), w 2008 roku uznawane często za zbyt pesymistyczne (za niskie), na początku 2009 roku należy uznać – w świetle tradycyjnych metod prognostycznych – za całkowicie racjonalne. Są one przy tym 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 TWh, a z potrzebami własnymi i stratami sieciowymi 190 TWh.
2. Ciepło. Zakłada się stabilizację rynku (uzasadnioną tym, że ciągle jest jeszcze do wykorzystania wielki potencjał termomodernizacji), czyli wielkość rynku końcowego na koniec okresu będzie taka jak w 2008 roku i wyniesie 240 TWh.
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 TWh.

Tabela 1

Polscy 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
1	2	3	4	5
Węgiel kamienny	80 mln ton	176	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	78	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	70	220	50
Energia odnawialna	-	-	-	6
Razem	-	344	1090	480

Uwagi:

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

4. POTENCJAŁ POLSKIEJ ENERGETYKI ODNAWIALNEJ I ALOKACJA POLSKIEGO CELU (2020) DOTYCZĄCEGO TEJ ENERGETYKI NA RYNKI KOŃCOWE (PODEJŚCIE PRZEJŚCIOWE)

Chociaż możliwość wypełnienia celu w obszarze energetyki odnawialnej, wynikającego z Pakietu 3x20, ciągle budzi w Polsce wątpliwości, to w referacie/artykułe [6] stwierdza się, że cel ten nie jest 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. 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 całkowicie nowej alokacji celu na te rynki i technologii poligeneracyjnych/universalnych/zintegrowanych.

Przyjmując przedstawione oszacowania dotyczące wielkości rynków końcowych w 2020 roku, por. p. 3, można przyjąć, że energetyka odnawialna powinna ulokować na rynkach końcowych w tym horyzoncie około 96 TWh. Z tego na rynek transportowy powinno trafić, zakładając wykorzystanie obecnych technologii biopaliwowych (estry, etanol) i tradycyjnych samochodów około 21 TWh⁴.

Oszacowania potencjału rolnictwa energetycznego 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). Według oszacowań przedstawionych w [6, 7] potencjał polskiego rolnictwa energetycznego (widziany przez pryzmat technologii fermentacyjnego zgazowania roślin z upraw energetycznych) wynosi około 160 TWh w paliwie pierwotnym (i około 130 TWh na rynkach końcowych). Przyjmując bardziej radykalne założenia można wyjść na oszacowanie, które można by nazwać „oszacowaniem w tendencji”, tabela 2. 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

⁴ Jest to minimalny udział energii odnawialnej (10%) na rynku paliw transportowych, określony w postaci wymagania dodatkowego w regulacjach związanych z Pakietem 3x20.

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 2, ma wagę ogólnospołeczną. Dlatego powinien on pilnie stać się także przedmiotem publicznej debaty o masowym zasięgu.

Znaczenie wyników przedstawionych w tabeli 2 polega na tym, że ukazują one w horyzoncie 2020 roku 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 (odnawialnych źródeł energii), z wyjściem na znacznie bardziej odważne systemy, nadające się do zastosowania w całej UE (takie jak np. system inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa, p. 6) po to, aby je próbować wdrożyć w czasie polskiej prezydencji w UE w 2011 roku.

Tabela 2

Oszacowanie (na 2020 rok) potencjału rolnictwa energetycznego Polski w aspekcie całego rynku paliw i energii [7]

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

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.

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

3) pp – paliwo pierwotne.

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 (półcukrowych/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).

O szybkiej stabilizacji pozycji rolnictwa energetycznego na nowej mapie zasobowej źródeł energii, jednocześnie o wielkiej niestabilności oszacowań jego potencjału świadczą dwa programy rządowe, późniejsze niż referat/artkuł [7]. Pierwszy to program Ministerstwa Gospodarki pt. „Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne”. 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 (to jest mniej niż szacunki przedstawione w [6, 7], ale bardzo dużo). 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.

