

JAN POPCZYK

Politechnika Śląska

PRZESTRZEŃ POLSKA A BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Abstract: Polish Space and Energy Security. The article includes an analysis of the opportunities of the Polish power sector development. It shows specific concepts regarding the development of the sector until the year 2020 (the timeframe for the Energy-Climate Package, in particular “3x20 percent objective” set for 2020). It includes the probable growth trends until the year 2030 (the development of clean coal technologies). It also takes into account the period until the year 2050 (the development of distributed hydrogen technologies). Based on the analysis of the current situation of the Polish power industry (considered to be in crisis) and the global situation of world-wide energy supply development (considered to be at a critical time) this paper presents proposals for improving the Polish energy security in the years 2010-2020 with the use of innovative distributed energy systems (based on natural gas and on second generation biomass fuels, starting with biogas/biomethane extracted from plants in fermentation processes). In the context of open space planning for the country, the estimates regarding the growth of the energy-related agriculture (using land to grow plants for the energy sector). In this aspect a vision for the power sector for the year 2030 is also important. The article also discusses – in a simplified way – the prospects of nuclear power in Poland.

Key words: distributed energy supply systems, innovation, energy agriculture, map road of energy, supply security, nuclear power.

O ziemię, religię, bogactwa, wodę i źródła energii toczą się wojny.

Ziemia była człowiekowi zawsze potrzebna do wyżywienia się. W Europie właśnie z punktu widzenia bezpieczeństwa żywnościowego było jej stale za mało. Dlatego w Traktatach Rzymskich (w jednym z nich, o utworzeniu EWG) zapisana została ponad pięćdziesiąt lat temu Wspólna Polityka Rolna ukierunkowana na stworzenie (z wykorzystaniem protekcjonizmu państwowego) trwałych podstaw bezpieczeństwa żywnościowego Wspólnoty. Polityka ta doprowadziła, w krótkim czasie, do wielkich nadwyżek produkcji rolnej. Powodem był brak wyobraźni polityków odnośnie możliwości wzrostu wydajności w rolnictwie. Skutkiem był natomiast (i jest) wielki koszt Polityki, hamujący rozwój obecnej Unii.

Współcześnie najważniejszą wojną na świecie, chociaż prowadzoną bez armii, ale za pomocą monopolii i z udziałem polityków, jest wojna o bezpieczeństwo energetyczne. Jest to wojna prowadzona kosztem społeczeństw i środowiska naturalnego.

Sytuacja w rolnictwie i energetyce może się jednak wkrótce zasadniczo zmienić, kiedy ziemia będzie służyć człowiekowi do produkcji energii. Wówczas nadprodukcja żywności i deficyt energii przestaną być (osobno) wdzięcznym polem uprawiania polityki. Konkurencja doprowadzi natomiast w obszarze rolnictwa, energetyki i środowiska do historycznej alokacji zasobów.

1. Zagrożenia dla polskiej energetyki

W perspektywie cywilizacyjnej największym zagrożeniem, jakie obecnie (w końcu pierwszej dekady XXI w.) występuje w odniesieniu do polskiej energetyki, jest systemowy konflikt między nadbudową (polityką energetyczną, czyli polityczno-korporacyjnym sojuszem biznesowym) oraz bazą (społeczeństwem wiedzy). Systemowy konflikt między nadbudową i bazą oznacza, że trzeba przerwać podejście, które polega na dostosowywaniu się społeczeństwa do sposobów funkcjonowania energetyki. Trzeba jednocześnie pobudzić dostosowanie się energetyki do standardów działania i infrastruktury społeczeństwa wiedzy (oraz przygotować ją do funkcjonowania w przyszłym społeczeństwie wodorowym – czwarta, piąta dekada obecnego stulecia).

Konsolidacja polskiej elektroenergetyki dokonana w latach 2006-2007, i dalej utrwalana, jest niestety naśladownictwem schyłkowych schematów ze społeczeństwa przemysłowego i ruchem pod prąd. W szczególności oznacza ona izolacjonizm elektroenergetyki: korporacyjny, historyczny, technologiczny. Izolacjonizm korporacyjny uniemożliwia potrzebną w społeczeństwie wiedzy konwergencję (w obszarze wszystkich sektorów paliw i energii). Izolacjonizm historyczny oznacza brak zdolności do krytycznego wykorzystania czterech traumatycznych doświadczeń elektroenergetyki amerykańskiej z lat 60. i 70.¹, które były katalizatorem reform rynkowych w latach 80. (wykreowanie nowych form finansowania inwestycji w sektorze niezależnych wytwórców – USA², Ameryka Południowa) i 90. (reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjne, wykreowanie konkurencji opartej na wykorzystaniu zasady TPA – USA, Europa). Izolacjonizm technologiczny jest najbardziej groźny – oznacza brak zdolności do otwarcia się na uniwersalizację technologiczną. Tej, do której punktem startu jest światowy rozwój technologiczny, zapoczątkowany na wielką skalę w latach 90. (Internet, przyspieszenie rozwoju biotechnologii, technologii mikroprocesorowych, gazowych technologii wytwórczych *combi* i kogeneracyjnych, komercjalizacja samochodu hybrydowego, uzyskanie dojrzałości konstrukcyjnej samochodu wodorowego, a także przyspieszenie prac nad samolotem wodorowym).

¹ Północno-wschodni *blackout* – 1965 (wdrozenie zasady poprawy niezawodności strukturalnej sieci przesyłowych za pomocą redundancji), pierwszy kryzys naftowy – 1973/1974, krach giełdowy *Consolidated Edison* – 1974, awaria *Three Mile Island* – 1979.

² Skuteczne przeprowadzenie procedury legislacyjnej związanej z ustawą *PURPA*, trwającej ponad 4 lata – 1978-1982, otworzyło drogę do rozwoju amerykańskiego segmentu niezależnych wytwórców (*IPP*), ukierunkowanego na kogenerację (na ochronę środowiska i zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych).

Analogie w obecnej (2008 r.) sytuacji energetycznej na świecie do wydarzeń, które wstrząsnęły elektroenergetyką amerykańską w latach 60. i 70., są już niezwykle czytelne. W poszczególnych obszarach można wskazać na następujące fakty:

1. Paliwa płynne: ceny giełdowe (Nowy Jork) ropy naftowej dochodzące w lipcu do 150 USD/baryłkę i brak zdolności wydobywczych (inaczej niż w czasie pierwszego kryzysu naftowego w latach 1973/74, kiedy zdolności istniały, a zatem zagrożenie długoterminowe było mniejsze).
2. Gazownictwo: zapowiadane w lipcu (przez Rosję) ceny gazu ziemnego w kontraktach bilateralnych na poziomie 500 USD/1000 m³, a także brak zdolności wydobywczych na świecie (dodatkowo dotkliwy brak zdolności przeładunkowych terminali skraplających/eksportowych w segmencie LNG).
3. Górnictwo: ceny giełdowe (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) węgla kamiennego dochodzące w lipcu do 220 USD/t (w tym przypadku ważny jest, z polskiego punktu widzenia, brak zdolności wydobywczych w Polsce, ale istnieje także niewiadoma odnośnie do zapotrzebowania chińskiego, które może w kolejnych latach istotnie się zmniejszyć).
4. Środowisko naturalne: zapowiadane przez Komisję Europejską całkowite wyeliminowanie po 2012 r. darmowych uprawnień do emisji CO₂ i prognozowane ceny na unijnym rynku tych uprawnień wynoszące minimum 40 euro/t (przy komplikacjach związanych z odmienną od unijnej polityką USA w zakresie zarządzania zmianami klimatycznymi i brakiem w ogóle zgody Chin i Indii na internalizację kosztów zewnętrznych środowiska).
5. Rolnictwo: przeciwstawianie rolnictwa energetycznego rolnictwu żywnościowemu i całkowicie zmanipulowana medializacja wzrostu cen żywności w kontekście produkcji biopaliw (płynnych), blokowanie likwidacji Wspólnej Polityki Rolnej UE, blokowanie technologii GMO, w tym w potencjalnym segmencie rolnictwa energetycznego.

Wszystkie wymienione zagrożenia globalne przenoszą się bardzo dotkliwie na Polskę. W tym aspekcie diagnoza stanu polskiej energetyki (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych, górnictwo, energetyka odnawialna) jest następująca:

1. Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze górnictwa węgla gwałtownie się kurczą, zdolności wytwórcze elektroenergetyki gwałtownie się dekapitalizują, trudności lokalizacyjne budowy nowych sieci gwałtownie rosną, globalne ryzyko polityczne w obszarze dostaw gazu, a także ropy, rośnie, udział energii odnawialnej w Polsce jest jednym z najniższych w Europie, zarządzanie alokacją uprawnień do emisji CO₂ jest katastrofalne, wielkie ryzyko jest związane z brakiem strategii w sprawie sposobu zarządzania emisjami SO₂ (sprawa przyszłej Dyrektywy IPPC, ze skutkami po 2016 r., w szczególności w ciepłownictwie). Jest to punkt wyjścia do inwestycji rządu 150...200 mld zł w okresie do 2020 r., których skutki będą sięgać 2050 r.

2. Jest też zgoda, że dopiero po 2020 r. pojawią się realnie możliwości dotyczące zastosowań (w pełni komercyjnych) nowych bezemisyjnych technologii węglowych wielkoskalowych, takich jak bezemisyjne technologie węglowo-elektryczne, technologie atomowo-elektryczne, a także technologie zgazowania węgla i upłynniania węgla, z ewentualnym wykorzystaniem do tego celu technologii atomowo-węglowych.

