

ENERGETYKA 2012

Innowacyjność i trwały rozwój gospodarki czy petryfikacja energetyki i koszty osierocone po 2020 roku?

Jan Popczyk

Trwające nowe układanie świata obejmuje w podstawowym stopniu także energetykę. Do gry weszły technologie OZE/URE i energetyka prosumencka. W ślad za tym zmienia się ekonomika, która staje się już bardzo wyraźnie powiązaniem mikroekonomiki (prosumenckiej ekonomiki typu konsumenckiego) oraz ekonomiki zarządczej traktowanej jako narzędzie realizacji przez rząd kluczowych celów gospodarczych (celu bieżącego i celu długoterminowego).

CEL BIEŻĄCY. Jest to ochrona bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie krótkoterminowym (2016 i później) oraz pobudzenie gospodarki za pomocą inwestycji w energetykę prosumencką; **mechanizm** – inwestycje prywatne w modernizację budynków do standardu budynku inteligentnego plus-energetycznego, czyli pobudzenie rozwoju przemysłu ICT oraz zapoczątkowanie przebudowy zasobów mieszkaniowych (i innych budynkowych), rolnictwa, transportu i przemysłu.

CEL DŁUGOTERMINOWY. Jest to przebudowa cywilizacyjna kraju; **mechanizm** – budowa zrównoważonej gospodarki, ukierunkowanej na efektywność energetyczną i energetykę opartą o odnawialne zasoby lokalne (w tym rolnictwo energetyczne) i innowacyjny przemysł.

NOWY (w terminach energetyki prosumenckiej) OPIS RYNKU „ENERGETYCZNEGO” – POTENCJAŁ RYNKOWY

Podkreśla się, że w nowym opisie rynku energetycznego centralną sprawą jest orientacja na prosumenta (podmiot prawny) i budynek/nieruchomość (także na zakład przemysłowy), który przejmuje odpowiedzialność za całą swoją sytuację energetyczną, obejmującą zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i paliwa/energię dla potrzeb transportowych. W szczególności w opisie tym zamienia się ujęcie sektorowe/produktowe w energetyce na podejście skoncentrowane na prosumenckich łańcuchach wartości. W opisie wyróżnia się (na początek) trzy charakterystyczne segmenty rynkowe.

Segment 1

PME 1 (prosumenckie instalacje energetyczne): 10 tys. nowych domów budowanych rocznie, 6 mln domów do modernizacji.

PME 2: 120 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych).

PME 3: 14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast.

PME 4. 115 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych, 105 tys. gospodarstw rolnych „socjalnych”.

Segment 2

PISE 1 (prosumencka inteligentna sieć energetyczna): 18 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 130 osiedli deweloperskich.

PISE 2 (ARE – autonomiczny region energetyczny): 43 tys. wsi.

PISE 3: 1600 gmin wiejskich i 500 gmin wiejsko-miejskich.

PISE 4 (smart City): 400 miast.

Segment 3

- AG 1:** (autogeneracja u przedsiębiorców – małe i średnie przedsiębiorstwa): 1,6 mln przedsiębiorców.
- AG 2:** (autogeneracja w transporcie kolejowym – PKP Energetyka): 3,5% krajowego zużycia energii elektrycznej.
- AG 3:** (autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, część przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego): około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej.

ADEKWATNOŚĆ TECHNOLOGICZNA I JEJ KONSEKWENCJE

W tabeli przedstawiono segmentację technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej. Tabela obrazuje adekwatność technologiczną względem nowego opisu rynku energetycznego, czyli spójność komercyjnych technologii i tego właśnie opisu.