4.1. Udziały energii odnawialnej na trzech polskich rynkach końcowych energii w 2020 r.

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 czasu uzyskania dokładniejszych danych o strukturze przyjmuje się tu, na podstawie rozpoznania własnego (eksperyckiego), 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, ewentualnie 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, dla zwiększenia ich przejrzystości, zastosowanie tylko wybranych technologii energetycznych, którymi są: (1°) wykorzystanie bezpośrednio biogazu uzyskiwanego z upraw energetycznych (biogazownie zintegrowane technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi), (2°) zatłaczanie biometanu do sieci gazu ziemnego (rozdzielenie produkcji biometanu oraz produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła), (3°) 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%, (4°) zastosowanie, poza potencjałem produkcji skojarzonej, kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na ciepło u odbiorcy, wynoszącą 95%, (5°) 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 poniżej 1 MWel. 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. MWel, co daje możliwość, przy czasie użytkowania mocy szczytowej wynoszącej 6 000 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.

5. WPLYW SAMOCHODU ELEKTRYCZNEGO NA PRZEBUDOWĘ RYNKÓW, W TENDENCJI⁵

Zgodnie z dyrektywą w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (projekt z 23 stycznia 2008 roku) biopaliwa drugiej generacji będą liczone (w celu wynikającym z Pakietu 3x20) podwójnie, a energia

⁵ Wszystkie oszacowania przedstawione w tym punkcie mają charakter zdroworozsądkowy, są bardzo przybliżone. Ich celem jest budowa nowego obrazu energetyki, mającej podstawy w nowych technologiach.

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 następujące⁶. 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 półtorakrotnie 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. 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 przełożenie faktu, że (i) energia elektryczna wykorzystywana do zasilania samochodów elektrycznych będzie się liczyła w udziale energii odnawialnej na rynkach końcowych dwu i półkrotnie oraz (ii) przedstawionych powyżej wyników analizy zużycia energii pierwotnego i emisji CO₂ dla indywidualnego samochodu elektrycznego na tendencję dotyczącą zmiany ogólnej struktury rynku paliw i energii jest następujące.

1. Po pierwsze, nastąpi wzrost rynku biogazu rolniczego i produkcji skojarzonej, z wykorzystaniem dwóch technologii (i): biogazowni zintegrowanych technologicznie ze źródłami kogeneracyjnymi oraz (ii) biogazowni produkujących biogaz na rynek, wykorzystywany do produkcji skojarzonej w lokalizacjach dobrze do tego uwarunkowanych (zatłaczany do sieci gazowej w postaci oczyszczonej lub surowej bądź transportowany 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 (por. p. 4, zapotrzebowanie

⁶ Autor wyraża podziękowanie dr Janowi Schmiegel i mgr Ryszardowi Mosze z firmy eGIE za dyskusje nad oszacowaniami dotyczącymi bilansów: energetycznego i emisji CO₂ dla samochodu elektrycznego.

określone bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) do około 595 TWh.

2. Po drugie, 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 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 pojawiają, zmieniają 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 pp. 1 i 2 powoduje wzrost, w stosunku do oszacowania przedstawionego w p. 4 (bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) rynku energii elektrycznej, produkowanej w rozproszonych technologiach 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 pp. 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.

6. 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 (i kontynuowanej) konsolidacji w elektroenergetyce.

Negatywne strony konsolidacji, z punktu widzenia zdolności inwestycyjnych w polskiej elektroenergetyce, coraz bardziej uwidoczniające się, są następujące. Po pierwsze (w perspektywie bieżącej), konsolidacja nie tylko nie przyspieszyła decyzji inwestycyjnych, ale wręcz je zablokowała, między innymi poprzez procedury korporacyjne /biurokratyczne, 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 energetyce [8] kolejny: ekonomikę, 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 systemów: (i) wspomagania rozwoju OZE oraz (ii) internalizacji kosztów zewnętrznych związanych z emisją CO₂. Rozwiązaniem tego wielkiego problemu mogłaby być inkorporacja kosztów zewnętrznych emisji CO₂ do kosztów paliwa [7]. Jest to rozwiązanie radykalne, ale uniwersalne i tym samym obiektywne. Także bardzo proste, tym samym przejrzyste. Uniwersalność rozwiązania polega m.in. na tym, że objęłoby 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 ujawnia się przez pryzmat obrotu hurtowego i detalicznego. Wynika ona z faktu, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu powszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podatków: 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 (czyli, w jednym i drugim przypadku – węgla brunatnego i gazu ziemnego – nie ma potrzeby tworzenia nowej infrastruktury, wymagającej nakładów pracy koncepcyjnej i nakładów inwestycyjnych.).