Rozwinięcie wybranych zagadnień. Zaistniała sytuacja ma niewątpliwie znamiona kryzysu (remonopolizacja, która osiągnęła groźny poziom, ściera się z liberalizacją, która jest obiektywnie potrzebna). Dlatego szczególnie ważna jest synteza uwarunkowań i próba odpowiedzi, czy mimo remonopolizacji mechanizmy rynkowe na obecnym etapie, wspomagane innowacyjnymi technologiami, będą w stanie skutecznie stabilizować bezpieczeństwo elektroenergetyczne, zwłaszcza w okresie przejściowym (do 2020 r.) wymagającym wielkich nakładów inwestycyjnych i będą zabezpieczać Polskę przed nietrafionymi inwestycjami po tym okresie (w perspektywie 2050 r.).

Z tego punktu widzenia okres 2006-2007 powinien być w Polsce poddany szczegółowej analizie. Głównie z tego powodu, że polityka energetyczna prowadzona wówczas przez rząd jest przykładem instrumentalnego wykorzystania bezpieczeństwa energetycznego do realizacji celów politycznych na niespotykaną wcześniej skalę. Mianowicie, w wyniku konsolidacji elektroenergetyki miały być osiągnięte trzy cele: zahamowanie wzrostu cen energii elektrycznej, zwiększenie zdolności inwestycyjnych skonsolidowanych przedsiębiorstw i zmniejszenie negatywnego oddziaływania elektroenergetyki na środowisko naturalne. Jest już oczywiste, że żaden z tych celów nie zostanie osiągnięty. Podkreśla się ogólnie, jako szczególnie niebezpieczną sprawę, demoralizację wynikającą z tego, że w polskiej polityce energetycznej brak realizacji zapowiadanych celów staje się normą.

W odniesieniu do polityki energetycznej realizowanej przez rząd wskazuje się w szczególności na lobbing rządowo-korporacyjny, wspomagany przez zagraniczne firmy konsultingowe, na rzecz opinii, że Polsce grozi inwestycyjna niewydolność w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Tej opinii przeczą całkowicie nowe zjawiska. Są to: (1) nawałnica inwestorów w energetyce wiatrowej, (2) narastająca fala inwestorów w segmencie technologii energetyczno-ekologicznych (w energetyce biometanowej i w rolnictwie energetycznym), (3) nowy kierunek aktywności unijnych inwestorów strategicznych w Polsce, coraz mniej zainteresowanych inwestycjami kapitałowymi w istniejące przedsiębiorstwa, a coraz bardziej budową wielkich bloków w formule *green field*.

Wniosek węższy (operacyjny) jest następujący. Przewyciężenie kryzysu związanego z odwrotem od reform rynkowych w elektroenergetyce i otwarcie się całej energetyki na przyszłość, wymaga wyobraźni i odważnych działań, a rozwój innowacyjnej energetyki nabiera szczególnego znaczenia. Rozwój ten będzie możliwy, jeśli zostaną spełnione określone warunki. Po pierwsze, potrzebne jest nowe *know how*, do którego można dojść tylko przez nową konsolidację kompetencji (w obszarze wiedzy). Po drugie, potrzebna jest konwergencja tradycyjnych sektorów paliwowo-energetycznych,

czyli ukształtowanie nowej praktyki gospodarczej ukierunkowanej na uniwersalizację małoskalowych technologii energetycznych (wejście na ścieżkę, na której rynek oznacza konkurencję, konkurencja pobudza innowacyjność i uniwersalizację technologii, te nasilają konkurencję). Po trzecie, potrzebne jest odwołanie się do złotego trójkąta: biznes – samorządy – nauka. Ten trójkąt nie ma w Polsce jeszcze tradycji, a bez samorządów nie jest możliwa implementacja rozproszonych technologii ekologiczno-energetycznych, w szczególności nie jest możliwa realizacja Programu IERE (Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne) [2]. Po czwarte, potrzebne jest sformułowanie przez rząd konsekwentnej rynkowej doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Środowisko naukowo-badawcze powinno zbudować scenariusze rozwojowe i stworzyć podstawy pod taką doktrynę, a także pod politykę energetyczną i regulacje prawne oraz pod wybór technologii energetycznych. Przedsiębiorstwa powinny przestać liczyć na państwo, zbudować za to w sojuszu ze środowiskiem naukowo-badawczym swoje strategie rynkowe, które pozwolą im wygrywać konkurencję o polski rynek dostaw energii (uchronią Polskę od oddania tego rynku zagranicznym, konkurencyjnym firmom).

Z kolei wniosek szerszy (strategiczny) można przedstawić następująco. Szeroki kontekst historyczno-cywilizacyjny i polskie szczegółowe uwarunkowania nie pozostawiają już wątpliwości: przez najbliższą dekadę polska energetyka będzie się przeprowadzać ze społeczeństwa przemysłowego do społeczeństwa wiedzy. Kumulacja zjawisk globalnych (mających związek bezpośredni lub pośredni z bezpieczeństwem energetycznym), która następuje w 2008 r., przybliży powstanie masy krytycznej w obszarze zmian strukturalnych w energetyce. Do zjawisk tych należą: losy zaangażowania amerykańskiego na Bliskim Wschodzie (Iran, Irak, Afganistan), głęboki kryzys na światowych giełdach kapitałowych, wzrost (przejściowy) cen ropy naftowej do 150 USD/baryłkę, konflikt rosyjsko-gruziński. W kontekście paliw kopalnych zjawiska te oznaczają przede wszystkim początek procesów ograniczania finansowania najbardziej niedemokratycznych państw na świecie i ochrony bezpieczeństwa energetycznego świata demokratycznego przed terroryzmem energetycznym tych państw, dysponujących głównymi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego (Iran, Wenezuela, Arabia Saudyjska, Rosja, Katar)³. Drugą siłą sprawczą staje się w skali globalnej program redukcji emisji CO₂. Pod tym względem charakterystyczne są programy wyborcze w latach 2005-2008 kolejno w Niemczech, Francji i USA, a także oświadczenia rządu Wielkiej Brytanii z tego okresu. Zgodnie z tymi programami (i oświadczeniami) redukcja emisji CO₂ ma wynieść w okresie do 2050 r. od 50%-do 80% (na ogół względem bazy z 1990 r.). To oznacza (przy wszystkich zastrzeżeniach) wejście świata, po stronie podażowej rozwoju energetycznego, na ścieżkę innowacyjnej energetyki, ukierunkowanej na ograniczanie

³ Trzeba pamiętać, że wysokie ceny paliw są w interesie przedsiębiorstw paliwowych. Zatem terroryzm państw dysponujących głównymi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego oznacza w świecie demokratycznym coś innego dla rządów, dla przedsiębiorstw paliwowych (energetycznych) i dla odbiorców energii.

Tabela 1

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

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

Źródło: Opracowanie własne (1-3, 5-7).

zmian klimatycznych, głównie na ścieżkę czystych (bezemisyjnych) technologii węglowych oraz na ścieżkę rozwoju rolnictwa energetycznego (i lasów energetycznych). Ta ostatnia ścieżka oznacza ścieżkę trwałej równowagi przyrodniczo-cywilizacyjnej. Inaczej, oznacza zaprzestanie rabunkowej eksploatacji paliw kopalnych wytworzonych przez miliony lat, i wejście w proces stabilizacji ryzyka przyszłych pokoleń związanego ze zmianami klimatycznymi. Ścieżka ta nie ogranicza natomiast pola swobody dla postępu technologicznego i wzrostu cywilizacyjnego globalnego społeczeństwa.

W świetle obserwowanego kryzysu wybór przyszłych technologii energetycznych (na drugą, trzecią i czwartą dekadę) ma obecnie wagę fundamentalną. Wybór ten musi uwzględniać, oprócz wąskiego spojrzenia techniczno-ekonomicznego, również szeroki wymiar makroekonomiczny (także społeczno-cywilizacyjny). Z tego punktu widzenia szczególne znaczenie ma dla Polski porównanie perspektyw gazu ziemnego, rolnictwa energetycznego, a także energetyki węglowej (technologii CCT) [1, 4] i energetyki atomowej nie tylko w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego, ale także przepływu środków finansowych z opłat za energię elektryczną uiszczanych przez polskich odbiorców końcowych (zob. tab. 1). Jest jasne, że w przypadku technologii atomowych 80% tych opłat (uwzględniających pokrycie kosztów kapitałowych, kosztów za paliwo i innych kosztów eksploatacyjnych oraz łącznych kosztów sieciowych) trafi do dostawców zagranicznych. W przypadku technologii gazowych na gaz ziemny będzie to 50%. W przypadku technologii węglowych ok. 20% (zadecydują o tym koszty kapitałowe technologii bezemisyjnych, które polskie przedsiębiorstwa muszą kupić za granicą), a w przypadku technologii biogazowych nie więcej niż 10%. Oznacza to, że w przypadku technologii biogazowych pieniądze zostaną w Polsce, a ponadto staną się impulsem modernizacyjnym dla polskiej wsi i impulsem restrukturyzacyjnym dla polskiego rolnictwa (zostaną wykorzystane do przygotowania polskiego rolnictwa do skutków wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej po 2013 r. i do absorpcji paliw drugiej generacji uzyskiwanych z węgla po 2020 r.).

