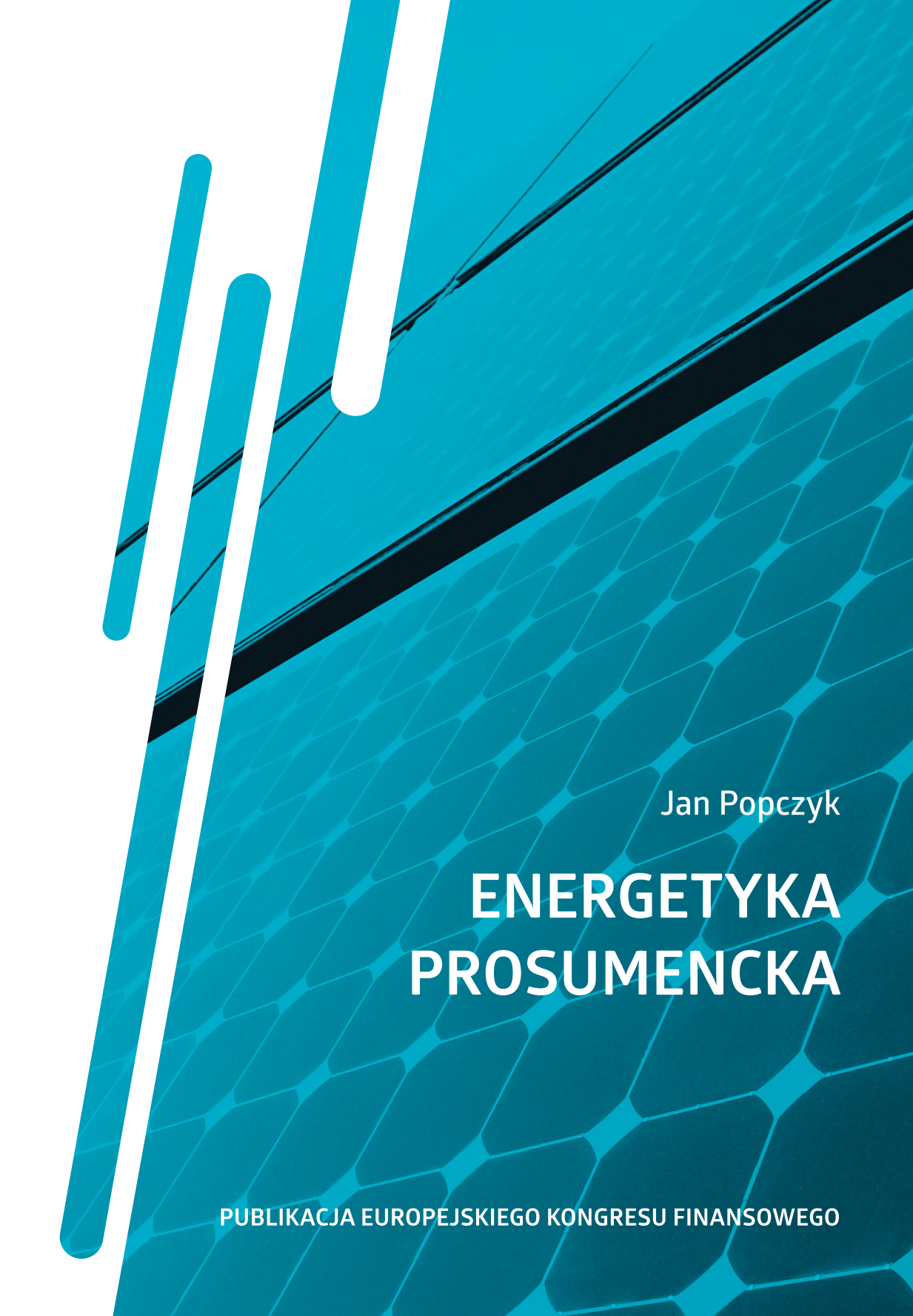


Jan Popczyk

ENERGETYKA PROSUMENCKA

PUBLIKACJA EUROPEJSKIEGO KONGRESU FINANSOWEGO

ENERGETYKA PROSUMENCKA

O dynamice interakcji dwóch trajektorii rozwoju w energetyce: pomostowej/zstępującej i nowej/wstępującej