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, co bez wątpienia 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 3×20.

Oczywiście, inkorporacja stanowiąca źródło środków pozyskiwanych przez państwo, w trybie podatku, musi spowodować znaczną zmianę przepływów finansowych między sektorami: prywatnym i publicznym (odbiorcami, przedsiębiorstwami i państwem). Roczne środki z inkorporacji (koszty inkorporacji), dla rynków paliwowych o wielkości takiej jak w 2008 roku, przedstawia tabela 3.

Tabela 3

Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej.
Dane według [7] (dane zaktualizowane zgodnie z bieżącym kursem walutowym)

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska	Rynek energii końcowej
	mld zł	mld zł	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:

1. Do obliczeń przyjęto koszt miału węglowego na poziomie 200 zł/tonę. Koszt energii pierwotnej w węglu brunatnym przyjęto na poziomie 80% kosztu energii pierwotnej w węglu kamiennym w postaci miału węglowego. Koszt węgla kamiennego w postaci groszku przyjęto na poziomie 400 zł/tonę. Koszty węgla kamiennego (miału i groszku) nie uwzględniają kosztu transportu.
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).
3. Koszt uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na poziomie rekomendowanym dla analiz rozwojowych: 40 euro/tonę (180 zł/tonę).

Łącznie są to roczne środki wynoszące 44,2 mld zł. Wykorzystanie 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 stranded costs). Najefektywniejsze ich wykorzystanie mogłoby się wiązać natomiast z: (i) przejściowym finansowaniem energetyki odnawialnej/rozproszonej (energetyki poza obszarem nonETS) za pomocą certyfikatów inwestycyjnych (dla tej energetyki certyfikaty „eksploatacyjne”, powiązane z energią, mają zbyt duże koszty administracyjne), (ii) 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 (produkcja skojarzona energii elektrycznej i ciepła). W nawiązaniu do tego stwierdzenia podkreśla się, że

inkorporacja kosztu zewnętrznego emisji CO₂ do kosztów paliwa umożliwia łatwą wycenę energii elektrycznej i ciepła produkowanych w gospodarce rozdzielonej i w skojarzeniu. Pokazuje to tabela 4. Tym samym inwestor ma przejrzystą sytuację odnośnie skutków swoich decyzji. Przestają mieć natomiast znaczenie uznaniowe decyzje 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 kogeneracyjnymi, nie mają prawa do wynagrodzenia z tytułu dwóch certyfikatów: zielonego i żółtego).

Tabela 4

Koszt produkcji energii elektrycznej i ciepła, w gospodarce rozdzielonej i w skojarzeniu, przez okres 7000 h/rok.
Dane według [7] (dane zaktualizowane zgodnie z bieżącym kursem walutowym)

Paliwo	Elektrownia	Kotłownia	Elektrociepłownia
1	2	3	4
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 + 123		45 + 77
Gaz ziemny			
- 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:

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%.
2. Koszt paliwa 1 - bez inkorporacji kosztów środowiska do paliwa, koszt paliwa 2 - z inkorporacją.

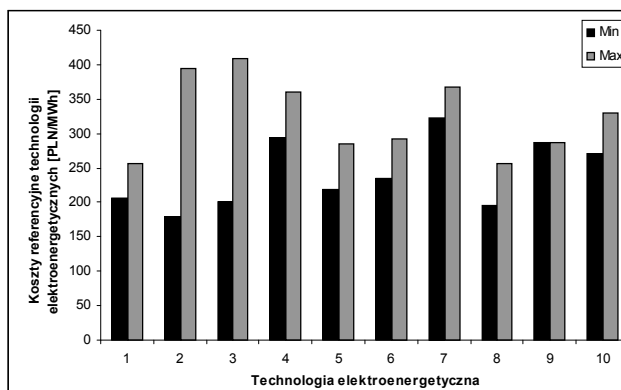
6.1. Koszty referencyjne dla charakterystycznych technologii energetycznych

Na rys. 1 zostały przedstawione koszty referencyjne dla 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych (w tym kogeneracyjnych). Rysunek jest powtórzeniem rysunku z referatu/artykułu [6], bez aktualizacji kosztów wynikającej ze zmiany kursu walutowego (dlatego między innymi nie można porównywać kosztów z rys. 1 z cenami przedstawionymi w p. 2). Powtórzenie to uznaje się tu za zasadne dlatego, że rośnie gwałtownie ryzyko nowych stranded costs związane z inwestycjami w wielkoskalowe projekty wytwórcze w elektroenergetyce, por. p. 2.