2. Energetyka rozproszona i wielki nowy obszar jej integracji

Charakterystyczne (główne) uwarunkowania do odpowiedzi na pytanie, jak przeprowadzić polską energetykę przez kolejną dekadę widzi się tu, np. dla segmentu elektroenergetycznego, następująco: W przeszłości, kiedy roczny wzrost zużycia energii elektrycznej wynosił 8%, czas realizacji wielkoskalowych inwestycji elektrowniowych wynosił 10 lat, jednostkowe nakłady inwestycyjne na te elektrownie wynosiły kilka, a nawet dwadzieścia kilka mld zł (w przypadku takich elektrowni jak Elektrownia Bełchatów), a technologie teleinformatyczne nie istniały rynek energii elektrycznej był niemożliwy. Współcześnie roczny wzrost rynku nie przekracza na ogół 2%, instalacja małego źródła wytwórczego jest możliwa w ciągu jednego roku, na jego sfinansowanie wystarcza nawet jeden mln zł, a teleinformatyka umożliwia godzinne i krótsze transakcje na rynku obejmującym miliony podmiotów. W takich warunkach stabilizowanie bezpieczeństwa energetycznego za pomocą rynku (rzeczywistego, nie pozorowanego) jest w pełni możliwe.

Siedem tez do rozważań o energetyce rozproszonej. Poniżej przedstawia się siedem tez na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej. Chodzi przy tym w szczególności o rozwój w horyzoncie 2020 r.

Teza 1. Wyczerpuje się fundamentalny (merytoryczny) potencjał wdrożeniowy zasady TPA jako mechanizmu, ogólnie na świecie, zwiększania konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu.

Teza 2. Narasta siła nowych technologii, które uchylają furtkę do konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu poza zasadą TPA. Pojawiła się np. możliwość odwrócenia utrwalonego przez dziesięciolecia schematu, że sieć stanowi podstawowe zasilanie, natomiast lokalne źródło wytwórcze nie ma pełnej wartości z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obecnie dojrzałość technologiczna małych źródeł wytwórczych często jest wystarczająca do tego, aby je uznać za pełnowartościowe zasilanie podstawowe, a sieć traktować jako zasilanie rezerwowe.

Teza 3. Zapoczątkowanie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ pokazało słabość merytoryczną mechanizmu w postaci Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (zarówno KPRU-1, jak i KPRU-2). Systemy wsparcia energetyki odnawialnej i skojarzonej oparte na certyfikatach (zielonych, czerwonych, żółtych) wprowadzone w Polsce są natomiast istotnym postępowaniem w skali UE w aspekcie prawidłowej internalizacji kosztów zewnętrznego środowiska. Jednak uniwersalizacja technologii energetycznych umożliwia i jednocześnie tworzy presję na zastosowanie dalej idących rozwiązań, zwłaszcza po 2012 r. (zamykającym okres obowiązywania ustaleń protokołu z Kioto z 1997 r.), polegających na jednolitym podejściu (produktowym) do internalizacji tych kosztów.

Teza 4. Niesymetryczny (historyczny) system podatkowy, w szczególności akcyzowy (np. wysoka akcyza na benzynę i olej napędowy, brak akcyzy na gaz ziemny), nieadekwatny do osiągniętego już poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej,

staje się główną barierą ograniczającą wzrost efektywności dostawy energii i paliw do odbiorców końcowych w Polsce (i w UE). System ten w warunkach bardzo szybkiego rozwoju technologii energetycznych i ich uniwersalizacji staje się niestabilny (powoduje ryzyko inwestorów), a także jest przyczyną narastania szarej strefy podatkowej w energetyce. Zatem ujednoczenie podatków na paliwa i energię (w ramach określonych przez UE), adekwatnie do osiągniętego poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, jest koniecznością. Skutkiem ujednoczenia podatków w energetyce (ogólnie rozumianej) będzie nowa struktura konkurencyjności paliw (technologii energetycznych).

Teza 5. Strategia Komisji Europejskiej (budowa unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego a nie elektroenergetycznego), kierunek restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki (sektorowa konsolidacja wytwórczo-dystrybucyjna) oraz uniwersalizacja technologiczno-paliwowa (rozwój rozproszonej energetyki odnawialno-gazowej) narzucają w Polsce koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy (BEEO). Mianowicie: $BEEO = BEEU + BEEK + BE-ER$. Do zbudowania miary ilościowej tak rozumianego bezpieczeństwa elektroenergetycznego (określenia jego składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości. Są to: (1) współczynnik odporności (obejmujący substytucyjność) technologii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także *blackouty*) oraz (2) osiągalny, na danym etapie, czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej).

Teza 6. Nabiera znaczenia trend, w którego ramach rozwój energetyki rozproszonej staje się produktem „ubocznym” działań na rzecz ochrony środowiska. Jest to rezultat wymagań dotyczących utylizacji odpadów w produkcji rolnej oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym, (do której można wykorzystać technologie zgazowania biologicznego biomasy. Znaczenie tego niszowego, na razie, segmentu polega na tym, że inwestorzy spoza elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa zdobywają na nim *know how* w zakresie rynku energii (energii elektrycznej, ciepła oraz gazu) i tworzą sobie podstawy do działań na dużą skalę w energetyce biometanowej, polegających na produkcji z biomasy uprawianej energii elektrycznej i ciepła (ewentualnie na produkcji biometanu przeznaczonego do zatłaczania do sieci gazowej, albo do transportu z wykorzystaniem technologii LNG i/lub CNG). Spodziewanym efektem będzie rozwój ważnego segmentu energetycznego w postaci rolnictwa energetycznego.

Teza 7. Niezwykle ważny, dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, staje się całkowicie nowy kontekst – przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju. Szczególnego znaczenia nabiera pod tym względem ocena wpływu energetyki rozproszonej na kształtowanie systemu osadniczego i na jego przekształcenia. Podkreśla się, że w środowiskach odpowiedzialnych za politykę rozwoju regionalnego kraju (w środowiskach zewnętrznych w stosunku do elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa) istnieje zgoda, że ocena ta musi obejmować szeroko rozumianą internalizację

kosztów zewnętrznych (środowiskowych) związanych z użytkowaniem energii (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych), z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z globalnej konkurencji. W rezultacie przyjmuje się, że polityka rozwoju regionalnego kraju (zwłaszcza zakres suburbanizacji i dezurbanizacji) musi obejmować wszechstronną analizę porównawczą kosztów dostaw energii (dostaw za pomocą scentralizowanych systemów sieciowych i dostaw ze źródeł rozproszonych) oraz korzyści po stronie systemów osadniczych (osadnictwa skoncentrowanego i rozproszonego). Oprócz kontekstu przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju ważny staje się również nowy kontekst planowania przestrzennego zagospodarowania gmin. Chodzi mianowicie o planowanie upraw energetycznych w gminach. Planowanie to spowoduje upodmiotowienie, w aspekcie gospodarki energetycznej, gmin rolniczych, które pod tym względem dotychczas znajdowały się na marginesie (ok. 1500 gmin).

Stan przygotowań Polski do rozwoju innowacyjnej energetyki odnawialnej.

Poniżej przedstawiono trzy główne działania, które są potrzebne dla zapewnienia rozwoju energetyki rozproszonej (działania, które pozwolą zmierzyć się z ograniczeniami wynikającymi z wyczerpywania się potencjału konkurencji związanego z zasadą TPA, jak i pozwolą odnieść korzyści z integracji różnorodnych innych potencjałów):

1. Potrzebne jest przede wszystkim rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej o sieć między źródłem i odbiorcą oraz o sposób rezerwowania (odejście od doktryny, że system elektroenergetyczny zawsze stanowi podstawowe zasilanie odbiorcy). Potrzebne jest także rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej w taki sposób, aby uwzględniało ono w analizach ekonomicznych możliwości posiadane przez wytwórców w zakresie uzyskiwania przychodów na rynku usług systemowych, charakterystyczne dla poszczególnych technologii wytwórczych. Jest to rozszerzenie potrzebne na użytek koncepcji kosztów referencyjnych jako podstawy regulacji prawnych na rynku dostaw energii.
2. Potrzebne jest wykorzystanie coraz płynniejszego handlu uprawnieniami do emisji CO₂, jako podstawy pod koncepcję kosztów referencyjnych (i pod obiektywną/rynkową koordynację rozwiązań na rynkach certyfikatów), taką, która wynika z obiektywnych przesłanek. Wtedy nie będzie trzeba mówić o preferencjach dla energetyki rozproszonej (odnawialnej i kogeneracji). Trzeba będzie natomiast mówić, jak poradzić sobie z balastem w postaci starych, niekonkurencyjnych technologii systemowych, np. takich, jak elektrownie węglowe (na węgiel kamienny i węgiel brunatny), obciążających środowisko.
3. Potrzebne jest stworzenie nowego systemu oceny ryzyk technologii energetycznych oraz oceny efektywności zintegrowanych technologii. (Na przykład, wykorzystanie biomasy w elektroenergetyce powinno być rozpatrywane już obecnie przez pryzmat efektywności, którą hasłowo można by nazwać efektywnością biotechnologiczno-energetyczno-środowiskowo-podatkową. Wówczas łatwiej byłoby rozwiązywać trudności. W świetle takiego podejścia okazałoby się, że nie ma obiektywnych podstaw sytuacji polegającej obecnie na tym, że istnieje już rozwinięty rynek biopaliw,

a nie istnieje jeszcze rynek biometanu (wiadomo już, że biotechnologiczno-energetyczna efektywność produkcji biometanu jest zdecydowanie wyższa niż produkcji biopaliw, i tak będzie aż do czasu komercjalizacji technologii zgazowywania/upłynniania celulozy). Okazałoby się też, że to mechanizm fiskalny w postaci akcyzy jest główną zaporą wykorzystania biopaliw w projektach kogeneracyjnych, a nie technologie wytwórcze i fundamentalna ekonomika.

