



INNOWACYJNA ENERGETYKA. Kontekst ekologiczno-energetyczny i ekonomiczno-cywilizacyjny

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk / Politechnika Śląska

Reformy mające za podstawę zasadę TPA, zapoczątkowane w 1990 roku przez Wielką Brytanię [4], ciągle określają optykę, w której postrzegamy na całym świecie kondycję elektroenergetyki. Rzeczywista wielkość tych reform polegała na wprowadzeniu do masowej świadomości sygnału, że konkurencja na rynku energii elektrycznej teoretycznie jest możliwa. Praktyczne znaczenie reform polega natomiast obecnie na tym, że ujawniły one 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 [5]) a bazą (społeczeństwem wiedzy). Konflikt taki nie rodzi się oczywiście w krótkim czasie i nie jest właściwością tylko Polski. Jednak dla Polski ten konflikt stanowi znacznie większe zagrożenie niż dla innych krajów. Powoduje też znacznie większą utratę szans, którą niesie z sobą każdy wielki kryzys.

Wszystko to oznacza, że trzeba przerwać podejście do tematu, które każe dostosowywać się społeczeństwu do sposobów funkcjonowania energetyki. Trzeba natomiast pobudzić dostosowanie się energetyki do standardów działania społeczeństwa wiedzy (dwie najbliższe dekady wystarczą na realizację operacji) oraz przygotować ją do funkcjonowania w społeczeństwie bezemisyjnym/wodorowym (czwarta, piąta dekada obecnego stulecia)¹. W dojrzałym społeczeństwie wiedzy i w przyszłym społeczeństwie bezemisyjnym/wodorowym trzeba wyraźnie rozróżnić system elektroenergetyczny i system zaopatrzenia gospodarki w paliwa i energię.

Konsolidacja dokonana w Polsce przez poprzedni rząd, i utrwalana przez obecny, jest niestety naśladownictwem schyłkowych schematów ze społeczeństwa przemysłowego i ruchem pod prąd. W szczególności oznacza ona izolacjonizm elektroenergetyki: korporacyjny, historyczny, technologiczny. Izolacjonizm korporacyjny uniemożliwia potrzebną w społeczeństwie wiedzy konwergencję (w obszarze wszystkich sektorów paliw i energii). Izolacjonizm historyczny oznacza brak zdolności na obecnym etapie do krytycznego wykorzystania doświadczeń z przeszłości. Ogólnie chodzi tu o pierwszą wielką alokację zasobów w obszarze energetyki ze strony podaźowej na popytową i o pierwszy wielki etap internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska (dotyczący emisji pyłów i SO₂). W szczególności chodzi o cztery traumatyczne doświadczenia amerykańskie z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych [6]², które były katalizatorem rynkowych reform elektroenergetyki w latach osiemdziesiątych (wykreowanie nowych form finansowania inwestycji w sektorze niezależnych wytwórców – USA³, Ameryka Południowa) i dziewięćdzie-

1 Globalny projekt polityczny, którego symbolem są wodorowe technologie energetyczne (w szczególności ogniwo paliwowe), a istotą jest redukcja emisji CO₂ (w stosunku do obecnego stanu) przynajmniej o 50% (w krajach/regionach będących liderami światowego rozwoju nawet o 80%).

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

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

Streszczenie

O ziemię, religię, bogactwa, wodę i źródła energii toczą się wojny. Ziemia była człowiekowi zawsze potrzebna do żywienia 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 [1].

Współcześnie najważniejszą wojną na świecie, chociaż prowadzoną bez armii, ale za pomocą monopolu 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 [2, 3]. Wówczas nadprodukcja żywności i deficyt energii przestaną być (osobno) wdziecznym polem uprawiania polityki. Konkurencja doprowadzi natomiast w obszarze rolnictwa, energetyki i środowiska do historycznej alokacji zasobów.

siątych (reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjne, wykreowanie konkurencji opartej na wykorzystaniu zasady TPA – USA, Europa)⁴. Izolacjonizm technologiczny jest najbardziej groźny – oznacza brak zdolności do otwarcia się na uniwersalizację technologiczną. Tej, do której punktem startu jest światowy rozwój technologiczny, zapoczątkowany na wielką skalę w latach dziewięćdziesiątych (Internet, przyspieszenie rozwoju biotechnologii, technologii mikroprocesorowych, gazowych technologii wytwórczych *combi* i kogeneracyjnych, powszechne zastosowanie pomp ciepła, komercjalizacja samochodu hybrydowego/elektrycznego, uzyskanie dojrzałości konstrukcyjnej samochodu wodorowego, a także przyspieszenie prac nad samolotem wodorowym).

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

- Paliwa płynne: ceny giełdowe ropy, które w połowie 2008 roku osiągnęły poziom 150 USD/baryłkę, i brak zdolności wydobywczych (inaczej niż w czasie pierwszego kryzysu naftowego w latach 1973–1974, kiedy zdolności istniały, a zatem zagrożenie było mniejsze)
- Gazownictwo: zapowiadane w 2008 roku (przez Rosję) ceny gazu ziemnego w kontraktach bilateralnych – 500 USD/1000 m³ i również brak zdolności wydobywczych
- Środowisko: konsekwentne dążenie Komisji Europejskiej do całkowitego wyeliminowania darmowych uprawnień do emisji CO₂ i prognozowane ceny na unijnym rynku tych uprawnień wynoszące minimum 40 euro/tonę (przy komplikacjach związanych z odmienną od unijnej polityką USA dotyczącą zarządzania zmianami klimatycznymi i dotychczasowym brakiem zgody Chin i Indii na internalizację kosztów zewnętrznych środowiska)
- Rolnictwo: całkowicie zmanipulowana medializacja wzrostu cen żywności w kontekście produkcji biopaliw (płynnych)⁵, blokowanie likwidacji Wspólnej Polityki Rolnej UE, blokowanie rozwoju rolnictwa energetycznego i technologii GMO.

Wszystkie wymienione zagrożenia globalne przenoszą się bardzo dotkliwie na Polskę, bo są wzmacniane w poszczególnych sektorach przez bardzo negatywne uwarunkowania, przybierające ostatnio na sile. Szczególne znaczenie ma całkowity brak rządowej koncepcji systemu regulacyjnego (łącznie z systemami wsparcia), zapewniającego koordynację rynkową rozwoju energetyki wiatrowej, biomasowej, tradycyjnej węglowej, atomowej, czystej węglowej. Niebezpieczny jest zwłaszcza niepohamowany pęd do tworzenia programów rozwojowych, które łącznie znacznie przekraczają potrzeby, a z drugiej strony nie uwzględniają trudności dotyczących rozbudowy sieci oraz potencjalnego wpływu na zmianę struktury bilansu paliwowo-energetycznego takich technologii, jak samochód elektryczny i pompa ciepła.

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

JAK PRZEPROWADZIĆ POLSKĄ ELEKTROENERGETYKĘ PRZEZ OKRES PRZEJŚCIOWY 2010–2020 I ZAPEWNIĆ JEJ EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNO-EKOLOGICZNĄ ORAZ ADEKWATNOŚĆ Z TRENDAMI ŚWIATOWYMI?

Mechanizmy rynkowe można w elektroenergetyce psuć, ale trwale nie da się ich już zablokować. Jeśli się uzna tę prawdę, to w zakresie wytwarzania energii odpowiedzi na postawione pytanie można szukać między innymi w tabl. 1. Mianowicie, pewne technologie (atomowe, węglowe CCT) w nadchodzącej dekadzie są nieosiągalne. Tradycyjne technologie węglowe (w tym bloki nadkrytyczne fluidalne za takie tu się uważa) są do wykorzystania, ale z efektami po 2015 roku⁶. Niestety, po wprowadzeniu pełnej opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ i uwzględnieniu rzeczywistych opłat sieciowych są to technologie bardzo drogie, bez potencjału konkurencyjności w długich horyzontach czasowych.

4 Reformy, o których mowa, przede wszystkim druga brytyjska udana reforma w elektroenergetyce ze skutkami globalnymi (1989/1990), byłyby niemożliwe, gdyby nie doszło do wielu innych charakterystycznych reform związanych, takich jak: liberalizacja telekomunikacji w USA – 1982 oraz brytyjskich reform prywatyzacyjno-liberalizacyjnych poza elektroenergetyką (w górnictwie – 1984/85 i gazownictwie – 1985), a także pierwszej nieskutecznej reformy w elektroenergetyce brytyjskiej – 1984.

5 Biopaliwa nie mogą być przyczyną istotnego wzrostu cen żywności, jeśli tylko 2% zasobów rolnych przeznaczają się na uprawy energetyczne i jeśli udział produktów rolnych w cenach żywności wynosi nie więcej niż 20%. Trzeba też podkreślić, że paliwa biomasowe drugiej generacji mogą powodować odwrotny efekt, tzn. obniżkę cen żywności, bowiem biopaliwa mogą hamować wzrost cen energii i paliw, czyli też cen nawozów.