Tabela. Porównanie technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh (opracowanie własne)

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [€]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łączne	jednostkowe	
Technologie WEK (KSE) przedsiębiorstwa korporacyjne					
1	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6 GW	11 mld	11 mld	15 lat
2	2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7 GW	> 8 mld	> 4 mld	Technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3	2 bloki węglowe nadkrytyczne	2 GW	3,6 mld	1,8 mld	Realizacja możliwa do 2020; po 2020 pełna opłata za emisję CO ₂
4	4 bloki combi, na gaz ziemny, 400 MW każdy	1,6 GW	1 mld	250 mln	3 lata
Farmy wiatrowe (KSE) niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)					
5	40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
Technologie gazowe 1 energetyka przemysłowa, wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe					
6	32 bloki <i>combi</i> , na gaz ziemny, 50 MW każdy	1,6 GW	1,2 mld	37 mln	1,5 roku
Technologie gazowe 2 energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes ICT (fabryki ICT, data centers)					
7	160 bloków <i>combi</i> , na gaz ziemny, 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
Technologie gazowe 3 (budynkowe) samorządy, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy					
8	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kW _{el} każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
Technologie OZE/URE (budynkowe) gospodarstwa rolne, właściciele domów jednorodzinnych					
9	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kW _{el} każda	1,6 GW	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
10	1 mln układów hybrydowych MOA, 5 kW (M) + 5 kW (O) każdy	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy

11	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące
----	--	-------	--------	--------	------------

¹ Układ hybrydowy MOA (mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, akumulator).

Spójność taka oznacza potencjalne wejście do gry w zakresie energetyki, poza wielkimi energochłonnymi przedsiębiorstwami i transportem kolejowym, około 8 mln bardzo zróżnicowanych graczy (właściciele domów jednorodzinnych, gospodarstwa rolne, samorządy, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, mali i średni przedsiębiorcy). Do 2020 roku do gry wejdą właściciele samochodów, wówczas potencjalnych graczy rynkowych w zakresie energetyki będzie 16 mln.

KONKURENCYJNOŚĆ

Uprozczone skonfrontowanie cen energii elektrycznej w energetyce prosumenckiej (OZE/URE) i WEK, po szokowych spadkach cen ogniw PV w latach 2011-2012, zostanie tu przeprowadzone dla przykładowego układu hybrydowego, takiego jak w tabeli: mikrowiatrak 5 kW (cena 900 €/kW) + ogniwa PV 5 kW (cena 1100 €/kW), z baterią akumulatorów i przekształtnikiem; czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat. Produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu wynosi około 275 MWh. Nakłady inwestycyjne prosumenta związane z mikrowiatrakiem i ogniwami PV oszacowano na 42 tys. PLN. Ponadto oszacowano, że nakłady na cały układ hybrydowy – łącznie z inteligentnym przekształtnikiem energoelektronicznym (wyposażonym w całą sieć sterowników PLC i inteligentny układ pomiarowo-zarządczy, czyli prosumencki smart grid) oraz baterią akumulatorów (zasobnikiem) – są trzykrotnie wyższe, czyli wynoszą 126 tys. PLN. Zatem cena jednostkowa (stała) energii elektrycznej wynosi, w perspektywie prosumenta (w tym wypadku małego przedsiębiorcy), 460 PLN/MWh, w porównaniu z ceną ponad 600 PLN/MWh (z VAT-em, w przypadku taryfy C) od dostawcy z urzędu. (Przedstawiony rachunek wymaga w praktyce znacznego pogłębienia).

PRODUKTY FINANSOWE (BANKOWE)

Modernizacja budynku jednorodzinnego do standardu budynku inteligentnego plus-energetycznego, obejmująca w pełnej wersji termomodernizację za pomocą technologii domu pasywnego i instalację źródeł OZE/URE, może mieć wiele „szczuplejszych” wariantów i być rozłożona na liczne etapy. Uwzględniając ten fakt minimalne efektywne nakłady inwestycyjne prosumenta (właściciela budynku jednorodzinnego) szacuje się tu na około 10 tys. PLN, a pełne nakłady inwestycyjne (ich górny poziom) na 150 tys. PLN. Taki zakres jednostkowych inwestycji otwiera wielkie możliwości kreowania produktów finansowych (bankowych) dla energetyki prosumenckiej, z wykorzystaniem zabezpieczenia kredytów bankowych za pomocą hipoteki (polski rynek nieruchomości ma niski poziom zadłużenia hipotecznego), za pomocą przejęcia przez bank (związany z bankiem wyspecjalizowany podmiot) do sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w instalacji prosumenckiej i wielu innych zabezpieczeń.