Zakończenie dotyczące energetyki rozproszonej. Sprawcza siła energetyki rozproszonej polega na tym, że jest to budowa bezpieczeństwa energetycznego od dołu do góry, odwrotnie niż w porządku korporacyjno-politycznym, czyli odwrotnie niż to było na świecie, np. w elektroenergetyce, przez całą drugą połowę minionego stulecia (po II wojnie światowej). Budowa bezpieczeństwa energetycznego od dołu do góry jest właściwa (w naturalny sposób) dla wysoko upodmiotowionego, względem polityki, społeczeństwa wiedzy. W długim horyzoncie czasu (np. Pakietu 3×20, tzn. w horyzoncie 2020 r.) energetyka rozproszona stopniowo będzie się stawać pomostem do energetyki wodorowej (z wykorzystaniem ogniwa paliwowego). Na drodze do energetyki wodorowej ważną rolę odegrają technologie gazowe, nie tylko wytwórcze (kogeneracyjne), ale także transportowe, np. nowe technologie LNG i CNG w transporcie lądowym gazu ziemnego i biometanu.

3. Rynek energii pierwotnej i końcowej w 2008 i 2020 r.

W tab. 2 przedstawiono oszacowanie rynku energii pierwotnej, emisji CO₂ pochodzącej ze spalania paliw pierwotnych oraz rynku energii końcowej w 2008 r. (uwzględniające potencjał rolnictwa energetycznego). Jest to oszacowanie stanowiące podstawę do dalszych rozważań.

Oszacowanie rynku paliw pierwotnych i energii końcowej w 2020 r. za pomocą tradycyjnych metod prognostycznych jest obecnie praktycznie niemożliwe. Nie jest to jednak zasadniczy problem, bowiem nie chodzi o precyzyjne prognozy, a o stwierdzenie, czy rynek (bez interwencjonizmu państwowego) będzie w stanie odpowiadać na popyt. Zależy to oczywiście od dynamiki wzrostu popytu. Można z bardzo dużym prawdopodobieństwem przyjąć, że zdolność rynku do odpowiedzi na wzrost zapotrzebowania do 2020 r. będzie w pełni wystarczająca (oczywiście pod warunkiem, że państwo nie będzie psuło rynku za pomocą rządowej/administracyjnej konsolidacji, zaniżania cen podporządkowanego politycznym kampaniom wyborczym i podobnych działań). Wynika to z oszacowań wielkości polskich rynków końcowych energii w okresie 2008-2020 r. Są one następujące:

1. Energia elektryczna. Zakłada się 2% roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 26%. Wielkość rynku końcowego (zużycie przez odbiorców) na koniec okresu wyniesie ok. 150 TWh, a z potrzebami własnymi i stratami sieciowymi 190 TWh.

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

| 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 t | 176 | 600 | 300 |
| Węgiel brunatny | 60 mln t | 78 | 170 | 40 |
| Gaz ziemny | 10 mld m ³ | 20 | 100 | 84 |
| Ropa naftowa | 22 mln t | 70 | 220 | 50 |
| Energia odnawialna | – | – | – | 6/30 |
| Rolnictwo energetyczne | 2 mln ha ekw. (16 mld m ³ biometanu) | – | 160 | 140 |
| Razem | – | 310 | 1250 | 480 |

Źródło: Opracowanie własne.

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 r. i wyniesie 240 TWh.
3. Transport. Zakłada się 3% roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 43%. Wielkość rynku końcowego (zużycie) na koniec okresu wyniesie ok. 210 TWh.

Uwagi do tab. 2.

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/potencjał) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współspala-

niu, hydroenergetyka przepływowa i energetyka wiatrowa, czyli na rynku końcowym reprezentowana jest obecnie tylko w postaci energii elektrycznej. Takie podejście do energetyki odnawialnej jest już, w świetle Pakietu energetycznego 3×20, całkowicie nieuprawnione.

Uwaga 5. Rolnictwo energetyczne – w tabeli jest ostrożnie oszacowany potencjał powierzchni możliwej do wykorzystania. Rynek w paliwie pierwotnym został oszacowany na podstawie wydajności kukurydzy (założenie upraszczające), z uwzględnieniem potencjału postępu biotechnologicznego. Mianowicie, wydajność energetyczna z jednego ha obliczeniowego/ekwiwalentnego, wynosząca w przypadku kukurydzy 5 tys. m³ biometanu obecnie, wzrośnie w 2020 r. do 8 tys. m³ (w przypadku buraka półcukrowego/pastewnego osiągalna wydajność jest jeszcze znacznie większa, a trzeba uwzględnić, że tradycja/kultura uprawy jest w Polsce wyższa niż kukurydzy, ponadto, wykorzystanie buraka półcukrowego/pastewnego jako rośliny energetycznej jest sposobem na kłopoty związane z unijnymi ograniczeniami limitu produkcji polskiego cukru w ramach Wspólnej Polityki Rolnej).

Uwaga 6. 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.

Jeśli wiadomo, że istotą zmian (fundamentalnych i politycznych/regulacyjnych), które należy uwzględnić (projektując przyszłościowy rozwój wydarzeń w Polsce w zakresie zaopatrzenia w paliwa i energię), jest redukcja emisji CO₂ i lepsze wykorzystanie energii pierwotnej, to przydatność tab. 2 polega na łatwym zidentyfikowaniu za jej pomocą warunków do odpowiednich działań (paliwa węglowe są odpowiedzialne za ponad 70% emisji CO₂, a efektywność ich przetworzenia na energię końcową, elektryczną i ciepło, kształtuje się zaledwie na poziomie ok. 44%). Ponadto, z tabeli widać, że na rynku energii końcowej pojawia się bardzo poważny potencjał rolnictwa energetycznego, dotychczas w ogóle niezauważalny.

4. Wybrane rozwiązania w systemie wspomagania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce

Wykorzystanie biomasy w charakterystycznych technologiach energetycznych. W najbliższych latach najważniejsze jest to, czy biomasa będzie źródłem niezwykle atrakcyjnego biznesu (pod względem zysków wynikających ze szkodliwej regulacji prawnej) tylko dla wielkoskalowej elektroenergetyki, nawet w przypadkach bezsensownych z punktu widzenia energetycznego (współspalanie w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi), czy też zostanie efektywnie wykorzystana w energetyce rozproszonej, w źródłach dedykowanych, przede wszystkim na rynku

ciepła. Odpowiedź na to pytanie powinna uwzględniać szerszą, oprócz elektrowni kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, listę technologii.

W tab. 3 przedstawiono oszacowanie wykorzystania biomasy charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych, od najniekorzystniejszej, obecnie dominującej, technologii w postaci współspalania w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, przez duże elektrociepłownie węglowe z kotłami fluidalnymi aż do najkorzystniejszych technologii w postaci kogeneracji gazowej (biogazowej/biometanowej) małej skali (o mocy jednostkowej poniżej 1 MW_{el}) i małego kotła (o mocy kilkunastu kW_e) do ogrzewania małych indywidualnych domów. Oszacowanie to wymaga dalszej pogłębionej analizy, ale już obecnie wskazuje na wielki, nieuświadomiony dotychczas, problem nieefektywności wykorzystania biomasy.

Uwagi do tab. 3.

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

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

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

Internalizacja kosztów zewnętrznych. Postęp w zakresie internalizacji kosztów zewnętrznych, zwłaszcza zwiększająca się płynność rynku uprawnień do emisji CO₂, daje coraz lepsze podstawy wyceny (kalibracji) certyfikatów zielonych, czerwonych, żółtych, z wykorzystaniem zasady kosztów unikniętych. W świetle dwóch

Tabela 3

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

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

Źródło: Opracowanie własne.

głównych celów Komisji Europejskiej, którymi są obniżka zużycia paliw pierwotnych i obniżka emisji CO₂, zasada kosztów unikniętych jednoznacznie wskazuje na potrzebę wynagradzania inwestorów za uzyskiwane efekty w zakresie realizacji tych celów. W przypadku źródeł kogeneracyjnych zintegrowanych z biogazowniami powinno to być, odpowiednio do istniejącego systemu certyfikacyjnego, wynagrodzenie w postaci praw majątkowych do certyfikatów zielonych i żółtych. Jednocześnie istnieje komunikat URE z 31 maja 2007 r., odnoszący się do tego przypadku, zabraniający inwestorom łącznego korzystania z dwóch certyfikatów, zielonego i żółtego.

W tab. 4 przedstawiono wyniki uzyskane na podstawie propozycji metodycznej kalibracji certyfikatów (obecnie zielonych, czerwonych, żółtych) dla różnych technologii energetycznych ukierunkowanej bezpośrednio na sytuację energetyczną Polski na początku 2008 r. (w szczególności po przeprowadzeniu konsolidacji w elektroenergetyce, centralizacji zarządzania w Kompanii Węglowej i umocnieniu dominującej pozycji PGNiG w gazownictwie), charakteryzującą się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych w elektroenergetyce i wydobywczym w górnictwie. Przy takim ukierunkowaniu ważny jest podział nie tylko na źródła kogeneracyjne biogazowe i gazowe oraz elektrownie wiatrowe. Źródła kogeneracyjne (biogazowe i gazowe) należy podzielić dodatkowo na te, które wypierają produkcję ciepła w wielkich kotłowniach (mających przydział uprawnień do emisji CO₂), czyli w sieciowych systemach ciepłowniczych, oraz źródła zastępujące małe kotłownie, które nie uczestniczą w systemie KPRU 2. (Podkreśla się w tym miejscu, że w przypadku energii elektrycznej produkcja w małych źródłach przyłączonych do systemu, czyli z wyjątkiem źródeł autonomicznych, zawsze wypiera produkcję w wielkich źródłach).

Wyniki przedstawione w tab. 4 wskazują na potrzebę zupełnie nowej koordynacji opłat zastępczych dla obecnej sytuacji, związanej z deficytem uprawnień do emisji

Tabela 4

Wartość (zł/MW) certyfikatów dla wybranych technologii wynikająca z kosztów unikniętych uprawnień do emisji CO₂, obliczona dla obecnej sytuacji w Polsce (charakteryzującej się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych)

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

Źródło: *Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020*. Monografia pod red. J. Popczyka. Wyd. Politechniki Śląskiej (w druku).