6 Nie dotyczy to bloku Bełchatów (w budowie), który zostanie uruchomiony przed 2011 rokiem.



Pozostają kogeneracyjne technologie gazowe (na gaz ziemny) i technologie odnawialne (wiatrowe i kogeneracyjne biogazowe). W kogeneracyjnych technologiach gazowych zasadniczą sprawą jest paliwo. W tym obszarze Polskę czeka najtrudniejsza transformacja, polegająca na budowie nowego segmentu paliwowego w postaci rolnictwa energetycznego, o bardzo dużym potencjale w 2020 roku, wynoszącym 140 TWh na rynku paliw pierwotnych (tabl. 3), i jeszcze większym (relatywnie) potencjale na rynku energii końcowej, przekraczającym 100 TWh⁷.

Odrębną sprawą z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski jest wielki potencjał do wykorzystania w postaci elektroefektywnych technologii po stronie popytowej. Mianowicie, do 2020 roku możliwa jest obniżka 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%⁸.

Jeszcze inną sprawą jest wykorzystanie potencjału zmiany salda eksport/import z opcji eksportowej na importową (zmiana rocznego salda eksportowego wynoszącego w 2007 roku ok. 6 TWh na saldo importowe wynoszące ok. 10 TWh, możliwe do realizacji już w 2013 roku, zwłaszcza po wyposażeniu układu przesyłowego 750 kV w sprzęgło back to back⁹).

Tabl. 1. 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
Elektroefektywne technologie po stronie popytowej	Praktycznie każde środki są użyteczne	od zera ¹ do kilkunastu lat ²

¹ Indywidualna (przez odbiorców/prosumentów) wymiana elektrochłonnych urządzeń odbiorczych na elektroefektywne, istniejące na rynku (na przykład wymiana tradycyjnych żarówek na elektrooszczędne).

² Przebudowa gospodarki z elektrochłonnej na elektroefektywną.

Wymienione uwarunkowania (technologiczne, efektywnościowe i systemowe) powodują, że nadchodząca dekada będzie w Polsce dekadą odbiorców, niezależnych wytwórców i operatorów. Zwłaszcza podkreśla się rolę tych ostatnich. Mianowicie, operatorzy muszą zapewnić intensyfikację wykorzystania istniejących sieci poprzez działania innowacyjne, osadzone w nowych koncepcjach obciążalności cieplnej linii napowietrznych (traktowanej dynamicznie), wytrzymałości zwarciowej urządzeń, a także jakości energii elektrycznej, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi. Prace badawcze w Polsce mają w tym zakresie bardzo bogatą tradycję na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (najpierw, w latach 70. i 80., prace te prowadzili Jan Popczyk, Kurt Żmuda, Jerzy Macełko, Andrzej Polaczek i Andrzej Błaszczak, a obecnie Kurt Żmuda i Edward Siwy).

W obszarze intensyfikacji wykorzystania sieci istnieje wielki potencjał [8, 9, 10]. W szczególności chodzi o to, że sieci elektroenergetyczne przez dziesięciolecia były optymalizowane według kryteriów, które rynek energii elektrycznej zweryfikował negatywnie¹⁰. Mianowicie, rynek kreuje nową konkurencyjność źródeł, odmienną od tej, która była charakterystyczna dla narodowych monopolii. Sieć ukształtowana w przeszłości, o zdolnościach przesyłowych określonych przez bardzo konserwatywny system kryteriów technicznych, dotyczących zwłaszcza obciążalności cieplnej przewodów linii napowietrznych, uniemożliwia wykorzystanie tanich źródeł wytwórczych, zmusza natomiast operatorów do wykorzystania drogich wytwórców.

Z drugiej strony, technologie teleinformatyczne i mikroprocesorowe umożliwiają zmianę konserwatywnych kryteriów. Mianowicie, technologie te umożliwiają nowe podejście do zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci. Takie, którego podstawą jest powiązanie obciążalności cieplnej przewodów napowietrznych z rzeczywistymi

7 Przy uwzględnieniu ograniczeń związanych z wymaganym minimalnym udziałem energii odnawialnej na rynku paliw transportowych, wynoszącym 10% (cel sformułowany w unijnym Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3x20).

8 Potencjał rzeczywistej obniżki elektrochłonności jest prawdopodobnie znacznie wyższy. Wskazują na to w szczególności dane napływające z USA [7].

9 W rzeczywistości sprawa ma jednak nie tylko wymiar techniczno-ekonomiczny. Ma także wymiar polityczny, z którym związane jest duże ryzyko biznesowe ewentualnej realizacji projektu.

10 Ponadto sieci elektroenergetyczne, w szczególności w Polsce, omijał postęp w obszarze eksploatacji (w obszarze diagnostyki urządzeń, prac pod napięciem, zarządzania likwidacją skutków wielkich awarii).



warunkami pogodowymi (prędkością wiatru, temperaturą powietrza, nasłonecznieniem). Z kolei postęp w inżynierii materiałowej już od dawna zapewnia dostęp do przewodów wysokotemperaturowych. Wymiana tradycyjnych przewodów linii napowietrznych na wysokotemperaturowe, w Polsce na razie bardzo rzadka, jest niezwykle efektywnym sposobem zwiększania zdolności przesyłowych sieci.

Intensyfikacja wykorzystania istniejących sieci w drugiej dekadzie w żadnym wypadku nie może być traktowana kosmetycznie. Wielki jej rzeczywisty potencjał ma jeszcze trzecią podstawę, oprócz dwóch podanych (obciążalności dynamicznej i przewodów wysokotemperaturowych). Mianowicie, w monopolistycznej elektroenergetyce sieci były dostosowywane do źródeł. To wynikało z dominującej w elektroenergetyce pozycji podsektora wytwórczego (z wielkimi blokami wytwórczymi), ukształtowanej w długim historycznym procesie. W rynkowej elektroenergetyce, na etapie konkurencji kreowanej według zasady TPA, przychodzi czas na odwrócenie porządku. Dopasowywanie źródeł do istniejącej sieci staje się bardzo silną zasadą. W ramach tej zasady można rozwiązywać wiele nabrzmiałych praktycznych problemów, nierozwiązywalnych w starym porządku. Jednym z bardzo ważnych przykładów są słabe sieci wiejskie (niskiego i średniego napięcia). W starym porządku rozwiązanie musiałyby polegać na klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji polskich wsi. Nowoczesne rozwiązanie rynkowe polega na reelektryfikacji mającej podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej, wytwórczej i w rolnictwie energetycznym (we własnych zasobach wsi).

Intensyfikacja wykorzystania istniejących sieci oznacza pilną potrzebę budowy publicznej (dla podmiotów rynkowych) mapy dostępnych zasobów sieciowych. W szczególności mapa ta powinna być nośnikiem nowego systemu sygnałów lokalizacyjnych, opartych na cenach węzłowych. W nadchodzącej dekadzie system ten powinien być adresowany do:

- odbiorców końcowych (zwłaszcza inwestorów przemysłowych zainteresowanych możliwością zakupu taniej energii elektrycznej w obszarach z nadwyżką zdolności przepustowych sieci)
- dostawców usług systemowych (zainteresowanych np. budową źródeł interwencyjnych, źródeł rezerwowych dla energetyki wiatrowej itp.)
- wytwórców w energetyce wielkoskalowej (zainteresowanych modernizacją istniejących bloków)
- inwestorów w obszarze energetyki rozproszonej (zainteresowanych budową lokalnych źródeł na obszarach o wysokim poziomie cen energii elektrycznej oraz deficytowych pod względem zdolności przepustowych sieci).

OD ROZPROSZENIA DO SYSTEMU I Z POWROTEM

Z natury rzeczy elektroenergetyka na początku (koniec XIX w.) była rozproszona. Taki sposób jej funkcjonowania stał się jednak, na etapie powszechnej elektryfikacji poszczególnych krajów, poważnym ograniczeniem w obniżaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Dlatego w dalszym procesie rozwojowym musiały nastąpić poważne zmiany w funkcjonowaniu elektroenergetyki. Zmiany te poszły w kierunku łączenia małych systemów w coraz większe za pomocą sieci. Jednak, dopóki bloki wytwórcze nie były wielkie (do połowy XX w.), presja na zwiększanie systemów też nie była silna i rozmiary systemów były ograniczone (nie przekraczały granic regionów w poszczególnych krajach).

Wielkie połączone systemy (przekraczające granice państw) są właściwością elektroenergetyki od połowy XX w. Powodem, który zdecydował o rozwoju systemów, było dążenie do obniżki kosztów wytwarzania energii elektrycznej, głównie poprzez zwiększanie mocy bloków wytwórczych (atomowych do poziomu 1500 MW, węglowych do poziomu 800 MW) i dobór najtańszego (na etapie inwestycji i eksploatacji) zestawu tych coraz większych bloków, przy uwzględnieniu bardzo silnie zmieniającego się obciążenia odbiorców. Obniżka kosztów, będąca troską elektroenergetyki na każdym etapie jej rozwoju, inaczej wygląda w elektroenergetyce monopolistycznej, a inaczej w rynkowej (konkurencyjnej). Poniżej przedstawiono, koncentrując się na rozptywach sieciowych, istotę różnicy rachunku optymalizacyjnego w elektroenergetyce monopolistycznej i rynkowej (konkurencyjnej) w sposób bardziej ścisły.