EFEKTY

1. Udostępnienie energetyce prosumenckiej rynku energii elektrycznej celem realizacji inwestycji pozwala uzyskać bardzo istotne efekty od zaraz (już od 2013 roku). Do oszacowania tych efektów przyjmuje się tu równomierne, do 2030 roku, roczne nakłady inwestycyjne prosumentów (poza energochłonnym przemysłem) na poziomie 6 mld PLN (około 20% ponoszonych przez nich rocznych opłat za energię elektryczną – są to zatem nakłady bardzo realne). Przy takim tempie inwestowania inwestycje energetyki prosumenckiej do 2030 roku stanowiłyby 40% planowanych łącznych nakładów

inwestycyjnych na elektroenergetykę jądrową (6,4 GW – 160 mld PLN) i węglową (10 GW – 80 mld PLN). Z drugiej strony inwestycje te zapewniłyby energetyce prosumenckiej udział w pokryciu rynku energii elektrycznej w 2030 roku za pomocą źródeł OZE/URE produkujących „darmową” energię wynoszący około 20% i uwolnienie od opłat za energię elektryczną dostarczaną przez energetykę wielkoskalową istotnie przekraczające prosumenckie nakłady inwestycyjne. Taki mechanizm oznacza wejście Polski na ścieżkę innowacyjności oraz praktyczną eliminację ryzyka inwestycji prosumenckich i ryzyka utraty bezpieczeństwa energetycznego kraju.

2. Budowa w Polsce elektrowni jądrowych i węglowych spowoduje, jeśli zostanie zrealizowana, historyczny wpływ środków inwestycyjnych przed 2030 rokiem (ponad 50% z 240 mld PLN, o których mowa w p. 1) do globalnych dostawców bloków jądrowych i (nadkrytycznych) bloków węglowych, ale także do globalnych firm konsultingowych, firm projektowych i innych. Będą to środki, których braknie niestety na sfinansowanie modernizacji kraju za pomocą przebudowy energetyki, która na świecie przybrała już wymiar cywilizacyjny. Modernizacji wprowadzającej kraj w 21. wiek. (Energetyka prosumencka jest dobrą alternatywą dla możliwego, bardzo negatywnego rozwoju sytuacji. Zastępując program inwestycji jądrowych i węglowych energetyką prosumencką OZE/URE można: pobudzić gospodarkę za pomocą budownictwa, można zmodernizować wieś, można przyspieszyć rozwój społeczeństwa informacyjnego i wiedzy).

3. Energetyka prosumencka, jeśli będzie rozwijana, może uchronić kraj przed dwoma innymi jeszcze, bardzo dotkliwymi skutkami obecnej rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej. Pierwszy polega na tym, że bloki węglowe, za które polskie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zapłacą zagranicznym dostawcom, uruchomione w kraju do 2020 roku będą potrzebowały przez 40 lat węgla, który będzie musiał być importowany, bo śląskiego będzie coraz mniej. A śląskiego węgla będzie mniej ze względu na brak inwestycji w górnictwo. Tych z kolei nie będzie, bo polski węgiel obciążany nakładami inwestycyjnymi będzie niekonkurencyjny w stosunku do australijskiego, południowoafrykańskiego, z Ameryki Łacińskiej, a nawet ze Stanów Zjednoczonych. (W 2012 roku polskie saldo import-eksport węgla kamiennego ocenia się na około 15 mln ton. W dodatku saldo to ma miejsce w sytuacji, kiedy na zwałach kopalnianych jest około 8 mln ton węgla, a na zwałach w elektrowniach około 4 mln ton. Jest to wynik spadku światowych cen węgla z ponad 120 \$/t do cen poniżej 90 \$/t, co jest nie tylko wynikiem recesji, ale przede wszystkim przebudowy rynku gazu od gazu ziemnego do gazu łupkowego – USA. W rezultacie pogłębia się alokacja na rynku paliw wykorzystywanych przez polską elektroenergetykę, od węgla kamiennego do węgla brunatnego).