Pokazanie kosztów referencyjnych dla energii elektrycznej jest uzasadnione ze względów metodologicznych (chodzi o zaprezentowanie podejścia) i ze względu na konieczność zablokowania manipulacji, które najogólniej polegają na tworzeniu rankingów konkurencyjności technologii wytwórczych bez uwzględnienia w jednolity sposób wszystkich kosztów tych technologii na poziomie odbiorców końcowych.

Przedstawione na rys. 1 koszty referencyjne uwzględniają inkorporację kosztów zewnętrznych emisji CO₂, o której jest powyżej mowa. Inną kategorią kosztów uwzględnionych w kosztach referencyjnych są koszty zewnętrzne w postaci stranded costs w systemie elektroenergetycznym. W tym obszarze występują dwa rodzaje kosztów.

Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym, określonym przez zasadę TPA. Za takie można w polskiej praktyce uważać koszty osierocone w postaci kosztów likwidacji kontraktów długoterminowych (KDT). W 2008 roku wyniosły one około 2,3 mld zł. (Łączne koszty osierocone w wytwarzaniu, praktycznie do poniesienia w okresie do 2015 roku, wynoszą około 11,5 mld zł.).



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 SN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć nN, 7 zintegrowana technologia wiatrowo-gazowa, sieć 110 kV, 8 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć SN, 9 – mała elektrownia wodna, sieć SN, 10 – ogniwo paliwowe.

Rys. 1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂: 10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę (H. Kocot, [7])

Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego i za pomocą innowacyjnych technologii rozproszonych. Podkreśla się, że pojawiły się już fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości (nie kosztu) opłaty przesyłowej. To oznacza potrzebę odejścia w elektroenergetyce od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosztu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się kosztów osieroconych u operatorów OSP i OSD.

Łączny koszt opłat przesyłowych w 2008 roku wynosił około 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł (H. Kocot, [7]). Dlatego wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych w postaci kosztów osieroconych, wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji, do analiz ekonomicznych dotyczących technologii elektroenergetycznych do powszechnej społecznej świadomości jest wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Poniżej formułuje się podstawowe założenia do metodyki wyznaczania kosztów referencyjnych. Mianowicie, przyjmuje się, że koszty referencyjne dla energii elektrycznej (z uwzględnieniem tej produkowanej w skojarzeniu) powinny uwzględniać w jednolity sposób trzy grupy czynników (przede wszystkim). Są to:

1. Właściwe (w szczególności oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych. W tym wypadku ważne ogólne znaczenie ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć poprzez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków. Z tego punktu widzenia ważne jest prawidłowe uwzględnienie sytuacji różnych grup odbiorców końcowych, o której decyduje możliwość substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci elektroenergetycznych (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym. Oczywiście, możliwość substytucji jest bardzo zróżnicowana (jest ona największa w sieciach nN i SN na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych, wymagających według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadających się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej).

2. Wycena usług systemowych. Zwłaszcza chodzi tu o wycenę w sensie wynikającym z dyrektyw bezpieczeństwa dostaw gazu i energii elektrycznej (Dyrektywy 2004/67/WE i 2005/89/WE), a to oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych (w tym biometanowych) źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego.

Koszty przedstawione na rys. 1 uwzględniają wszystkie trzy grupy kosztów: koszty zewnętrzne środowiska, sieciowe i usług systemowych. Z rysunku wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny uprawnień do emisji CO₂ 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 CO₂) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych. Podkreśla się, że koszty referencyjne przedstawione na rys. 1 znajdują potwierdzenie, chociaż nie w bezpośredni sposób, w kosztach przedstawionych w tabeli 4.

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 skrośnym technologii elektroenergetycznych w skonsolidowanych grupach przedsiębiorstw, realizowanym za pomocą cen transferowych.