Zadanie optymalizacyjne, polegające na wyznaczeniu ekonomicznego rozdziału obciążeń między źródła wytwórcze, zwane w elektroenergetyce monopolistycznej zadaniem optymalizacyjnym ERO, było w tej elektroenergetyce w ciągu kolejnych dziesięcioleci (od lat pięćdziesiątych po osiemdziesiąte) najbardziej reprezentatywnym przykładem ekonomiki połączonych systemów wytwórczo-przesyłowych. Zadanie to stanowi zarazem punkt wyjścia do współczesnej analizy węzłowych kosztów krańcowych w układach sieciowych w elektroenergetyce rynkowej, z konkurencją kreowaną na zasadzie TPA.



Zadanie ERO polega ogólnie na minimalizacji funkcji:

$$K(\mathbf{P}_G) = \sum_{i=1}^{n_G} k_i(P_{Gi}) \quad (1)$$

gdzie: $K(\mathbf{P}_G)$ jest całkowitym zmiennym kosztem wytwarzania energii elektrycznej we wszystkich źródłach pracujących w systemie elektroenergetycznym, $k_i(P_{Gi})$ jest nieliniową charakterystyką/funkcją określającą zmienny koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródle i , P_{Gi} określa moc generowaną przez źródło i , natomiast n_G jest liczbą źródeł wytwórczych pracujących w systemie. W zadaniu ERO zakłada się, że znany jest skład jednostek wytwórczych. Obliczenia wykonuje się dla ustalonej konfiguracji sieci przy założeniu stałej mocy odbieranej w poszczególnych węzłach.

Jeśli pominąć straty przesyłowe, a także ograniczenia wytwarzania mocy w źródłach oraz ograniczenia sieciowe, to zadanie minimalizacji funkcji (1) jest zadaniem z jednym ograniczeniem równościowym, wynikającym z bilansu mocy w połączonym systemie elektroenergetycznym określonym równaniem:

$$\sum_{i=1}^{n_G} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_w} P_{Li} = 0 \quad (2)$$

gdzie P_{Li} oznacza moc czynną odbieraną w węźle i , a n_w oznacza liczbę węzłów w sieci. Zadanie to można rozwiązać analitycznie, wykorzystując w tym celu odpowiednio utworzoną funkcję Lagrange'a.

W rzeczywistości zadanie minimalizacji funkcji (1) ma oprócz ograniczenia równościowego (2), uzupełnionego o straty mocy w sieci, trzy rodzaje ograniczeń nierównościowych. Są to ograniczenia: górne i dolne mocy źródeł wytwórczych, górne przepustowości linii (ograniczenia prądowe lub inaczej gałęziowe, dotyczące linii i transformatorów) oraz górne i dolne napięć w węzłach sieci elektroenergetycznej (ograniczenia napięciowe lub inaczej węzłowe). Do rozwiązania zadania z ograniczeniami nierównościowymi (metodą iteracyjną) wykorzystuje się twierdzenie Kuhna-Tuckera.

Z ekonomicznego punktu widzenia podstawowe znaczenie w zadaniu minimalizacji funkcji (1) mają charakterystyki/funkcje określające zmienne koszty wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych źródłach wytwórczych. W praktyce koszty te na ogół określało się w przeszłości dla każdego źródła na podstawie jego technicznej charakterystyki sprawności, wyznaczonej pomiarowo, i przeciętnej ceny jednostkowej paliwa. Jeszcze częściej minimalizację kosztu w równaniu (1) zastępowało się minimalizacją ilości zużytego paliwa. Generalną zasadą w monopolistycznej elektroenergetyce było przy tym stosowanie w rachunku optymalizacyjnym kosztów przeciętnych. Trzeba natomiast pamiętać, że rynek konkurencyjny działa w oparciu o koszty krańcowe.

Według klasycznej definicji krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle i (*Short Run Marginal Cost – SRMC*), nazywany dalej także krótkookresową ceną węzłową (*Locational Marginal Price – LMP*), jest równy minimalnej zmianie całkowitego zmiennego kosztu wytwarzania energii w systemie, spowodowanej zmianą zapotrzebowania w tym węźle. W warunkach polskiego rynku energii elektrycznej przez pojęcie „krótki okres” rozumie się zwykle okres równy jednej godzinie. W związku z tym, w danej godzinie miarą energii odebranej/wygenerowanej w węźle i może być stała moc czynna. Definicję krótkookresowego kosztu węzłowego można zatem zapisać za pomocą zależności:

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{Li}} \quad (3)$$

Krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej (krótkookresowa cena węzłowa) powinien zostać wyznaczony w optymalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego. W celu określenia wartości krótkookresowych kosztów węzłowych należy rozwiązać zadanie optymalizacji rozptywu mocy OP_F minimalizujące funkcję celu (1). Po raz pierwszy w literaturze światowej związek między optymalnym rozptywem mocy a krótkookresowymi kosztami krańcowymi energii elektrycznej w węzłach sieci opisali M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe (*Optimal Spot Pricing: Practice and Theory*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1982).

Wymienieni autorzy przedstawili koncepcję zróżnicowanej czasowo i przestrzennie węzłowej ceny energii elektrycznej nazwanej *spot price of electricity*. W późniejszym okresie za granicą tematyka ta została znacznie rozwinięta w wielu opracowaniach, zaś w Polsce m.in. w pracach prowadzonych na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (najpierw H. Kocot, następnie R. Korab). Zastosowanie zadania *OPF* na rynku energii, funkcjonującym według modelu aktualnie obowiązującego w Polsce, wymaga modyfikacji funkcji celu (1) do postaci:

$$KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr}) = \sum_{i=1}^{n_G} \sum_{p=m+1}^{m+n} C_{ip} P_{Gip} - \sum_{r=1}^m C_{ir} (P_{Gir}^o - P_{Gir}) \quad (4)$$

gdzie: $KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr})$ – całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym, P_{Gip} – zaakceptowana do produkcji moc z pasma p oferty przyrostowej jednostki wytwórczej i , $\mathbf{P}_{Gp} = [P_{Gip}; i = 1, 2, \dots, n_G; p = m+1, \dots, m+n]$, P_{Gir}^o – moc oferowana w ramach pasma r oferty redukcyjnej jednostki wytwórczej i , P_{Gir} – zaakceptowana do produkcji moc z pasma r oferty redukcyjnej jednostki wytwórczej i , $\mathbf{P}_{Gr} = [P_{Gir}; i = 1, 2, \dots, n_G; r = 1, 2, \dots, m]$, C_{ip} , C_{ir} – odpowiednio jednostkowa cena energii w paśmie p lub r oferty przyrostowej/redukcyjnej jednostki wytwórczej i , m , n – odpowiednio liczba pasm oferty redukcyjnej/przyrostowej zadeklarowanych przez jednostkę wytwórczą i .

Zmiennymi decyzyjnymi podlegającymi optymalizacji w zadaniu *OPF* w warunkach rynkowych są wielkości mocy deklarowane przez poszczególne jednostki wytwórcze w pasmach ofert bilansujących, natomiast ceny oferowane w tych pasmach są parametrami zadania. Skład jednostek wytwórczych nie ulega zmianie w wyniku przeprowadzenia obliczeń. W zadaniu tym poszukuje się minimum funkcji (4) w obszarze określonym przez techniczne ograniczenia równościowe i nierównościowe.

Uwzględniając funkcję celu (4) oraz klasyczną definicję krótkookresowego kosztu krańcowego (3), w warunkach polskiego rynku energii elektrycznej, krótkookresowy koszt krańcowy w węźle i można zdefiniować następująco:

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr})}{\partial P_{Li}} \quad (5)$$

Krótkookresowy koszt węzłowy (5) można rozłożyć na składniki o prostej interpretacji fizycznej, są to: koszt węzłowy energii elektrycznej, czynnej w węźle bilansującym, koszt strat sieciowych (od przepływu mocy pozornych), koszt ograniczeń gałęziowych/prądowych i koszt ograniczeń węzłowych/napięciowych. W formie analitycznej składniki te mają postać:

$$LMP_i = \left(1 + \frac{\partial P_{str}}{\partial P_{Li}}\right) LMP_b + \frac{\partial Q_{str}}{\partial P_{Li}} LMP_{qb} + \sum_{g=1}^{n_g} \mu_g^{\max} \frac{\partial S_g}{\partial P_{Li}} + \sum_{j=1}^{n_w} (-\mu_{Uj}^{\min} + \mu_{Uj}^{\max}) \frac{\partial U_j}{\partial P_{Li}} \quad (6)$$

gdzie: LMP_b , LMP_{qb} – cena węzłowa energii czynnej i biernej w węźle bilansującym, P_{str} , Q_{str} – straty mocy czynnej i biernej w sieci, S_g – przepływ mocy pozornej w gałęzi g , U_j – moduł napięcia w węźle j , μ – wektor mnożników Kuhna–Tuckera dla ograniczeń nierównościowych, n_g – liczba gałęzi.