4. Drugi dotkliwy skutek będzie następujący. Po 2020 roku Komisja Europejska będzie „szukać” gwałtownie pieniędzy do unijnego budżetu. Jednym ze sposobów będzie windowanie (administracyjnymi metodami) opłat za uprawnienia do emisji CO₂, które po 2020 roku z bardzo dużym prawdopodobieństwem będą trafiać właśnie do budżetu unijnego, a nie do budżetów krajowych (jak to jest obecnie). W ten pośredni sposób Polska z energetyką węglową może się stać istotnym płatnikiem do unijnego budżetu, a w kategorii opłat za uprawnienia do emisji CO₂ dla elektroenergetyki – dominującym.

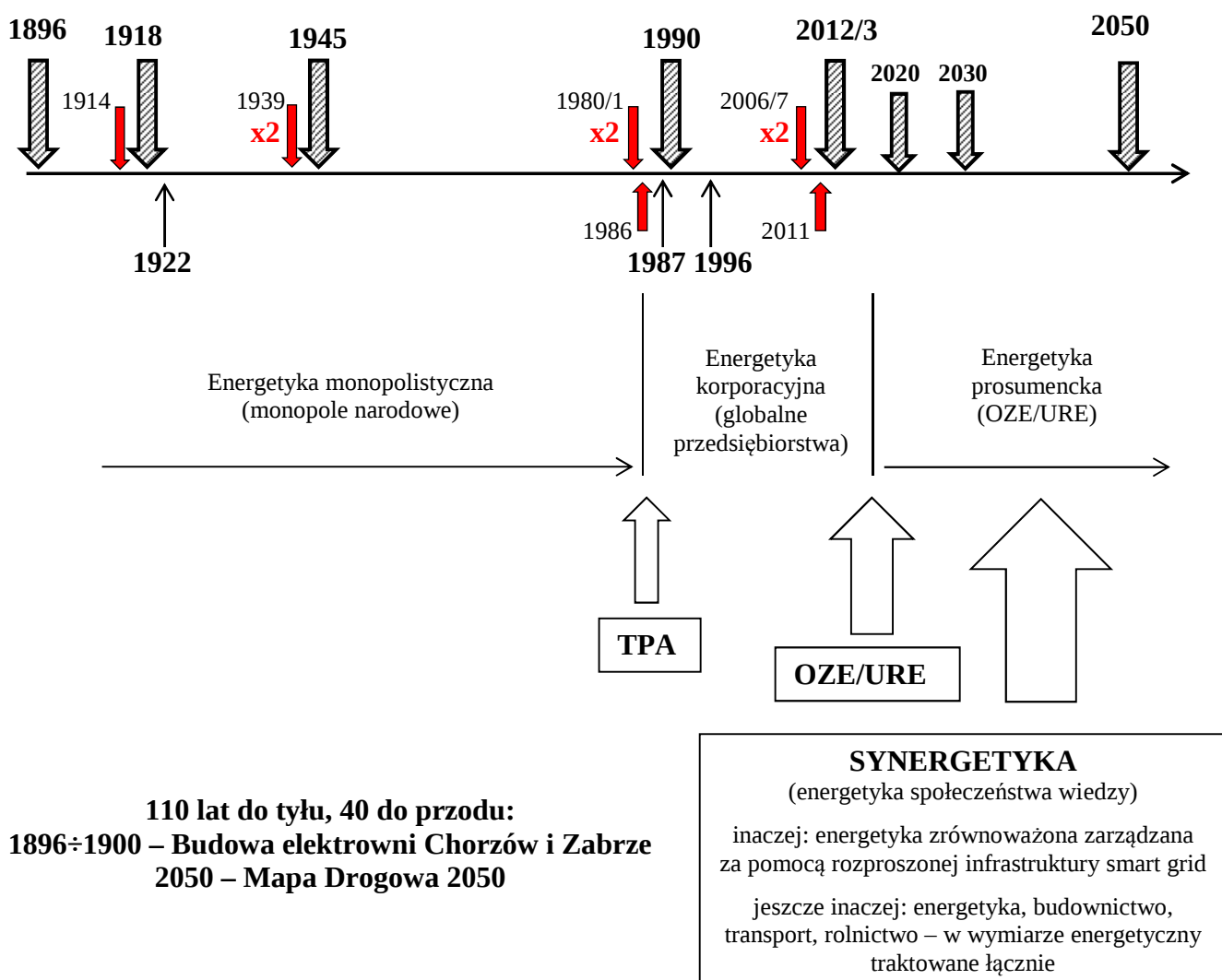
POŻĄDANE REGULACJE I STRATEGIE RZĄDOWE

Rząd ma na obecnym etapie wystarczające możliwości skutecznego powiązania mikroekonomiki w obszarze energetyki prosumenckiej z ekonomiką zarządczą (regulacjami prawnymi) i realizacji indywidualnych celów prosumenckich oraz celów politycznych (cywilizacyjnych). Szczególną uwagę przywiązuje się tu do następujących możliwości.

1. Uchwalenie ustawy OZE (harmonizacja dyrektywy 2009/28 jest już opóźniona o dwa lata).
2. Uchwalenie dodatkowej ustawy o wsparciu produkcji ciepła w źródłach odnawialnych (uzupełnienie ustawy OZE procedowanej według projektu z 9 października 2012 r.).
3. Uchwalenie ustawy o domu zero-energetycznym (harmonizacja dyrektywy 2010/31, opóźniona o pół roku).
4. Przyjęcie Krajowego Programu Ochrony Powietrza (trwają prace nad dokumentem w Ministerstwie Środowiska).
5. Zmiana polityki energetycznej kraju (Polityka energetyczna Polski do 2030, obowiązująca od 2009 roku utraciła całkowicie sens).

Załącznik. UZASADNIENIE

Załamanie się podstaw finansowania energetyki wielkoskalowej. Kryzys 2007-2012 (na rynku nieruchomości w USA, finansów publicznych w UE) dopełnia zbiór warunków koniecznych pociągających za sobą zmianę paradygmatu rozwoju energetyki (wszystkich trzech rynków końcowych: energii elektrycznej, ciepła i transportu).