CO₂ i tym, że małe źródła nie są objęte systemem KPRU 2. Dodatkowo w obecnej sytuacji ważne są w ekonomice energetyki rozproszone nowe usługi, które na rzecz tej energetyki trzeba realizować (od strony systemu), lub za jej pomocą można realizować (na rzecz systemu). Z tego punktu widzenia podkreśla się, że energetyka wiatrowa będzie wymagała coraz pełniejszego opłacenia kosztów usług regulacyjnych i kosztów rezerwowania, które obecnie praktycznie nie występują w rachunku inwestorów. Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN, zlokalizowane poza systemami ciepłowniczymi z dala czynnymi, nie uczestniczące w KPRU 2, będą mogły być natomiast wykorzystane do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, czyli mogą być zasobem usług w postaci substytucji inwestycji sieciowych na obszarach wiejskich.

5. Zielona energia elektryczna, zielone ciepło, zielona benzyna, zielony gaz. Koncepcja proponowana jako przejściowa

Obecnie zielona energia elektryczna, energia produkowana w skojarzeniu i zielona benzyna (biopaliwa: etanol, estry) są przedmiotem zupełnie różnych systemów wspomagania. Istotą systemu wspomagania zielonej energii elektrycznej i energii produkowanej w skojarzeniu jest opłata zastępcza. Mechanizm wsparcia biopaliw osadzony jest natomiast w systemie podatku akcyzowego. W warunkach postępującej uniwersalizacji technologicznej taki system nie może być rozwijany, musi być natomiast redukowany. Dlatego proponuje się koncepcję na okres przejściowy, stanowiącą zdecydowanie ulepszenie istniejącego systemu (certyfikatów „sprzężonych” tylko z energią elektryczną). Koncepcja polega na wprowadzeniu zielonej energii elektrycznej (elektrownie wodne przepływowe, elektrownie wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne), zielonego ciepła (kolektory słoneczne, pompy ciepłe, technologie geotermalne), zielonej benzyny (etanol, estry) oraz zielonego gazu (biogaz z upraw rolniczych, z przetwórstwa rolno-spożywczego, z oczyszczalni ścieków, ze składowisk śmieci).

Ogólna zasada kalibracji certyfikatów powinna być w tym przypadku osadzona w uniwersalnej, rynkowej metodzie kosztów unikniętych oraz uniwersalnej koncepcji internalizacji kosztów zewnętrznych. Ogólne założenia do modeli analitycznych należy więc formułować następująco: (1) zielona energia elektryczna wypiera (oczywiście tylko wtedy, jeśli jest konkurencyjna) energię elektryczną czarną (po włączeniu do rachunku kosztów: kosztów środowiska, opłat przesyłowych, a także kosztów usług systemowych), (2) zielone ciepło wypiera ciepło czarne, (3) zielona benzyna wypiera paliwa transportowe czarne (benzynę, olej napędowy), (4) zielony gaz wypiera gaz ziemny, paliwa transportowe czarne i zieloną benzynę.

Wypieranie na rynku następuje głównie na podstawie kosztów krańcowych. Na rynku paliw i sieciowych nośników energii często jest to jednak jeszcze wypieranie na podstawie kosztów przeciętnych. Zatem w metodzie kalibracji (certyfikatów zielonej energii

elektrycznej, zielonego ciepła, zielonej benzyny, zielonego gazu) trzeba na potrzeby zasady kosztów unikniętych na ogół określić zintegrowane technologie krańcowo-przeciętne.

Uwagi do tab. 5.

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

Uwaga 2. Łączna emisja CO₂ w (t/(MWh_{c obl.})) oraz zużycie biometanu w (t/(MWh_{c obl.})) odnosi się do całego agregatu kogeneracyjnego, o stosunku mocy cieplnej do elektrycznej równej 2:1 („MWh_{c obl.}”) oznacza obliczeniową MWh wyprodukowaną w agregacie i dostaną do odbiorcy końcowego, obejmującą pakiet energii w postaci jednej MWh ciepła i połowy MWh energii elektrycznej).

W tab. 5 przedstawiono wyniki wstępnej kalibracji certyfikatu gazu zielonego. Uznaje się, że ta sprawa ma w nadchodzących latach znaczenie podstawowe (Program IERE). Założenia do modelu analitycznego pozwalającego obiektywnie określić wartość certyfikatu gazu zielonego (opłaty zastępczej) sformułowano następująco. Gaz zielony (biometan) jest produkowany w biogazowni zintegrowanej technologicznie (rzeczywiście) z agregatem kogeneracyjnym. Z tego założenia wynika kolejne, dotyczące technologii krańcowo-przeciętnej potrzebnej do zastosowania zasady kosztów unikniętych. Mianowicie, technologią tą jest zintegrowana (wirtualnie) technologia obejmująca przeciętną lokalną kotłownię węglową i krańcową elektrownię systemową na węgiel kamienny. (Wybór elektrowni krańcowej wymaga jeszcze pogłębionej analizy. W wyniku takiej analizy może się okazać, że elektrownią krańcową jest już elektrownia na węgiel brunatny).

Tabela 5

Kalibracja (wycena) certyfikatów (opłat zastępczych) związanych z zielonym gazem

| Mechanizm | | Emisja CO ₂ (t/mW) | Łączna emisja CO ₂ (t/(MWh _{c obl.})) | Zużycie biometanu (t/(MWh _{c obl.})) | Wartość certyfikatu (zł/tys.m ³) |
|---------------------------------------|--|-------------------------------|--|--|--|
| Biometan wypiera produkcję: | z przeciętnej kotłowni węglowej lokalnej | 0,60 | 0,60 + 0,73 | 175 | 1 064 |
| | z krańcowej elektrowni węglowej systemowej | 1,45 | | | |
| Biometan wypiera gaz ziemny (z rynku) | | - | - | - | 1 120 |

Dla porównania, przedstawiono w tab. 5 (ostatni wiersz) wartość certyfikatu wyznaczoną na podstawie alternatywnego podejścia koncepcyjnego, polegającego na najprostszej internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska charakterystycznych dla gazu ziemnego. Uzyskano bardzo zbliżoną wartość. Pozwala to traktować przedział wartości certyfikatu, 1050...1150 zł/tys. m³, jako bardzo wiarygodny. Taki przedział zapewnia bardzo silną rynkową konkurencyjność zielonego gazu.

Podkreśla się także, że rozwiązanie w postaci zielonego gazu ma jeszcze jedną bardzo korzystną właściwość w porównaniu z obecnym systemem (certyfikatów dla zielonej energii elektrycznej i produkcji w skojarzeniu). Tą właściwością jest możliwość oderwania miejsca produkcji gazu zielonego od miejsca produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu).

6. Inkorporacja kosztów środowiska do kosztów paliwa. Trzecia koncepcja

Należy przyjąć, że system pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO₂ będzie oznaczał internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, którą w części obecnie obejmuje system KPRU 2, w postaci ich inkorporacji do kosztów energii elektrycznej i ciepła. Zdecydowanie prostsze i znacznie efektywniejsze rynkowo jest jednak inkorporowanie kosztów środowiska do kosztów paliwa. Przewaga rynkowa tego systemu jest ogromna.

Po pierwsze, jest to system bardzo prosty i bardzo wiarygodny⁴. Wynika to zwłaszcza z tego, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu powszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podatków: VAT i akcyzowego). Praktycznie istnieje także infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów węgla brunatnego (w handlu między kopalniami tego węgla i elektrowniami) oraz do gazu ziemnego (sprzedawanego odbiorcom końcowym).

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

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

⁴ Praktycznie nie wymaga on tworzenia nowej infrastruktury, czyli też wymaga nakładów pracy koncepcyjnej i nakładów inwestycyjnych.

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

| | 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 + 22,4 | 300 |
| Węgiel brunatny | 6,0 | 6,0 + 8,4 | 40 |
| Gaz ziemny | 11,8 | 11,8 + 2,8 | 84 |

Po czwarte, system napędza niezwykle efektywnie rozwój technologiczny i rynkową konkurencję, a w efekcie zapewnia naturalny/rynkowy sposób realizacji podstawowych celów Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20.

W tab. 6 przedstawione zostało oszacowanie skutków inkorporacji kosztów środowiska do kosztów paliw. Trzeba przy tym podkreślić, że chodzi o inkorporację w trybie podatku. To oznacza, że inkorporowane koszty tworzą środki do wykorzystania, np. do racjonalizacji systemu podatku akcyzowego w całym obszarze dostaw paliw i energii.

Uwagi do tab. 6.

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto koszt miału węglowego na poziomie 200 zł/t. 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/t. Koszty węgla kamiennego (miału 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/t (140 zł/t).

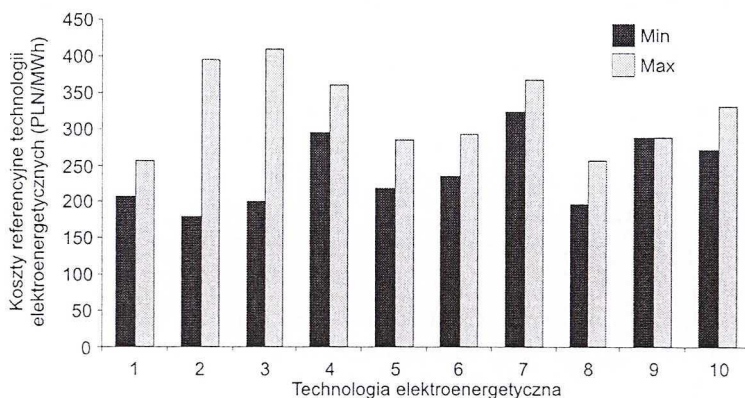
7. Koszty referencyjne dla charakterystycznych technologii energetycznych

Na ryc. 1 zostały przedstawione koszty referencyjne dla 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych (w tym kogeneracyjnych). Pokazanie kosztów referencyjnych dla energii elektrycznej jest w tym miejscu uzasadnione ze względów

metodologicznych (chodzi o zaprezentowanie podejścia). Przy tym wiele spraw długo jeszcze nie będzie miało praktycznego rozwiązania.