Krótkookresowe koszty/ceny węzłowe stanowią bardzo silne sygnały lokalizacyjne i znacznie polepszają uwarunkowania dla konkurencji w połączonych systemach. W praktyce oznacza to między innymi przenoszenie wytwarzania na niższe poziomy napięciowe, bliżej odbiorców. Trzeba przy tym podkreślić, że koncepcja konkurencji według zasady TPA i rozwój metodyki kosztów/cen węzłowych na świecie zbiegły się w czasie z gwałtownym rozwojem gazowych technologii kogeneracyjnych (na gaz ziemny). Dzięki temu trend przenoszenia wytwarzania bliżej odbiorców (u których są odbiory ciepła) niezwykle się wzmocnił (kryzys kalifornijski w latach 2000–2001, który można było rozwiązać efektywnie za pomocą szokowego wzrostu kogeneracji gazowej, znacznie się do tego przyczynił).

Obecnie proces przenoszenia wytwarzania bliżej odbiorców wchodzi w drugą fazę, a powodują ją decyzje polityczne dotyczące wykorzystania energetyki odnawialnej¹¹, która z natury jest rozproszona. Rozwój zastosowań

11 Inaczej, dążenie do obniżenia zużycia paliw pierwotnych i ochrona środowiska (obecnie redukcja emisji CO₂).



technologii odnawialnych, widzianych łącznie z systemami ich sterowania technicznego i zarządzania rynkowego, w sposób widoczny prowadzi do nowych zmian jakościowych. Mianowicie, ekonomiczny efekt skali (wielkie bloki wytwórcze, wielkie systemy sieciowe) jest wypierany przez silniejszy efekt lokalnej integracji technologicznej. Przykładami takiej integracji są już, na poziomie komercyjnym, farmy wiatrowe integrowane z istniejącymi elektrowniami szczytowo-pompowymi, biogazownie integrowane ze źródłami kogeneracyjnymi i lokalnymi systemami gazowymi (gazu ziemnego), a także z lokalnymi wytwórniami biopaliw płynnych (obecnie transportowych) i ulepszonych biopaliw stałych (pelety, brykiety) i wiele innych.

Siłą napędową integracji technologicznej w kolejnych dwóch dekadach będzie rozwój paliw drugiej generacji¹², przede wszystkim biopaliw gazowych (druga dekada) i gazów syntezowych otrzymywanych w procesie przeróbki węgla, zarówno kamiennego, jak i brunatnego (trzecia dekada). Rozwój ten otworzy drogę do energetyki wodorowej i uniwersalizacji technologii energetycznych, tzn. do takich technologii, które będą się praktycznie nadawać do wykorzystania na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i transportu. Symbolem tych technologii będzie ogniwo paliwowe. Spektakularnymi przykładami projektów wodorowych już obecnie są: Kalifornia – sieć stacji wodorowych (1000 stacji w 2014 roku) i flota autobusów wodorowych, Norwegia – wyspa wiatrowo-wodorowa, przemysł samochodowy – Toyota, Mercedes, lotnictwo – Boeing.

Najważniejszym przykładem w Europie, potwierdzającym siłę trendów rozwojowych energetyki rozproszonej, jest Dania. Jednak kluczowe znaczenie mają doświadczenia amerykańskie (USA). Na te ostatnie doświadczenia składają się: odwrót od technologii wielkoskalowych z jednej strony, z drugiej natomiast doświadczenia związane z funkcjonowaniem kilkunastu milionów autonomicznych źródeł wytwórczych.

EWOLUCJA EKONOMIKI W ENERGETYCE. INTERNALIZACJA KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH ŚRODOWISKA – NOWA STRUKTURA PODATKU AKCYZOWEGO – NOWA STRUKTURA KONKURENCYJNOŚCI TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH

Ocena efektywności inwestycji w monopolistycznej ekonomice kosztowej. W tym przypadku zakres inwestycji w źródła wytwórcze wynika z konieczności pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem normatywnego marginesu rezerwy. Metodyka optymalizacyjna polega zaś na wyborze wariantu inwestycyjnego, zapewniającego jego minimalny koszt łączny (budowy i eksploatacji) zdyskontowany na rok zerowy:

$$\sum_{t=0}^T (J_t + K_t) a_t \rightarrow \min \quad (7)$$

$$a_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (8)$$

gdzie: J – nakłady inwestycyjne, K – koszty eksploatacji, a – współczynnik dyskontujący, r – stopa dyskonta, t – indeks oznaczający kolejne lata w okresie życia projektu.

Odmianą zadania jest zadanie polegające na zastąpieniu normatywnego odwzorowania niezawodności odwzorowaniem w postaci kosztu zawodności. Wówczas minimalizacji podlega zdyskontowany koszt obejmujący trzy składniki: nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne i odrębnie określone koszty zawodności. Koszty zawodności określa się dla zróżnicowanych wariantów inwestycyjnych, przy tym takich, które przynajmniej w warunkach normalnych zapewniają pokrycie maksymalnego zapotrzebowania.

Oczywiście, konsekwencją przedstawionej tu ekonomiki są wynikowe ceny, przenoszące łączny koszt, wprawdzie zminimalizowany, ale uniemożliwiający odbiorcom i dostawcom podjęcie gry popytowo-podażowej.

Ocena efektywności inwestycji w konkurencyjnej ekonomice rynkowej. W tym przypadku następuje odwrócenie sytuacji. Inwestor bada rynek, w szczególności określa cenę, jaką może uzyskać za towar/usługę

¹² Rolnicy definiują paliwa drugiej generacji jako te, których produkcja nie jest konkurencyjna względem produkcji żywności. Energetycy natomiast jako te, które mają wysoki (np. 1,6) stosunek energii na wyjściu z procesu do energii włożonej w procesie pozyskiwania paliwa.



gę (prognozuje cenę, którą zapłaci odbiorca). Przyjmując tę cenę za punkt wyjścia, dokonuje oceny efektywności inwestycji i podejmuje pozytywną decyzję inwestycyjną tylko wówczas, jeśli wskaźniki efektywności są dla niego satysfakcjonujące pod względem oczekiwanego wynagrodzenia i zaangażowanego kapitału własnego (nie może uzyskać lepszego wynagrodzenia na otwartym rynku kapitałowym).

$$NPV = \sum_{t=0}^T a_t CF_t = \sum_{t=1}^T a_t CF_t - J_o \quad (9)$$

gdzie: CF – skumulowany przepływ finansowy (*cash flow*), $IRR > r$, IRR – wewnętrzna stopa zwrotu, dla której $NPV = 0$.

Istnieje jeszcze jedna fundamentalna różnica między ocenami efektywności (7) i (9). Mianowicie, w analizie ekonomicznej (7), której podstawą są stopy dyskontowe, nie uwzględnia się stóp podatkowych i stóp procentowych (stóp bankowych decydujących o kosztach kredytów), a także ryzyk. W analizie ekonomiczno-finansowej (9) uwzględnienie podatków, kosztów kredytów i ryzyk staje się podstawowym wymaganiami metodologicznym.

Uwagi dotyczące analizy ryzyka. Problem stopy dyskontowej. Formalne metody analizy ryzyka inwestycyjnego (w obszarze inwestycji materialnych), nadające się do zastosowań praktycznych, są w elektroenergetyce dopiero w początkowej fazie rozwoju (jest to inna sytuacja niż w zastosowaniach dotyczących krótkookresowych wahań cen na rynkach giełdowych energii elektrycznej, gdzie możliwe jest stosunkowo proste wykorzystanie zaawansowanych metod z rynków finansowych). Jedną z koncepcji, którą można wskazać jako obiecującą, jest budowa modelu statystyczno-probabilistycznego, nałożonego na analizę przepływów finansowych, czyli analizę, której podstawą jest wzór (9). Punktem wyjścia do budowy modelu statystyczno-probabilistycznego ryzyka w tej koncepcji powinna być analiza wrażliwości stosowana powszechnie w praktyce, a ponadto stosowane w ekonomii modele analityczne wybranych wielkości makroekonomicznych.

Jedną z najważniejszych wielkości makroekonomicznych, wykorzystywanych w analizie przepływów finansowych, jest stopa dyskontowa. Stopa ta w postaci analitycznej może być wyrażona w sposób następujący [1, 8]:

$$r = (1 + s_a) * (1 + s_r) - 1 \quad (10)$$

gdzie: s_a – jest kosztem alternatywnym kapitału (najczęściej równym oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych), s_r – jest natomiast stopą ryzyka, charakterystyczną dla danej działalności gospodarczej.

Stopa dyskontowa charakteryzuje kondycję gospodarki oraz jej stabilność w długoterminowym horyzoncie inwestycyjnym i stanowi w szczególności podstawę decyzji inwestycyjnych o kluczowym znaczeniu w sektorach o największej kapitałochłonności. Stopa dyskontowa, jako parametr pozwalający uwzględnić zmianę wartości pieniądza w czasie, ma zasadniczy wpływ na optymalną (dla danej gospodarki) strukturę nakładów inwestycyjnych (rozłożonych w okresie inwestowania) oraz przyszłych kosztów eksploatacyjnych (ponoszonych przez długi czas).