Rysunek. Oś czasu – datowania

Objaśnienia do rysunku: 1896÷1900 – budowa elektrowni Chorzów i Zabrze. 1914, 1939, 1981, 2006/7 – wielkie kryzysy poprzedzające kolejne cykle przebudowy elektroenergetyki. 1918, 1945, 1990, 2012/3 – początki nowych cykli rozwojowych w Polsce (w Europie, ogólnie na świecie). 2020, 2030, 2050 – horyzonty/cele doktryny/polityki/strategii energetycznej (unijny Pakiet 3x20, Polityka energetyczna Polski, unijna Mapa Drogowa). 1922, 1987, 1996, 2011 – polskie ustawy energetyczne: ustawa elektryczna, ustawa energetyczna, Prawo energetyczne. 1986, 2011 – Prawo atomowe, pakiet ustaw o energetyce jądrowej, odpowiednio.

Mianowicie, kryzys ten podcina na zawsze podstawy finansowania wielkoskalowych projektów energetyki węglowej i jądrowej, wymagających nakładów jednostkowych na same źródła wytwórcze z przedziału: 1 mld € (blok węglowy, bez CCS, o mocy 450 MW) do 10 mld € (blok jądrowy 1600 MW), zbyt ryzykownych dla rynków kapitałowych (ogólnie, projekty te o czasie życia 60 lat i więcej, są zagrożeniem dla społeczeństwa informacyjnego, a w przyszłości wiedzy, głównie ze względu na nie do końca zidentyfikowane negatywne oddziaływanie na środowisko naturalne: emisja CO₂, wypalone paliwo jądrowe).

Technologiczna przebudowa energetyki na świecie jest już faktem. W Niemczech w dzień wietrzny produkuje się półtora razy więcej energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych niż Polsce jest potrzebne w tym czasie. W dzień słoneczny podobnie, ale w źródłach fotowoltaicznych. A w dzień, kiedy wiatr wieje słabo i słońce słabo świeci, produkcja „pod sznurek” w agregatach kogeneracyjnych zasilanych biogazem z biogazowni – i dodatkowo jeszcze w małych elektrowniach wodnych – jest taka, że łączna ilość energii elektrycznej ze źródeł OZE znowu jest większa od polskiego dobowego zapotrzebowania.