Poniżej formułuje się podstawowe założenia do metodyki wyznaczania kosztów referencyjnych. 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. Koszty zewnętrzne środowiska. Przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją CO₂, rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej, na GJ ciepła) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość.
2. Właściwe (w szczególności oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych. W tym przypadku duże znaczenie ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć przez 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 największa w sieciach niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o nie-



Ryc. 1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂: 10 euro/t oraz 40 euro/tonę

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

Źródło: Jak w tab. 4.

dostatecznych zdolnościach przepustowych, wymagających według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, ale szczególnie nadających się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej).

3. Wycena usług systemowych. Zwłaszcza chodzi 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 ryc. 1 uwzględniają wszystkie trzy grupy kosztów: koszty zewnętrzne środowiska, sieciowe i usług systemowych. Z ryciny wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/t) 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.

Użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. W Polsce znaczenie tej koncepcji dodatkowo rośnie wraz z postępującą konsolidacją elektroenergetyki. 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.

Dla zobrazowania tego, bez wdawania się w zawiłości metodyczne, że nowa ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe, przedstawia się, poza ryc. 1, uproszczone oszacowanie kosztu jednostkowego dla Bloku Łagisza w budowie (nadkrytycznego, fluidalnego) o mocy 460 MW. Podstawowe dane, decydujące o koszcie jednostkowym energii elektrycznej dostarczanej z tego bloku do odbiorcy końcowego (uśrednionego), są następujące:

- nakłady inwestycyjne – 1,8 mld zł,
- sprawność netto – 42%,
- emisja 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, 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 ryc. 1.

8. Alokacja zasobów rolnictwa energetycznego na trzy rynki końcowe w aspekcie polskiego celu wynikającego z Pakietu 3×20

Poniżej przedstawiono uproszczoną koncepcję oceny polskiego potencjału rolnictwa energetycznego z punktu widzenia efektów w postaci zdolności do pokrycia zapotrzebowania na energię końcową na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych, łącznie traktowanych. W koncepcji tej uwzględnia się, że między energią pierwotną pozyskaną z upraw rolniczych i energią końcową występuje wielki segment technologii energetycznych, które muszą być właściwie uwzględnione. Na początku łańcucha technologicznego występują technologie przetwarzania biomasy: produkcja peletów, brykietów, biowęgla; produkcja biopaliw płynnych pierwszej generacji (etanolu i estrów), zgazowanie biomasy zielonej (produkcja biogazu/biometanu, traktowanego jako paliwo drugiej generacji) oraz produkcja biopaliw płynnych i gazowych z celulozy (paliwa drugiej generacji). Następnie są technologie energetyczne wytwórcze (silnikowe agregaty kogeneracyjne, kotły), technologie na rynku transportu (samochody CNG). Są sieci elektroenergetyczne, ciepłownicze i gazowe oraz technologie na rynku transportu lądowego paliw gazowych (LNG, CNG), Wreszcie są reżimy pracy źródeł wytwórczych elektrycznych (praca na silną sieć, praca na słabą sieć, praca autonomiczna) oraz źródeł wytwórczych ciepła (źródła autonomiczne, sieciowe).

Z mnogości technologii i udziału poszczególnych rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) w rynku energii odnawialnej wynika wiele ograniczeń, które w analizie muszą być uwzględnione i będą decydować o alokacji biomasy na poszczególne rynki końcowe. Stopień „uwikłania” analizy dodatkowo zwiększają: (1) system akcyzowy (unijny, korzeniami tkwiący ciągle w społeczeństwie przemysłowym), (2) system wspomagania rozwoju energetyki odnawialnej (obecnie w UE dominują systemy o charakterze narodowym, w przyszłości będzie to zapewne jednolity system unijny) oraz (3) system uprawnień do emisji CO₂, unijno-narodowy, obejmujący tylko wielkie źródła, składający się z jednolitego unijnego handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i narodowych systemów alokacji tych uprawnień. Istotną trudnością jest ponadto to, że należy się przygotowywać do integracji, już w średnim horyzoncie czasu (po 2015 r.), wymienionych trzech systemów w jeden, np. w system z inkorporacją kosztów środowiska do kosztów paliwa.

Dokonane poniżej oszacowania liczbowe są w pełni wiarygodne, mimo zastosowanych uproszczeń metodycznych, i są bardzo optymistyczne. Oczywiście, badania pogłębiające tematykę są niezbędne, zwłaszcza w świetle projektu dyrektywy ze stycznia 2008 r. Jednak zasadnicze znaczenie ma obecnie wykorzystanie uzyskanych już wyników do sformułowania polskiej strategii konwergencji energetyki i rolnictwa i zaproponowanie innowacyjnego programu rozwojowego (Program IERE) w obszarze o niezwyklej wadze gospodarczej oraz niezwyklej wrażliwości politycznej, ad-

resowanego do tysięcy przedsiębiorców, do setek tysięcy rolników oraz do milionów mieszkańców wsi i użytkowników energii.

Udziały energii odnawialnej w trzech polskich końcowych rynkach energii w 2020 r. Do obliczeń przyjęto dane dotyczące bilansu energii pierwotnej i na rynkach końcowych przedstawione w p. 3. Zgodnie z projektem dyrektywy ze stycznia 2008 r., związanej z Pakietem 3x20, polski cel na 2020 r., w postaci udziału energii odnawialnej na rynku energii końcowej wynosi 15%. Jeśli roczny rynek końcowy szacuje się na 640 TWh, to cel w jednostkach mianowanych wynosi 96 TWh. Struktura wypełnienia celu (udziałów energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) jest ciągle sprawą otwartą. Do czasu uzyskania dokładniejszych danych o strukturze przyjmuje się tu, na podstawie rozpoznania własnego (eksperyckiego), następujące postępowanie mające na celu jej bardzo przybliżone 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 r. ocenia się na ok. 12 TWh, udział elektrowni wodnych na ok. 6 TWh oraz udział źródeł kogeneracyjnych na biogaz komunalny na ok. 2 TWh. Zakłada się, że pozostała część celu, tzn. ok. 50 TWh, będzie pochodzić z segmentu rolnictwa energetycznego (z upraw rolniczych).

Dalsze założenia dotyczące sposobu wykorzystania biomasy uprawianej w 2020 r. 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 jednorocznych roślin energetycznych. Dodatkowe założenia są następujące:

1. Zakłada się zastosowanie najefektywniejszej obecnie biotechnologii, czyli 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 r. nastąpi komercyjne wdrożenie znacznie bardziej efektywnych biotechnologii).
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 za-

silanych mieszankami paliw tradycyjnych i biopaliw płynnych, z uwzględnieniem 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 MW_{el}. 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 ok. 3 tys. MW_{el}, co daje możliwość, przy czasie użytkowania mocy szczytowej wynoszącej 6000 h/rok, wykorzystania rocznie ok. 44 TWh energii odnawialnej (na rynku energii końcowej) z segmentu rolnictwa energetycznego do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu; jest to odpowiednio 18 TWh i 26 TWh. Przyjmuje się, że energia odnawialna z segmentu rolnictwa energetycznego ponad ten poziom będzie wykorzystywana do produkcji ciepła.

Przyjęte założenia, łącznie z założeniem dotyczącym wydajności energetycznej upraw rolnych w 2020 r. (80 MWh/ha w paliwie pierwotnym, tab. 2, uwaga 5) pozwalają oszacować zasoby ziemi potrzebne do celów energetycznych w następujący sposób:

1. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku paliw transportowych konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{21 \text{ TWh} : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,8 = \text{ok. } 0,33 \text{ mln ha.}$$

2. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej i na rynku ciepła (35 TWh i 50 TWh, odpowiednio) produkowanych w skojarzeniu konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{(18 \text{ TWh} + 26 \text{ TWh}) : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,85 = \text{ok. } 0,65 \text{ mln ha.}$$

3. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku ciepła produkowanego w kotłowniach (6 TWh), poza źródłami kogeneracyjnymi, konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{6 \text{ TWh} : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,95 = \text{ok. } 0,08 \text{ mln ha.}$$

Wniosek końcowy dotyczący potencjału rolnictwa energetycznego w aspekcie polskiego celu w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3x20. Łączna powierzchnia gruntów, nieco tylko przekraczająca 1 mln ha obliczeniowych, konieczna dla wypełnienia przez Polskę celów obligatoryjnych unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20, jest istotnie mniejsza od granicznej powierzchni gruntów możliwych do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne (ok. 4,5 mln ha rzeczywistych, 25%). Podkreśla się, że dokonane oszacowanie uwzględnia postęp biotechnologiczny, co jest całkowicie uprawnione, ale nawet bez postępu biotechnologicznego wypełnienie celów nie byłoby obciążone żadnym ryzykiem.

W tym miejscu warto podkreślić bardzo korzystną cechę rolnictwa energetycznego jako jednego z filarów bezpieczeństwa energetycznego. Wzrost zapotrzebowania na

energię może mieć w tym przypadku zawsze adekwatną odpowiedź w postaci wzrostu wydajności energetycznej z hektara. Podobna cecha nie występuje w przypadku takich wyczerpywalnych paliw, jak ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel (oczywiście, występuje wtedy mechanizm postępu technicznego w sferze wydobywania, który w ostatnich latach bardzo wyraźnie zwiększał zasoby ekonomiczne wymienionych paliw na świecie).