Jest jasne, że wysokie stopy dyskontowe, charakterystyczne dla słabych i niestabilnych gospodarek, prowadzą do rozwiązań o niskich nakładach inwestycyjnych i wysokich kosztach eksploatacyjnych, a niskie stopy odwrotnie – do rozwiązań o wysokich kosztach inwestycyjnych i niskich kosztach eksploatacyjnych. Jeśli zatem pominąć ryzyko technologiczne oraz ryzyko zmian cen paliw, to zastosowanie rachunku dyskonta powoduje, że elektrownie wodne (i ogólnie źródła odnawialne energii elektrycznej), a także elektrownie atomowe, mają większe szanse zastosowania w USA i w Europie Zachodniej, natomiast elektrownie gazowe (ewentualnie na ropę naftową) są bardziej właściwe dla Afryki i Ameryki Południowej. Podobnie, niska stopa dyskontowa w USA i w Unii preferuje linie elektroenergetyczne o dużych przekrojach przewodów roboczych (wyższych nakładach inwestycyjnych, niższych kosztach strat mocy i energii), a wysoka stopa dyskontowa, właściwa dla gospodarek krajów afrykańskich i południowoamerykańskich, prowadzi do mniejszych przekrojów przewodów roboczych linii elektroenergetycznych.

Wybór stopy dyskontowej do zilustrowania problemu ryzyka w elektroenergetyce rynkowej, i ogólnie na rynkach z wymaganą kapitałochłonną infrastrukturą, ma charakterystyczne znaczenie z wielu innych punktów wi-



dzenia (poza punktem widzenia związanym z techniką obliczeniową), z których dwa są najważniejsze. Po pierwsze, podejście do stopy dyskontowej wyrażone za pomocą wzoru (10) wskazuje, że rynek będzie wymuszał zbliżanie się tradycyjnych metodologii ocen ekonomicznych materialnych inwestycji infrastrukturalnych do metodologii ocen inwestycji kapitałowych. Oczywiście, to oznacza uniwersalizację i zrównywanie, w tendencji, dochodowości inwestycji infrastrukturalnych i dochodowości rynku wyrażanej za pomocą dochodowości akcji wchodzących w skład charakterystycznych indeksów akcji, np. amerykańskich indeksów: przemysłowego *Dow Jones Industrial Average*, bankowego *Standard & Poor* oraz technologicznego *Nasdaq*. Inaczej, oznacza to trend na konkurencyjnych rynkach usług infrastrukturalnych od rachunku ekonomicznego do finansowego i od rachunku długoterminowego do krótkoterminowego. Po drugie, wzór (10) wskazuje na podstawowe zadanie do wykonania w zakresie niezbędnego unowocześnienia systemów regulacyjnych rynków usług infrastrukturalnych. Mianowicie, zadaniem tym jest niezwłoczne stworzenie przez regulatorów podstaw do wyznaczenia stopy ryzyka s_r i określenie jej wartości referencyjnej, zwłaszcza dla infrastruktury sieciowej.

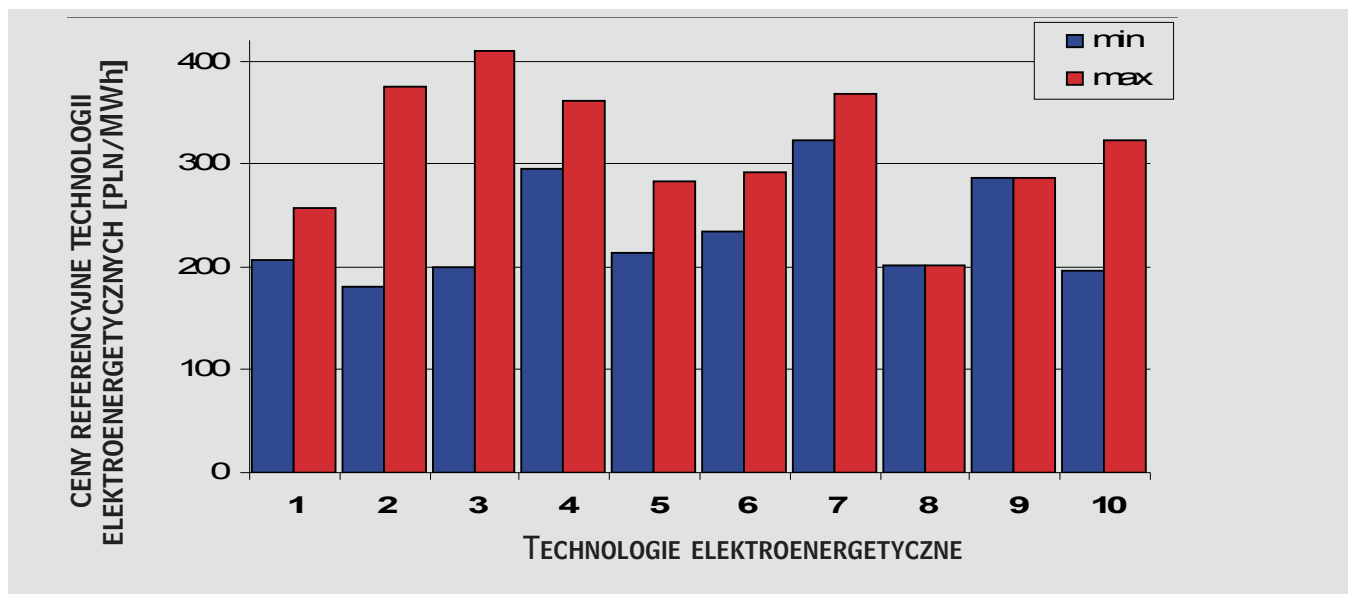
W przypadku elektroenergetyki wyzwaniem jest także określenie stopy ryzyka s_r zróżnicowanej dla poszczególnych technologii energetycznych, np. dla elektroenergetyki atomowej¹³, węglowej, gazowej, odnawialnej oraz dla technologii proefektywnościowych w obszarze użytkowania energii elektrycznej. Jest zrozumiałe przy tym, że ryzyko rynkowe budowy tradycyjnego bloku atomowego o mocy 1500 MW, za 10 mld zł, jest inne niż ryzyko budowy bloku 460 MW za 1800 mln zł na węgiel kamienny, którego rynek się kurczy. Z kolei jest oczywiste, że to ostatnie zdecydowanie się różni od ryzyka budowy mikroelektrociepłowni gazowej za 1 mln zł na szybko rosnącym rynku kogeneracyjnej energetyki rozproszonej. Wreszcie jeszcze inna jest sytuacja na rynku technologii proefektywnościowych w obszarze użytkowania energii elektrycznej, gdzie mechanizmy konkurencji działają na skalę masową od dawna i są ustabilizowane.

KOSZTY/CENY REFERENCYJNE UWZGLĘDNIAJĄCE INTERNALIZACJĘ KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH

Na rys. 1 przedstawione są koszty referencyjne uwzględniające internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, a także kosztów, które mogą się stać wkrótce źródłem kosztów osieroconych (*stranded costs*), czyli sieciowych oraz usług systemowych. W metodzie wykorzystanej do oszacowania przedstawionych kosztów referencyjnych przyjęto jednolitą (produktową) internalizację kosztów emisji CO₂. W świetle Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20 (określającego cel łączny w zakresie obniżki emisji CO₂ na wszystkich trzech rynkach końcowych: energii elektrycznej, ciepła i rynku transportowego) należy bez wątpienia metodę tę ulepszyć. Ulepszenie powinno iść w kierunku wykorzystania do internalizacji kosztów emisji CO₂ metody termoeologicznej związanej z egzergią.

Mimo że rys. 1 pokazuje zmianę struktury konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, która wydaje się obecnie szokująca, to jednak trzeba uwzględnić, że jest to zaledwie wstęp do tego, co będzie miało miejsce w kolejnych dekadach. Mianowicie, rewolucja w obszarze paliw spowoduje upadek istniejącego systemu akcyzowego i powstanie nowego. Obecny system akcyzowy, tworzony przez dziesięciolecia, jest w szczególności podporządkowany sposobowi wykorzystania paliw. W takim systemie na przykład olej napędowy wykorzystany do transportu jest obłożony bardzo wysoką akcyzą, ale gaz ziemny już nie. Na ten sam olej napędowy wlewany do zbiornika samochodowego, obłożony bardzo wysoką akcyzą, obowiązuje akcyza znacznie niższa, jeśli jest wykorzystany w agregacie kogeneracyjnym. Jest wiele innych podobnych przykładów. Wniosek jest jednoznaczny, istniejący system akcyzowy, charakterystyczny dla społeczeństwa przemysłowego, jest zupełnie nieracjonalny w społeczeństwie wiedzy i jeszcze bardziej byłby nieracjonalny w społeczeństwie wodorowym (już obecnie nie ma on najmniejszego uzasadnienia po stronie technologicznej, a wręcz jest w tym aspekcie korupcyjny). Dlatego potrzebne jest stworzenie podstaw pod nowy, jednolity system akcyzowy. Wydaje się, że wspomniana metoda termoeologiczna związana z egzergią byłaby również w tym przypadku użyteczna.

¹³ Ryzyko energetyki atomowej w kategoriach makroekonomicznych (na przykład w aspekcie inflacji), czyli już nie tylko w kategoriach wielkich katastrof środowiskowych i kosztów utylizacji wypalonego paliwa (ciągle pozostających w dużej części poza mechanizmem internalizacji), staje się przedmiotem ważnej publicznej dyskusji w USA [11].