Celem zobrazowania faktu, bez wdawania się w zawłości metodyczne, że nowa ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe, przedstawia się, poza rys. 1, uproszczone oszacowanie kosztu jednostkowego dla Bloku Łagisza (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 CO₂ – 0,8 t/MWh, 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/MWh, koszt kapitału transferowalnego (dla stopy zwrotu kapitału IRR równej 8%) – 60 zł/MWh, koszt węgla – 100 zł/MWh, koszt uprawnień do emisji CO₂ – 120 zł/MWh, (jest to wartość wyliczona dla kursu walutowego przyjętego w obliczeniach kosztów referencyjnych przedstawionych na rys. 1, dla bieżącego kursu walutowego byłaby to wartość około 50% większa), koszty stałe uzmiennione – 20 zł/MWh, opłata przesyłowa – 100 zł/MWh. Razem daje to 420 zł/MWh. Jest to koszt bardzo dobrze korespondujący z górnym poziomem kosztu dla technologii 3 (odpowiadającej blokowi Łagisza) na rys. 1.

Bieżący kurs walutowy (słaby złoty) znacznie podwyższa koszty referencyjne z rys. 1 w przypadku technologii: jądrowej oraz gazowych (w pierwszym przypadku ze względu na bardzo wysoki udział kosztu importowanych dóbr inwestycyjnych w koszcie referencyjnym, w drugim ze względu na bardzo wysoki udział kosztu importowanego gazu w koszcie referencyjnym). W przypadku elektrowni jądrowej jeszcze większe znaczenie, od kursu walutowego, ma wzrost jednostkowych nakładów inwestycyjnych, o około 50%. W rezultacie elektrownie jądrowe tracą, w świetle obiektywnej metodyki kosztów referencyjnych, całkowicie konkurencyjność.

7. SEGMENTACJA TECHNOLOGII I PERSPEKTYWY ICH WYKORZYSTANIA W POLSKIEJ ELEKTROENERGETYCE (ENERGETYCE)

W tabeli 5 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 [9 do 17].

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 jądrowych. Jeśli się na to zdecydują, to muszą wziąć odpowiedzialność za stworzenie funduszu do finansowania 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 jądrowej, a nie do stworzenia nowych innowacyjnych przemysłów w Polsce. Wreszcie za to, że umocni się paramilitarny charakter elektroenergetyki i wzrosnie siła monopolistycznych struktur w całej energetyce, a osłabiona zostanie konkurencja. W gruncie rzeczy za to, że zakonserwowany zostanie postprzemysłowy ład go-

spodarczy 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.

Tabela 5

Segmentacja technologii charakterystyczna dla Polski: energetyka wielkoskalowa (tradycyjna) vs (i/lub) energetyka rozproszona/innowacyjna. Możliwość uzyskania efektów rynkowych z nowych inwestycji

Segment	Horyzont czasowy						
	2010	2012	2013	2015	2020	2030	2050
ELEKTROENERGETYKA WIELKOSKALOWA							
<ul style="list-style-type: none"> • inwestycje w istniejące technologie - bloki węglowe (kondensacyjne, elektrociepłownicze) - elektrownie szczytowo-pompowe²⁾ - bloki gazowo-parowe (elektrociepłownie gazowe) - farmy wiatrowe - sieci przesyłowe - sieci rozdzielcze • inwestycje w przyszłościowe technologie - farmy wiatrowe offshore - instalacje czystych technologii węglowych (CCS, IGCC) - bloki atomowe 		X	X	X		- ¹⁾	
ENERGETYKA ROZPROSZONA, INNOWACYJNA							
<ul style="list-style-type: none"> • konwergencja rynkowa - wytwarzanie i dostawa (zakup) oraz użytkowanie energii elektrycznej - usługi systemowe w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego - systemy wspomaganie OZE - systemy zarządzania emisjami (w szczególności CO₂) - internalizacja kosztów zewnętrznych - ujednoczenie podatków (w szczególności akcyzy) - jednolity rynek energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych • uniwersalizacja technologiczna - technologie poligeneracyjne - paliwa biomasowe drugiej generacji - samochód hybrydowy - samochód elektryczny - ogniwo paliwowe - paliwa płynne i gazowe z przeróbki węgla • integracja funkcjonalna - technologie utylizacyjno-energetyczne (elektroenergetyczne) - biogazownie, mikrobiogazownie - elektrownia szczytowo-pompowa i farma wiatrowa - farma wiatrowa i rezerwowe źródło gazowe - technologie wytwórczo-zasobnikowe - technologie sieciowo-zasobnikowe - farma wiatrowa i ogniwo paliwowe • nowe technologie dedykowane - zwiększanie zdolności przesyłowych istniejących sieci - kolektory słoneczne - mikroźródła wiatrowe - ogniwa fotowoltaiczne - elektrownie wodne ultraniskospadowe - nanogeneratory (technologie bezpieczeństwa osobistego i publicznego) • zarządzanie energią (i bezpieczeństwem) - użytkowanie energii (DSM, RD) - dom (obiekt) inteligentny - elektrownia wirtualna 	X	X	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.