9. Mapa drogowa budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego Polski

Kluczowe znaczenie przywiązuje się poniżej do budowy mapy drogowej bezpieczeństwa energetycznego (Popczyk, sierpień 2008) dla rynku energii elektrycznej, na którym niewralgiczne są obecnie interesy przedsiębiorstw: elektroenergetycznych, górniczych i PGNiG S.A. Podkreśla się, że rynkowa mapa oznacza odwołanie się do mechanizmów rynkowych, wspomaganych adekwatną (zminimalizowaną) regulacją ze strony państwa, na którą przejściowo składa się nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami Skarbu Państwa (do czasu ich prywatyzacji), regulacja cen oparta na kosztach referencyjnych uwzględniających internalizację kosztów zewnętrznych środowiska (minimalizująca ryzyko inwestorów) oraz podatki.

Budując mapę drogową bezpieczeństwa elektroenergetycznego trzeba uwzględnić, że pewne technologie (atomowe, węglowe CCT) w nadchodzącej dekadzie będą nieosiągalne, tab. 7. Tradycyjne technologie węglowe będą do wykorzystania, ale z efektami po 2015 r. Niestety, po wprowadzeniu pełnej opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ i uwzględnieniu rzeczywistych opłat sieciowych, będą to technologie bardzo drogie, bez potencjału konkurencyjności w długich horyzontach czasu. Pozostają technologie gazowe (na gaz ziemny) i odnawialne (wiatrowe i biogazowe) oraz, przede wszystkim, elektro-efektywne technologie po stronie popytowej.

Budowa mapy bezpieczeństwa elektroenergetycznego powinna następować przez poddanie gruntownej weryfikacji licznych scenariuszy. Jeden z tych scenariuszy (przykładowy, całkowicie realistyczny) ma następującą postać.

1. Wykorzystanie potencjału zmiany salda eksport/import, z opcji eksportowej na importową (zmiana rocznego salda eksportowego wynoszącego w 2007 r. ok. 6 TWh na saldo importowe wynoszące ok. 10 TWh, po wyposażeniu układu przesyłowego 750 kV w sprzęgło *back to back*), horyzont – 2013 r.
2. Wykorzystanie potencjału obniżki elektrochłonności polskiej gospodarki (PKB), w cenach stałych, ze 125 MWh/mln zł (podkreśla się, że tej elektrochłonności gospodarki odpowiada udział energii elektrycznej w PKB wynoszący prawie 4%) do 100 MWh/mln zł, tzn. o 20%, horyzont – 2020 r.
3. Budowa elektrowni wiatrowych o mocy 2000 MW (roczna produkcja energii elektrycznej 5 TWh), horyzont – 2013 r. Opcja kontynuacji budowy elektrowni

Tabela 7

Podatność technologii wytwórczych (łącznie z inwestycjami sieciowymi) i elektroefektywnych technologii po stronie popytowej na sygnały rynkowe

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

¹ Indywidualna wymiana elektrochłonnych urządzeń odbiorczych na elektroefektywne, istniejące na rynku.

² Przebudowa gospodarki z elektrochłonnej na elektroefektywną.

wiatrowych po 2013 r. aż do mocy 6000 MW (do poziomu łącznej rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej ok. 12 TWh), horyzont – 2020 r.

4. Wykorzystanie potencjału kogeneracji (rozproszonej) tkwiącego w ciepłownictwie i w przemyśle (3000 MW_e), wymagającego ok. 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, horyzont – 2013 r.

| | |
|---------------------------------|-----|
| Rynek energii elektrycznej 2007 | 15% |
| Rynek ciepła 2007 | 15% |

5. Zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego (o ok. 1,5 do 2 mld m³ rocznie), praktycznie bezinwestycyjne, horyzont – 2011 r.

| | |
|---------------------------------|----|
| Rynek energii elektrycznej 2007 | 5% |
| Rynek ciepła 2007 | 5% |

Budowa infrastruktury, opartej na technologiach LNG i CNG, do wspomaganie intensyfikacji wykorzystania krajowych zasobów gazu ziemnego, z opcją wykorzystania tej infrastruktury w przyszłości w energetyce rozproszonej opartej na gazach syntezowych z przeróbki węgla (kamiennego i brunatnego), horyzont – 2020 r.

6. Wykorzystanie 1 mln ha ekwiwalentnych gruntów pod uprawy energetyczne przeznaczone do produkcji biometanu (np. 65 mln t kukurydzy, 6,5 mld m³ biometanu w roku), horyzont – 2013 r.

| | |
|---------------------------------|-----|
| Rynek energii elektrycznej 2007 | 20% |
| Rynek ciepła 2007 | 20% |

7. Zastąpienie klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji wsi nowoczesną reelektryfikacją mającą podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej wytwórczej i w rol-

- nictwie energetycznym, czyli we własnych zasobach wsi. Opcja wykorzystania 2 mln ha ekwiwalentnych gruntów pod uprawy energetyczne, horyzont – 2020.
8. Określenie kosztów referencyjnych i wybór kierunków inwestowania w obszarze wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego (wykorzystania czystych technologii węglowych, synergicznych technologii węglowo-jądrowych)⁵ w aspekcie potrzeby minimalizacji inwestycji nietrafionych, horyzont – 2010. Realizacja czterech instalacji demonstracyjnych w segmencie czystych technologii węglowych, horyzont – 2015 r, w postaci następujących projektów:
 - Projekt: przemysł chemiczny – górnictwo węgla kamiennego (ZA Puławy – KWK Bogdanka).
 - Projekt: elektroenergetyka – górnictwo węgla kamiennego (Tauron).
 - Projekt: elektroenergetyka – górnictwo węgla brunatnego (BOT).
 - Projekt: gazownictwo (PGNiG) – górnictwo węgla kamiennego.
 9. Wybór strategii dotyczącej ewentualnego wykorzystania energetyki atomowej w Polsce: odwołanie się do importu z Unii i Ukrainy vs. budowa bloków atomowych na terytorium Polski i rozbudowa wewnętrznej sieci przesyłowej konieczna ze względu na wymagania związane z przyłączeniem tych bloków. Podkreśla się, że budowa bloków na terytorium Polski jest rozwiązaniem cechującym się dużą ekspozycją na ryzyko, wymagającym wielkiego zakresu rozbudowy sieci dla wszystkich potencjalnych lokalizacji bloków: Żarnowiec, Kopań, Warta-Klempicz, Nowe Miasto, Małkinia, Wyszaków, Chodcza, Gościeradów. (Z punktu widzenia energetyki atomowej trzeba wziąć pod uwagę to, że nie jest ona obecnie sprawą poszczególnych krajów członkowskich, ale całej Unii. Jeśli energetyka ta okaże się konkurencyjna, co jest jednak mało prawdopodobne, to poszczególne kraje członkowskie staną przed problemem, czy elektrownie atomowe budować u siebie, czy importować energię z elektrowni atomowych, które zostaną wybudowane przez inwestorów w krajach mających duże doświadczenie (tam, gdzie ekspozycja na ryzyko jest mniejsza), horyzont – 2015.
 10. Uzgodnienie (na poziomie regulacji prawnych) systemu podatkowego (skoordynowanych poziomów akcyzy i zasad odpisów amortyzacyjnych) dla inwestycji energetycznych. Określenie przez rząd (URE) referencyjnych stóp dyskontowych dla operatorów sieciowych oraz cen dla poszczególnych technologii wytwórczych (tradycyjnych węglowych, gazowych, odnawialnych, atomowych), horyzont – 2013 r.
 11. Wprowadzenie produktowego (na kWh, GJ, litr paliwa silnikowego, kupowanych przez odbiorcę końcowego) przydziału uprawnień do emisji CO₂, horyzont – 2012 r. (koniec obowiązywania KPRU-2).

⁵ Jedną z kluczowych spraw jest określenie sposobu wykorzystania produktów czystych technologii węglowych, np. gazu syntezowego (wiadomo, że gaz ten może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w wielkich blokach *combi*, zintegrowanych z instalacjami zgazowania węgla, albo na potrzeby energetyki rozproszonej, z wykorzystaniem transportu gazu za pomocą systemów: sieciowego, LNG lub CNG).

12. Stworzenie sieci źródeł rozproszonych odnawialno-gazowych (10 tys. źródeł, w tym ogniw paliwowych, w części zależnej od rozwoju światowego rynku tych ogniw), horyzont 2020 r.

Realizacja przedstawionej mapy drogowej zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Polski, przez odwołanie się tylko do sił rynkowych, w perspektywie przynajmniej dziesięciu lat w następującym sensie: Działania 1 do 6 oraz 13 zapewniają rozwój segmentów podaźowych (import, własne wytwarzanie) do 2013 r. wynoszących nie mniej niż 45% rynku energii elektrycznej (2007) i 25% rynku ciepła (2007). Przy rocznym wzroście rynku energii elektrycznej wynoszącym nawet 1,5...2,0% (rocznym wzroście PKB wynoszącym 4...5%) oraz przy stabilizacji rynku ciepła, a nawet przewidywanym jego przejściowym kurczeniu się, jest to potencjał całkowicie wystarczający do ochrony bezpieczeństwa energetycznego i wykorzystania najbliższych dziesięciu lat na wejście Polski w nową strategię energetyczną związaną z wykorzystaniem wielkoskalowych technologii bezemisyjnych.

Załącznik

Uproszczona (popularyzatorska) wizja przestrzenna energetyki polskiej w horyzoncie 2030 r.