Rys. 1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂: 10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę [8]

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

Nowa ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe. Powyżej (rys. 1) zamieszczono 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 rys. 1.

ENERGETYKA WTŁOCZONA W MECHANIZM KONIUNKTURALNEGO CYKLU GOSPODARCZEGO

2009 rok jest bardzo dobry, aby zacząć zmieniać opis przyszłego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Z opisu wygładzonego, abstrahującego od cykli koniunkturalnych w gospodarce, do opisu ściśle z nimi skorelowanego. Wzrost cen energii elektrycznej, powodowany coraz większymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂ (i wzrostem cen węgla), jest stosowną okazją.

Podkreśla się tu, że wzrost cen jest nieunikniony, tzn. jest już w bardzo dużym stopniu poza możliwością jego skutecznego zarządzania. Istnieje natomiast jeszcze pewna możliwość zarządzania jego skutkami. W szczególności otwarte jest pytanie, jaki użytek zrobimy z tego wzrostu. Kluczową sprawą jest oczywiście to, czy wzrost cen pobudzi inwestycje i rozwój innowacyjnej energetyki, czy też stanie się odwrotnie: wzrost cen wykorzystany zostanie do sfinansowania wzrostu kosztów operacyjnych, skonsolidowanych w ostatnich dwóch latach w przedsiębiorstwach, oraz do zrealizowania inwestycji w starym stylu, które spowodują wielkie *stranded costs* w przyszłości.

Jeśli wolny rynek energii elektrycznej zostanie w Polsce dopuszczony do głosu, to scenariusz jest łatwy do przewidzenia. Poniżej przedstawiono pięć uwag związanych z tym scenariuszem. W uwagach podano oszacowania wpływu wzrostu cen na wskaźniki makroekonomiczne, które mają jedynie bardzo orientacyjny charakter (chodzi o opis problematyki zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną za pomocą nowego języka, charakterystycznego dla podejścia rynkowego, a nie za pomocą dotychczasowego języka, charakterystycznego dla monopolu). Przedstawione oszacowania powinny być systematycznie pogłębiane (ściśła metodyka na potrzeby precyzyjniejszych oszacowań praktycznie wymaga dopiero opracowania).



1. Bardzo silny wzrost cen energii elektrycznej (wynoszący np. 50%) przekłada się natychmiast na wzrost inflacji konsumenckiej CPI. Potencjał tego wzrostu wynosi obecnie ok. 2%. Krótkoterminowo inflacja przekłada się bardzo bezpośrednio na wzrost stóp procentowych i spowolnienie gospodarki (na obniżenie PKB). Jednak przy obecnej, bardzo dużej elektrochłonności polskiego PKB (125 MWh/mln zł) nie ma zagrożenia długoterminowego spowolnienia gospodarki (większego niż 0,2% w wymiarze rocznym).
2. Silny wzrost cen energii elektrycznej w Polsce przypada na okres osłabienia koniunktury gospodarczej na świecie. To oznacza, że oczyszczające działanie cyklu koniunkturalnego na gospodarkę, m.in. zmniejszające jej elektrochłonność, będzie w Polsce silniejsze niż w krajach, gdzie wzrostu cen energii elektrycznej nie będzie. Można przyjąć, że jeśli współczynnik korelacji między wzrostem zapotrzebowania na energię i wzrostem PKB (w fazie wzrostowej cyklu koniunkturalnego) wynosi dla Polski obecnie około 0,5, to dla następnego cyklu współczynnik ten może ukształtować się na bardzo niskim poziomie, wynoszącym 0,2.
3. Należy w tym miejscu pamiętać, że silny wzrost cen pokaże po raz pierwszy w historii, jaka jest naprawdę elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną w Polsce. Pierwsza składowa obniżki popytu, związana z prostym oszczędzaniem energii elektrycznej, ujawni się praktycznie natychmiast po wzroście cen. Druga składowa, związana z inwestycjami na rzecz obniżki elektrochłonności gospodarki (w tym z planowanymi do wdrożenia białymi certyfikatami), ujawni się, orientacyjnie, w 2009 roku. Trzecia składowa, związana ze zmianami strukturalnymi gospodarki na bardziej nowoczesną, ujawni się, orientacyjnie, w 2010 roku. Syntetyczny roczny wskaźnik obniżki elektrochłonności gospodarki (postrzeganej jako *business as usually*) należy w perspektywie 2020 roku przyjąć na poziomie około 1,5% (taką obniżkę można uważać za dobrze skorelowaną z celami unijnego Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20).
4. Silny wzrost cen pobudzi rozwój segmentu niezależnych wytwórców. Widoczny efekt z tego zakresu (zwiększona roczna podaż energii elektrycznej pochodząca z energetyki wiatrowej i biometanowej, wynosząca ok. 1,5 TWh) jest możliwy po 2–3 latach. Konieczna jest jednak zmiana regulacji, z regulacji ukierunkowanej na odbiorców na regulację ukierunkowaną na inwestorów i technologie (regulację mającą podstawy w kosztach referencyjnych dla poszczególnych technologii).
5. Wielkoskalowa elektroenergetyka węglowa, nawet ta w postaci tradycyjnych technologii, z efektami możliwymi dopiero po 2015 roku¹⁴, nie jest w stanie odpowiedzieć na bieżący wzrost cen, niezależnie od tego, jak wielki on będzie. Trzeba jednak podkreślić, że w przypadku tradycyjnych technologii węglowych większy problem niż z mocami jest związany z węglem, którego zaczyna brakować. A sytuacja w górnictwie (w zakresie inwestycji wydobywczych) nie jest, pod względem czasu odpowiedzi na wzrost cen, lepsza niż w elektroenergetyce (w zakresie inwestycji wytwórczych i sieciowych).

INNOWACYJNA ENERGETYKA – NAPĘD GOSPODARKI I WIELKI OBSZAR NOWEJ KONSOLIDACJI KOMPETENCJI

Zagrożenie dla klimatu, chociaż coraz powszechniej uznawane w świecie naukowym, nie jest jednoznacznie dowiedzione. Czy w takim razie nie należałoby zalecać umiarkowania w internalizacji kosztów zewnętrznych emisji CO₂, zwłaszcza w stosunku do agresywnej strategii unijnej w tym obszarze i uwzględniając, że Stany Zjednoczone nie zaakceptowały Protokołu z Kioto?

Otóż nie. Fakt, że Stany Zjednoczone nie zaakceptowały Protokołu z Kioto, nie może być w żadnym wypadku traktowany jako argument świadczący o zasadniczej różnicy ich polityki klimatycznej w porównaniu z polityką unijną. Wiadomo, że w perspektywie 2050 roku Stany chcą zbudować dojrzałe społeczeństwo wodorowe, Unia natomiast – społeczeństwo bezemisyjne. Zatem długoterminowy cel jest praktycznie ten sam, a droga dojścia dla obu regionów prowadzi w horyzoncie 2020 roku przez energetykę odnawialną (innowacyjną). I w tym tkwi sedno sprawy.

Poniżej przedstawiono próbę jednolitej perspektywy fundamentalnej dla energetyki innowacyjnej i dla najbardziej kontrowersyjnych zagadnień z punktu widzenia operacjonalizacji bezpieczeństwa energetycznego, tzn. perspektywę uwzględniającą energetykę wiatrową, energetykę biomasową, bezpieczeństwo ekologiczne i bezpieczeństwo żywnościowe. Jest jasne, że wielki problem bezpieczeństwa energetycznego, ekologicznego i żywnościowego z jednej strony oraz energetycznych technologii wiatrowych i biomasowych z drugiej, rozpatrywany z punktu widzenia zasobów przyrodniczych, wymaga dopiero badań. Ale trzeba pamiętać, że paliwa kopalne (powstające przez miliony lat), wiatr, żywność i biomasa mają to samo źródło – Słońce. Autor niniejszego opracowania uznaje, że uprawniona jest obecnie (na danym etapie technologicznym) hipoteza, że biomasa jest,

14 Za pomocą technologii węglowych bezemisyjnych, odpowiedź na wzrost cen energii elektrycznej mogłaby nastąpić dopiero ok. 2030 roku.

fundamentalnie, bardziej użyteczna niż wiatr w łańcuchu przetwarzania energii słonecznej na energię końcową, potrzebną człowiekowi (energię elektryczną, ciepło, paliwa transportowe). Ponadto uprawniona jest hipoteza, że rolnictwo energetyczne nie narusza bezpieczeństwa żywnościowego. Podstawą takiej hipotezy jest fakt, że na żywność przypada obecnie zaledwie 1% przyrostu biomasy w całym bilansie biomasowym na Ziemi (już wiadomo, że jeszcze nie wyczerpie się potencjał bezpiecznego rozwoju rolnictwa energetycznego, a już pojawią się lasy energetyczne, otwierające nową perspektywę dla paliw biomasowych drugiej generacji).