Dzięki dotychczasowym wynikom Niemcy mogły przyjąć radykalną strategię na okres do 2050 roku, zgodnie z którą zmniejszą w tym czasie nie tylko swój rynek energii pierwotnej z paliw kopalnych o 50%, ale także rynek energii elektrycznej o 25%. To oznacza, po unormowaniu – polegającym na uwzględnieniu zmniejszenia liczby ludności o 15% – że roczne zużycie jednostkowe energii elektrycznej zmniejszy się z obecnych 7 MWh/osobę do 6 MWh/osobę, a energii pierwotnej z 43 MWh/osobę do 26 MWh/osobę. W takiej sytuacji trudno oczekiwać, że Niemcy poczekają z dalszą przebudową energetyki, aby Polska mogła, bez wysiłku, je dogonić.

W Polsce roczne zużycie wynosi obecnie odpowiednio: 3,5 MWh/osobę i 30 MWh/osobę, przy 3,5-krotnie niższym PKB na osobę w stosunku do niemieckiego. Gdyby zatem unormować zużycie na osobę w 2050 roku, to przy obecnych (niezmienionych) rynkach energii elektrycznej i energii pierwotnej na osobę i przy prognozowanym zmniejszeniu ludności o 15% zużycie to wynosiłoby: 4 MWh/osobę w wypadku energii elektrycznej i 35 MWh/osobę w wypadku energii pierwotnej. Zatem zużycie energii elektrycznej na osobę byłoby tylko o 33% mniejsze od niemieckiego, a zużycie energii pierwotnej aż o 35% większe.

Oczywiście, w tym miejscu trzeba podkreślić, że polski system wsparcia energetyki odnawialnej jest najbardziej marnotrawny w Europie. Mimo, że system ten pożera obecnie nie mniej niż 6 mld PLN rocznie (około 80% dopłacają odbiorcy z tytułu „zielonych” certyfikatów, natomiast 20% stanowią najróżniejsze programy wsparcia finansowane ze środków publicznych), to Polska praktycznie jeszcze nic nie zrobiła dla rozwoju rozproszonej energetyki prosumenckiej.

Zmiana paradygmatu rozwojowego energetyki. Jest to zmiana, którą rozpatruje się tu na gruncie teorii T. Kuhna (teoria struktur rewolucji naukowych). Zgodnie z tą teorią, nauka (i technika też) nie rozwija się ewolucyjnie, a za pomocą zwrotów (i przewrotów). Polegają one na zmianie paradygmatu (systemu pojęć i procedur, które wyznaczają sposób prowadzenia badań naukowych). Do zmiany paradygmatu na nowy dochodzi wtedy, kiedy nie można już

do starego dopasować faktów. Taka sytuacja występuje właśnie w światowej energetyce. Najlepiej można ją zilustrować na przykładzie elektroenergetyki, która od 1965 roku, czyli od pierwszego wielkiego *blackout-u* na kontynencie północnoamerykańskim (wschodnie wybrzeża USA i Kanady), przeszła wprawdzie trzy etapy reform – amerykańska ustawa PURPA (1978-1982) wprowadziła konkurencję do wytwarzania, brytyjska reforma prywatyzacyjno-liberalizacyjna (1989-1990) wprowadziła możliwość korzystania z zasady TPA przez odbiorców, dyrektywa 2009/72/WE wprowadziła III pakiet liberalizacyjny w UE (uksztaltowała jednolity rynek energii elektrycznej działający w oparciu o zasadę TPA) – ale nie są one jednak wystarczające do „rozładowania” nagromadzonego potencjału niewspółmierności (w sensie takim jak u Kuhna). Zaproponowany na początku niniejszego opracowania nowy opis rynku energetycznego (w terminach energetyki prosumenckiej) umożliwia rozładowanie niewspółmierności.