LITERATURA

- [1] Dickey Ch., McNicoll T.: A Green New Deal. Newsweek. November 3. 2008.
- [2] Grunwald M.: Wasting Our Watts (We don't need new drilling or new power plants. We need to get efficient). Time. January 12. 2009.
- [3] Grunwald M.. Going Nuclear (Proponents tout atomic energy as a clean, carbon-free alternative to coal and oil. But could sink nukes again). Time. January 12. 2009.
- [4] Business & the Environment. Financial Times (Special Report). March 16. 2009.
- [5] Grupy interesów a prywatyzacja elektroenergetyki. Pod redakcją P. Ruszkowskiego i A. Wójtowicza. Wydawnictwo Naukowe SCHOLAR. 2009.
- [6] Popczyk J.: Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku. Rynek Energii 2008, nr 3.
- [7] Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej. W druku.
- [8] Popczyk J.: Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki). Gliwice, 2006 (na prawach maszynopisu, www.egie.pl).
- [9] Low-Energy Nuclear Reactions Sourcebook. Edited by Jan Marwan and Steven B. Krivit. American Chemical Society, Washington, DC. 2008.
- [10] Pagliaro M., Palmisano G., Cirimina R.: Flexible Solar Cells. Wiley. 2008.
- [11] Nanostructured materials for solar energy conversion. Edited by Tetsuo Soga. Elsevier. 2006.
- [12] Samir Kumar Khanal: Anaerobic Biotechnology for Bioenergy Production. Principles and Applications. Wiley. 2008.
- [13] Renewable energy policy and politics. A handbook for decision-making. Edited by Karl Mallon. London. Sterling, VA. 2006.
- [14] Renewable energy in Europe. Building markets and capacity. European Renewable Energy Council (EREC). Brussels. 2004.
- [15] Urban Energy Transition. From Fossil Fuels to Renewable Power. Edited by Peter Droege. Elsevier. 2008.
- [16] Investing in Renewable energy. Edited by J. Siegel. Wiley. 2008.
- [17] Morvay Z., Gvozdenac D.: Applied industrial energy and environmental management. Wiley. 2008.

POLISH POWER SECTOR IN 2009.

THE CONSOLIDATION OF THE SECTOR IN THE YEARS 2006-2008, THE ONGOING ECONOMIC CRISIS AND THE RELATED RESOURCE ALLOCATION AND THE ENERGY TECHNOLOGIES REVOLUTION

Key words: innovative energy technologies, restructuring the national energy balance, structural changes in the energy sector

Summary: the four main issues discussed in the article are: (i) universal distributed energy technologies and the need for their integration (especially distributed generation) with the distribution power networks and the end user sector, thus the need for the creation of a competitive system services market in the area of distribution power operators, (ii) a proposed new approach towards the Polish renewable energy resources in the area of the agriculture, (iii) actions aiming at the coordination of the incentive systems of renewable energy resources development and the systems for managing CO₂ emissions reductions in all of the end markets (electricity, heat and transport fuels), and formulating a clear Polish position and policies for the Polish presidency in 2011, (iv) the fourth important aspect, especially in connection with the world innovative energy trends, is the inclusion of the risk analysis in the energy policies related to stranded costs caused by investing in large scale projects (this in particular concerns large scale nuclear energy units).

Jan Popczyk, profesor, Politechnika Śląska. Obszar działalności badawczej, dydaktycznej, gospodarczej i pu-

blicystycznej: energetyka. e-mail: jan.popczyk@polsl.pl