Do przedstawionej perspektywy fundamentalnej trzeba jeszcze dodać dalsze czynniki wzmacniające trend w postaci innowacyjnej energetyki rozproszonej. Dwoma bardzo ważnymi czynnikami są: efekt „fabrycznej produkcji” i efekt „inteligentnego obiektu”. Pierwszy dotyczy inwestycji i budowy, drugi eksploatacji i operatorstwa (w przeszłości prowadzenia ruchu). Zastąpienie placów budowy elektrowni (stacji transformatorowo-rozdzielczych, linii elektroenergetycznych) produkcją „źródeł” w fabrykach oznacza w elektroenergetyce zastąpienie efektu skali efektem produkcji seryjnej i jest zmianą jakościową o wielkim potencjale innowacyjności. Podobną, zmianą jakościową o wielkim potencjale innowacyjności jest zastąpienie tradycyjnej eksploatacji serwisowaniem urządzeń, a tradycyjnego prowadzenia ruchu operatorstwem bezobsługowym w formule elektrowni wirtualnej i obiektu inteligentnego.

Samo rolnictwo energetyczne może być w kolejnych latach obszarem, w którym pojawi się silny impuls do rozwoju innowacyjnych technologii okołorolniczych, okołoenergetycznych i okołoeologicznych, mianowicie:

- biotechnologii środowiskowej (utylizacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle)
- biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy)
- technologii teleinformatycznych na potrzeby techniczne i rynkowe usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla elektrowni wirtualnych.

Rolnictwo energetyczne może być także impulsem do zbudowania w Polsce nowoczesnego przemysłu dostaw urządzeń (służyłoby temu na przykład stworzenie wielkiego rynku popytowego dla Grupy Przemysłowej BUMAR, Zakładów Cegielskiego i innych przedsiębiorstw – budowa agregatów kogeneracyjnych, oraz dla polskich stoczni – produkcja m.in. zbiorników dla biogazowni). Należy przy tym podkreślić, że bariera wejścia na większość z wymienionych rynków innowacyjnych technologii (nie na wszystkie te rynki) jest jeszcze stosunkowo niska i jest ona całkowicie do pokonania przez polską naukę, polski przemysł, rolnictwo, wieś i energetykę.

Innowacyjnej energetyce, która ma być „kołem zamachowym” gospodarki na całym świecie, potrzebny jest wielki program edukacyjny, w tym program specjalistycznego kształcenia kadr. Konieczne jest natychmiastowe zintensyfikowanie kształcenia na rzecz zapewnienia gospodarce specjalistów do wykonywania takich przykładowych zawodów, jak: audytor energetyczny (zawód formalnie wykreowany w Polsce w 2008 roku), a także inżynier ds. współpracy źródeł rozproszonych z siecią, inżynier obiektów inteligentnych, deweloper projektów biogazowych (energetyczno-ekologicznych), integrator usług infrastrukturalnych w gminie (zawody potrzebne, formalnie jeszcze nieistniejące). Listę zawodów można poszerzać. Ważne jest, że są to zawody, na które w Unii jest już bardzo wielki popyt. Ważne jest także to, że są to zawody o całkowicie nowej konsolidacji kompetencji. Politechnika Śląska ma jedno z najlepszych, wśród polskich uczelni technicznych, uwarunkowania do kształcenia w tych zawodach. Ale potrzebna jest zmiana formuły kształcenia (i badań). Jedną z możliwości z tego zakresu mogłaby polegać na powołaniu Międzywydziałowej Szkoły „Inteligentna Energetyka”, grupującej wiele wydziałów, z Wydziałem Elektrycznym w roli lidera.

Doświadczenia telekomunikacji są do naśladowania w energetyce. Telekomunikacja jest dotychczas najbardziej spektakularnym przykładem wpływu likwidacji monopolu na rozwój sektora użyteczności publicznej i jego przekształcenia w jeden z najbardziej innowacyjnych obszarów gospodarki, na którym działa (na świecie) silna konkurencja. Światowa liberalizacja telekomunikacji zapoczątkowana została przez reformy tego sektora na początku lat osiemdziesiątych minionego wieku w USA, Wielkiej Brytanii i Japonii. Charakterystyczne znaczenie ma przy tym porównanie reform amerykańskiej i brytyjskiej. Mianowicie, w USA reforma polegała na podziale krajowego monopolisty AT&T (będącego przedsiębiorstwem prywatnym). W Wielkiej Brytanii reforma jest realizowana poprzez prywatyzację państwowego monopolisty *British Telecom*, po wcześniejszym dopuszczeniu (w 1982 roku) do rynku firmy Mercury i próbie wyzwolenia konkurencji poprzez działania regulacyjne na rynku duopolistycznym.

Praktyka wykazała, po raz pierwszy na skalę globalną, że prywatyzacja monopolu bez jego podziału i następnie działania regulacyjne nie są skutecznym sposobem wyzwolenia konkurencji w monopolistycznych sektorach infrastrukturalnych. Konieczny jest natomiast podział monopolu, taki jak w USA. W rezultacie należy przyjąć, że siłami sprawczymi rozwoju konkurencji w telekomunikacji stały się:



1. Rozpad amerykańskiego giganta telekomunikacyjnego AT&T (1982)
2. Liberalizacja telekomunikacji w krajach OECD
3. Postęp technologiczny (rozwój przemysłu komputerowego, rozwój sieci światłowodowych, rozwój telefonii komórkowej, rozwój Internetu)
4. Rozwój przedsiębiorstw międzynarodowych, które potrzebują rozbudowanej wewnętrznej (korporacyjnej) komunikacji.

Należy podkreślić, że bez wcześniejszego rozwoju technologii teleinformatycznych (i technologii pomiarowych) w ogóle nie byłoby możliwe wykorzystanie zasady TPA w elektroenergetyce. Trzeba bowiem pamiętać, że istotą rynku energii elektrycznej, funkcjonującego w środowisku TPA, jest: szokowe skrócenie cykli handlowych, przekształcanie rynku technologicznych usług systemowych (w szczególności usług regulacyjnych) w rynek energii elektrycznej, rozwój handlu internetowego, itd.

MOŻLIWOŚĆ WYPEŁNIENIA PRZEZ POLSKĘ UNIJNYCH CELÓW OKREŚLONYCH W PAKIECIE ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNYM 3X20, W SZCZEGÓLNOŚCI ZAŚ POTENCJAŁ ROZWOJOWY POLSKIEGO ROLNICTWA ENERGETYCZNEGO¹⁵

Pakiet energetyczno-klimatyczny 3x20 jest najjaśniejszą gwiazdką z nieba, jaką Polsce zsyła Komisja Europejska. Za pomocą tego pakietu Polska może przyspieszyć swój rozwój cywilizacyjny. Ale trzeba po tę gwiazdkę sięgnąć, szansę umiejętnie wykorzystać. Na razie jednak prym wiodą ci, którzy pakiet widzą jako nieszczęście. Z korporacyjno-politycznej perspektywy pakiet ten oznacza przede wszystkim wzrost cen energii elektrycznej, spowodowany opłatami za uprawnienia do emisji CO₂, które po 2012 roku muszą wynosić znacznie ponad 20 mld zł rocznie, aby możliwe było opłacenie kosztów zewnętrznych środowiska, czyli kosztów, których biznes korporacyjno-polityczny dotychczas nie ponosił.

Z perspektywy społeczeństwa wiedzy sprawa wygląda zupełnie inaczej. Jeśli energia elektryczna ma drożać (dodatkowe 20 mld zł musi być wydane przez społeczeństwo/odbiorców), to powinien być z tego pożytek: pieniądze powinny pozostać w kraju, w możliwie największej części, i powinny być wykorzystane na modernizację gospodarki. Z tabl. 2 wynika jasno, że warunek ten spełniają technologie biogazowe. W przypadku tych technologii, czyli rolnictwa energetycznego, pieniądze zostaną w Polsce, a ponadto staną się impulsem modernizacyjnym dla polskiej wsi i impulsem restrukturyzacyjnym dla polskiego rolnictwa (zostaną wykorzystane do przygotowania polskiego rolnictwa do skutków „wygaszania” wspólnej polityki rolnej po 2013 roku i do absorpcji paliw drugiej generacji, uzyskiwanych z węgla po 2020 roku).

Tabl. 2. 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

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

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

¹⁵ W analizie nie uwzględnia się jeszcze wielkiego wpływu pompy ciepła i samochodu elektrycznego na przebudowę bilansu paliwowo-energetycznego Polski w kolejnych dwóch dekadach.

Tabl. 3. Porównanie potencjału rolnictwa energetycznego Polski i Niemiec w aspekcie jednolitego (unijnego) rynku zielonych certyfikatów [8]

Wielkość	Polska	Niemcy
Ludność [mln]	38	82
Powierzchnia [tys. km ²]	314	357
Użytki rolne [mln ha]	18,6	17,3
Użytki rolne niezbędne do pokrycia potrzeb żywnościowych ¹ [mln ha]	ok. 4	ok. 8,6
Potencjał rolnictwa energetycznego (25% użytków rolnych) 2008 ² , pp ³ [TWh]	140	120
Potrzeby energetyczne 2008, pp [TWh]	1100	3845
Udział OZE w końcowym rynku energii w 2005 roku [%]	5,8	7,2
Cel unijny (2020) [%]	15	18
Energochłonność, pp PKB [MWh/1000 euro]	4,8	2,1

¹ Przy przeciętnej osiągalnej obecnie wydajności zbóż, wynoszącej 7 [ton/ha] (Francja, Holandia, Irlandia, Niemcy). W Polsce wydajność ta wynosi na razie ok. 3,5 [ton/ha].