Reformy w elektroenergetyce na podstawie zasady TPA, zapoczątkowane w 1990 r. przez Wielką Brytanię, nie dały dotychczas istotnych rezultatów poza jednym: ujawniły w systemie zaopatrzenia gospodarki w paliwa i energię na trzy rynki końcowe (energii elektrycznej, ciepła i transportu) systemowy konflikt między nadbudową (polityką energetyczną, czyli polityczno-korporacyjnym sojuszem biznesowym) oraz bazą (społeczeństwem wiedzy). Oznacza to, że trzeba przerwać podejście, które polegało na dostosowywaniu się społeczeństwa do sposobów funkcjonowania energetyki. Trzeba natomiast pobudzić dostosowanie się energetyki do standardów działania społeczeństwa wiedzy. Dwie najbliższe dekady wystarczą na realizację operacji. Po upływie tych dekad, czyli w perspektywie 2030 r., trzeba wyraźnie rozróżnić system elektroenergetyczny i system zaopatrzenia gospodarki w paliwa i energię.

Polski system elektroenergetyczny w 2030 r. będzie, dla zewnętrznego obserwatora nie elektroenergetyka (kierowcy jeżdżącego po kraju), zdecydowanie inny niż obecnie. Mianowicie, obserwator ten będzie widział głównie 4,5 tys. turbin wiatrowych na potężnych masztach (na północy zgrupowanych przede wszystkim w farmach wielkich – 30-100 turbin, w pasie środkowym średnich – 10-30 turbin, a w pasie południowym małych), nie będzie jednak wiedział, że to jest aż 9 tys. MW mocy zainstalowanej, ale tylko 18 TWh wyprodukowanej rocznie energii elektrycznej i 900 MW mocy dyspozycyjnej).

Ten sam obserwator będzie widział 6 tys. pojedynczych biogazowi na obszarach wiejskich, a w pobliżu każdej 300...400 ha roślin energetycznych (buraków cukrowych, kukurydzy), nie będzie jednak wiedział, że to jest 6 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i ponad 5 tys. dyspozycyjnej, aż 45 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej i ponad 250 PJ ciepła. Dalej idąc, zarówno niewprawny obserwator, jak i elektroenergetyk-ciepłownik-gazownik, z daleka łatwo nie dostrzeże, czy zintegrowane z biogazownią źródło kogeneracyjne pracuje równoległe na system elektroenergetyczny, czy na wyspę. Podobnie, nie dostrzeże łatwo, że bardzo często biogazownia nie jest zintegrowana ze źródłem kogeneracyjnym, a produkowany w niej biogaz (zielony gaz) jest transportowany w postaci LNG lub CNG, albo zatłaczany do sieci gazowej (gazu ziemnego) i przesyłany w inne miejsce, gdzie jest odbiór ciepła, i tam wykorzystywany do produkcji skojarzonej. Za to inwestor finansowy, biotechnolog i rolnicy będą prawie wszystko wiedzieli o rynku biogazowni, procesach zgazowania biomasy oraz ekonomice rolnictwa energetycznego i będą bardzo dużo wiedzieli o rynku energii elektrycznej.

Wójt wiejskiej gminy, odpowiedzialny za zarządzanie kryzysowe w gminie i za infrastrukturę, przedsiębiorca działający na terenie gminy (właściciel gorzelnii, dużej mleczarni, dużej obory, dużej chlewni, dużych kurników, przetwórnii owocowo-warzywnej, albo też cukrowni zamkniętej w ramach restrukturyzacji cukrownictwa po akcesji Polski do UE) oraz grupa producencka rolników (uprawiająca jednoroczne rośliny energetyczne) będą widzieli w 2030 r. gminne centrum ekologiczno-energetyczne, które rozwinęło się w ostatnich dwóch dekadach wokół biogazowni utylizującej biomasę odpadową, dodatkowo zasilanej substratami w postaci kiszonki z roślin energetycznych, uprawianych w strefie energetycznej gminy. Centrum, oprócz biogazowi zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym, będzie obejmować wytwórnię paliw płynnych drugiej generacji oraz wytwórnię uszlachetnionej biomasy stałej (peletów i brykietów).

Gazownik-elektroenergetyk-ciepłownik będzie widział w 2030 r. kilkanaście gazowych źródeł kogeneracyjnych na gaz ziemny o mocach elektrycznych wynoszących ok. 50 MW (w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców), kilkadziesiąt takich źródeł o mocach kilka...kilkanaście MW (w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców) oraz kilka tys. źródeł o mocach do ok. 1 MW (kogeneracja małej skali i mikrokogeneracja: w małych miejscowościach, w biurach, w obiektach użyteczności publicznej, u małych i średnich przedsiębiorców).

Elektroenergetyk-sieciowiec, który w 2030 r. będzie patrzył na sieć napowietrzną przez pryzmat topologii (linii i stacji), będzie widział ją prawie taką, jak w 2008 r., ale będzie wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła wielka intensyfikacja (nawet 2-krotna) wykorzystania linii oraz stacji elektroenergetycznych (jako skutek innowacyjnego podejścia do zasobów sieciowych, osadzonego w nowych technologiach modernizacyjnych, związanych z wykorzystaniem przewodów wysoko temperaturowych, a także w nowych koncepcjach obciążalności dynamicznej urządzeń

i zarządzania ich życiem, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi i technologiami teleinformatycznymi).

Elektroenergetyk-elektrowniarz⁶, który w 2030 r. będzie patrzył na wielkoskalowe źródła wytwórcze przez pryzmat lokalizacji będzie je widział praktycznie, tak jak w 2008 r. Będzie jednak wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła ich głęboka modernizacja: stare bloki węglowe zostały zastąpione nowymi o parametrach nadkrytycznych, o znacznie większych mocach i istotnie większych sprawnościach.

Górnik-chemik i zarazem energetyk jądrowy będzie widział w 2030 r. kilka wielkich instalacji czystych technologii węglowych (będą to instalacje na Śląsku, i być może koło Legnicy). W instalacjach tych będą produkowane benzyny syntetyczne, gazy syntezowe i wodór, z wykorzystaniem ciepła z reaktorów jądrowych. Paliwa z przeróbki węgla będą dystrybuowane do sieci stacji paliwowych, w tym do sieci stacji wodorowych (takich jak powstająca sieć w Kalifornii). Ze stacji paliwowych będą „tankowane” hybrydowe samochody (zdolne do przejęcia roli awaryjnych źródeł energii elektrycznej), samoloty, źródła kogeneracyjne (małej skali i mikroźródła). Technologiami wytwórczo-napędowymi będą silniki gazowe, turbiny, maszyny elektryczne i ogniwa paliwowe.

Politycy i rolnicy w UE zapomną w 2030 r. o tym, że była Wspólna Polityka Rolna. Rolnicy-przedsiębiorcy zdywersyfikują do tego czasu swoją działalność i przeznaczą 20% gruntów rolnych na uprawy energetyczne, po to aby umożliwić lepsze zarządzanie własnym ryzykiem rynkowym. Taka alokacja rolnictwa między segment żywnościowy i energetyczny zapewni rynkową równowagę cen żywności i energii, czyli korzyść dla całej gospodarki. Biotechnolodzy z kolei w 2030 r. będą mieli za sobą zwycięską batalię o dopuszczenie stosowania technologii GMO w rolnictwie energetycznym i będą oferowali wodór produkowany bezpośrednio z biomasy, bez przechodzenia przez fazę gazową. Tym samym będą się przygotowywać do ogłoszenia informacji, że zaczyna się epoka społeczeństwa wodorowego.

Wszystkie inwestycje (małe i bardzo duże) będą finansowane w 2030 r. ze środków własnych inwestorów i z kapitału giełdowego. Inwestorzy nie będą wypełniać misji, będą natomiast zarabiać i realizować dobre praktyki biznesowe. Widzialna ręka regulatora (państwa) nie będzie niszczyć niewidzialnej ręki rynku. Sojusz korporacyjno-polityczny nie będzie terroryzował społeczeństwa utratą bezpieczeństwa energetycznego. Państwo nie będzie podtrzymywać systemu podatku akcyzowego w obecnym kształcie, rodem z okresu rozkwitu społeczeństwa przemysłowego. Odbiorcy będą w naturalny sposób przyjmować ryzyko rynkowe; w przypadku zasilania z systemu elektroenergetycznego pogodzą się w szczególności z cenami energii elektrycznej (dostarczanej bezpośrednio przez wytwórców, albo przez przedsiębiorstwa handlowe), które tylko trochę wolniej się będą zmieniać od cen akcji na giełdach kapitałowych. Odbiorcy (użytkownicy energii

⁶ *Elektrowniarz* to w slangu energetyków: specjalista w dziedzinie elektrowni zawodowych, osoba podsektora wytwórczego energetyki zawodowej (w gruncie rzeczy członek „korporacji”).

elektrycznej) będą mieli realną możliwość wyboru swojego paliwowo-technologicznego systemu zasilania w energię elektryczną (z sieci, za pomocą samochodu hybrydowego, z ogniwa paliwowego, z zasobnika energii elektrycznej).

Literatura

- [1] Chmielniak T., Ściążko M., 2008, *Czyste technologie węglowe – zgazowanie*. BMP Energetyka ciepła i zawodowa, 3.
- [2] Popczyk J., 2008, *Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku*. Rynek Energii, 3.
- [3] Popczyk J., Żmuda K., Kocot H., Korab R., Siwy E., *Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych, własnych zasobów i innowacyjnych technologii*. Monografia pod red. J. Popczyka (przygotowana do druku).
- [4] Rakowski J., 2008, *Obecne możliwości technologiczne ograniczania emisji CO₂ z elektrowni węglowych*. Energetyka, 6.