² Potencjał rolnictwa energetycznego został obliczony bardzo zachowawczo, przy założeniu, że powierzchnia ekwiwalentna upraw energetycznych jest aż dwukrotnie mniejsza od rzeczywistej i przy obecnej wydajności energetycznej kukurydzy 50 MWh/ha (w przypadku buraków półcukrowych potencjał wynosi 215 TWh dla Polski i 200 TWh dla Niemiec, a w przypadku kukurydzy GMO odpowiednio ok. 550 TWh i ok. 500 TWh).

³ pp – wielkości odnoszące się do rynku paliw pierwotnych.

Dane przedstawione w tabl. 3 wskazują dobitnie (jednak nie bezpośrednio), że polski potencjał rolnictwa energetycznego, oszacowany niezwykle zachowawczo, jest porównywalny z celem unijnym, dla Polski dotyczącym udziału energii odnawialnej (w rynku energii końcowej). Niemiecki potencjał jest natomiast mniejszy od niemieckiego celu ok. sześciokrotnie. Zatem cena krańcowa certyfikatów zielonych na rynku unijnym w dużym stopniu zależna od nierównowagi bilansowej charakterystycznej dla Niemiec, będzie wysoka. W takiej sytuacji polskie nadwyżki certyfikatów zielonych będzie można sprzedać bardzo korzystnie na unijnym rynku. (Nadwyżki certyfikatów zielonych będą pochodzić z sumy zasobów energii odnawialnej, obejmujących także energetykę wiatrową, wodną i inne, a ponadto będą wynikać z wyższej, od przyjętej do wyliczeń przedstawionych w tablicy, wydajności energetycznej z hektara użytków rolnych). Wykorzystanie tej szansy, a nie sojusz polsko-niemiecki na rzecz jej zablokowania, jest polską racją stanu.

ELEKTROENERGETYKA W ROKU 2030 (NA PRZEŁOMIE EPOK SPOŁECZEŃSTWA WIEDZY I WODOROWEGO)

Polski system elektroenergetyczny w 2030 roku będzie, dla zewnętrznego obserwatora nieelektroenergetyka, np. 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).

Zewnętrzny obserwator będzie widział 50 tys. mikrobiogazowni w gospodarstwach rolnych, służących utylizacji odpadów biodegradowalnych i zarządzaniu ryzykiem upraw na cele żywnościowe (poprzez dywersyfikację zbytu produktów roślinnych, czyli rozszerzenie tego zbytu na cele energetyczne). Nie będzie on jednak wiedział, że to jest ponad 2 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i ok. 2 tys. MW mocy dyspozycyjnej, a także 15 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej i ponad 50 PJ ciepła. Ten sam obserwator będzie widział 6 tys. pojedynczych biogazowni na obszarach wiejskich, gdzie będzie się uprawiało buraki energetyczne i kukurydzę energetyczną. Nie będzie on jednak wiedział, że to jest 6 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i ponad 5 tys. MW mocy dyspozycyjnej, aż 45 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej i ponad 250 PJ ciepła.

Zarówno niewprawny obserwator, jak i elektroenergetyk-ciepłownik-gazownik, z daleka łatwo nie dostrzeże, czy zintegrowane z mikrobiogazownią/biogazownią źródło kogeneracyjne pracuje równolegle na system elektroenergetyczny, czy autonomicznie. Podobnie, nie dostrzeże łatwo, że bardzo często mikrobiogazownia/biogazownia nie jest zintegrowana ze źródłem kogeneracyjnym, a produkowany w niej biogaz (zielony gaz) jest transportowany w postaci LNG lub CNG bądź tłoczony 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 mikrobiogazowni/biogazowni, procesach zgazowania biomasy oraz ekonomicznie rolnictwa energetycznego i bardzo dużo będą 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 młeczarni, dużej obory, dużej chlewni, dużych kurników, przetwórnicy owocowo-warzywnej albo też cukrowni zamkniętej w ramach restrukturyzacji cukrownictwa po akcesji Polski do UE) oraz grupa producencka rolników (uprawiających buraki energetyczne i kukurydzę energetyczną) dalej będą w 2030 roku inwestować w 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 biogazowni zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym, będzie obejmowało wytwórnię paliw płynnych drugiej generacji oraz wytwórnię uszlachetnionej biomasy stałej (peletów i brykietów).

Gazownik-elektroenergetyk-ciepłownik będzie wiedział w 2030 roku o kilkunastu gazowych źródłach kogeneracyjnych na gaz ziemny o mocach elektrycznych wynoszących ok. 50 MW (w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców), kilkudziesięciu takich źródłach o mocach kilka, kilkanaście MW (w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców) oraz kilku tysiącach źródeł o mocach do około 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 roku będzie patrzył na sieć napowietrzną poprzez pryzmat topologii (linii i stacji), będzie widział ją prawie taką jak w 2008 roku. Ale będzie wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła wielka intensyfikacja (nawet dwukrotna) wykorzystania linii oraz stacji elektroenergetycznych (jako skutek innowacyjnego podejścia do zasobów sieciowych, osadzonego w nowych technologiach modernizacyjnych, związanych z wykorzystaniem przewodów wysokotemperaturowych, a także w nowych koncepcjach obciążalności dynamicznej urządzeń i zarządzania ich życiem, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi i technologiami teleinformatycznymi).

Elektroenergetyk-elektrowniarz, który w 2030 roku będzie patrzył na wielkoskalowe źródła wytwórcze poprzez pryzmat lokalizacji, będzie widział je praktycznie tak, jak w 2008 roku. Będzie jednak wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła ich głęboka modernizacja: mianowicie, 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 roku kilka wielkich instalacji czystych technologii węglowych (będą to instalacje na Śląsku i 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. Na stacjach paliwowych będą tankować hybrydowe samochody (zdolne do przejęcia roli awaryjnych źródeł energii elektrycznej), samoloty, źródła kogeneracyjne (małej skali i mikroźródła). Technologiami wytwórczo-napędowymi będą tłokowe silniki gazowe, turbiny gazowe, maszyny elektryczne i ogniwa paliwowe.

Politycy i rolnicy w UE zapomną w 2030 roku o tym, że była wspólna polityka rolno. Rolnicy-przedsiębiorcy zdywersyfikują do tego czasu swoją działalność i przeznaczą 20 proc. gruntów rolnych na uprawy energetyczne po to, aby umożliwić sobie lepsze zarządzanie własnym ryzykiem rynkowym. Taka alokacja rolnictwa między segment żywnościowy i energetyczny zapewni rynkową równowagę cen żywności i energii, czyli zapewni korzyść całej gospodarce. Biotechnolodzy z kolei w 2030 roku 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 roku 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 oni 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. Ale też odbiorcy (użytkownicy energii 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).

ZAKOŃCZENIE

Czy grożą nam w przyszłości wielkie rozdroża elektroenergetyki i ogromne *stranded costs*, takie jak w przeszłości? Czy grożą nam załamania z powodu braku konkurencji, wielkich trendów rozwojowych, takie jak na przykład załamanie rozwoju energetyki atomowej w USA z powodu braku konkurencji w przemyśle dostaw technologii atomowych w latach 60. i 70?

Nie! W społeczeństwie wiedzy i potem w społeczeństwie wodorowym będzie to coraz mniej możliwe. Konkurencja będzie powodować, że sytuacja w energetyce będzie się upodabniać do sytuacji w transporcie i telekomunikacji (system elektroenergetyczny będzie odpowiednikiem transportu kolejowego i telekomunikacji przewodowej, a energetyka rozproszona – transportu samochodowego i telefonii komórkowej). To zapewni energetyce (i nie tylko elektroenergetyce) rynkową równowagę rozwojową, w środowisku konkurencji, na długi czas.

BIBLIOGRAFIA

1. Popczyk J., Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki), Gliwice, 2006 (na prawach maszynopisu, www.egie.pl).
2. Popczyk J., Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku, *Rynek Energii*, 2008, nr 3.
3. Müller-Kraenner S., Bezpieczeństwo energetyczne. Nowy pomiar świata. Wydawnictwo „Z naszej strony”, Szczecin, 2009.
4. Hanney A.A., Study of the Privatisation of the Electricity Supply Industry in England & Wales, EEE Limited, London, 1994.
5. Energy for Tomorrow's World – the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement. WEC Commission, 1993.
6. Hyman L.S., America's Electric Utilities: Past, Present and Future. Public Utilities Reports, Inc. Arlington, Virginia, 1992.
7. Grunwald M., Wasting Our Watts (We don't need new drilling or new power plants. We need to get efficient), *Time*, January 12, 2009.
8. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia opracowana pod redakcją J. Popczyka, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2009.
9. Bartodziej G., Tomaszewski M., Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne. Wydawnictwo Nowa Energia, Racibórz, 2009.
10. Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych, pod redakcją G. Bartodzieja i M. Tomaszewskiego, w druku (Wydawnictwo Nowa Energia).
11. 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.