Jan Popczyk

01-32.indd 1 2014-06-12 21:44:24

© Copyright by
Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową – Gdańska Akademia Bankowa
& Jan Popczyk

ul. Do Studzienki 63
80-227 Gdańsk
tel. 58 524 49 01
fax. 58 524 49 09

www.gab.com.pl
www.efcongress.com
e-mail: poczta@gab.com.pl

ISBN: 978-83-88835-22-3

Spis treści

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE I *STRANDED COSTS* 6
Bezpieczeństwo energetyczne 6
Dwie energetyczne fale *stranded costs* 8
Czas życia bloków WEK i budowanie „podstaw" pod nowe *stranded costs* 9

ENERGETYKA PROSUMENCKA 1 – innowacja przełomowa 10
Energetyka prosumencka – definicja 10
Energtyka prosumencka i ekonomia behawioralna vs *homo energeticus* i *homo economicus* 10
Decyzje inwestycyjne w zintegrowanym środowisku popytowo-podażowym 11
Powiązanie energetyki EP z energetyką WEK za pomocą sygnału cenowego 11
Pretendenci i charakterystyczne przykłady innowacji przełomowych 11
Krytyczna analiza cen – trendy cenowe 13

POLSKA ENERGETYKA – 110 lat do tyłu, obecny bilans energetyczny, horyzont 2050 17
Historia [3] 17
Bilanse energetyczne 2013 20
Mapa drogowa bezpieczeństwa energetycznego Polski 2050, czy II trajektoria rozwoju 24
Rządowo-korporacyjna polityka elektroenergetyczna 26
Potrzeba zdefiniowania technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających 28

ENERGETYKA PROSUMENCKA 2 – wymiary społeczny, ekonomiczny i prawny . 29
Wymiar społeczny 29
Wymiar ekonomiczny 32
Wymiar prawny (regulacyjny) 33

ENERGETYKA PROSUMENCKA 3 – róg obfitości 36
Kogeneracja prosumencka vs korporacyjne bloki podstawowe 36
Ujawniający się dynamicznie potencjał energetyki prosumenckiej 39
Potencjał rolnictwa energetycznego 42
Siła technologii fabrycznych 43
Obszary potencjalnej polskiej konkurencyjności w energetyce prosumenckiej 44

REKOMENDACJE

ZAŁĄCZNIKI 49
Zał. 1. Segmentacja energetyki WEK 49
Zał. 2. Nowy opis rynku „energetycznego" (w terminach energetyki prosumenckiej) 51
Zał. 3. Adekwatność technologiczna i jej konsekwencje 54

Zał. 4. Destrukcyjne łańcuchy strat w energetyce WEK vs konstruktywne stowarzyszone łańcuchy korzyści w energetyce prosumenckiej. Ekonomika wykorzystania samochodu elektrycznego i pompy ciepła w świetle dyrektywy 2009/28 55
Zał. 5. ENERGETYKA 2013 – obraz kryzysu 57
Zał. 6. Zasoby energetyki WEK i horyzont ich istnienia 59
Zał. 7. Polski miks energetyczny 2050..... 64
Zał. 8. Dom zero-energetyczny jako oddolny filar bezpieczeństwa energetycznego 68
Zał. 9. Dwa bloki węglowe vs krajowy program rewitalizacji zasobów mieszkaniowych i modernizacji rolnictwa..... 69
Zał. 10. Obszary wiejskie – kolebka energetyki prosumenckiej jako technologii przełomowej..... 74
Zał. 11. Unijna/rządowa ekonomika przebudowy energetyki. Potencjał programów wsparcia vs potencjał ustawy OZE..... 87
Zał. 12. Sieciowa struktura biznesu na rynku EP (w segmencie budynkowym) 90

Nic nie zastąpi potęgi wyobraźni.

Nigdy w historii ryzyko złych wyborów w energetyce i ich skutków nie było tak wielkie jak obecnie (to wynika stąd, że przebudowa energetyki staje się już jedną z najważniejszych sił sprawczych zmian cywilizacyjnych). Czynnikami, które to ryzyko powodują są: 1˚ – **przewrót technologiczny** w energetyce OZE/URE[1], w tym rozwój technologii: słonecznych (technologie elektronowe, nanotechnologie), biomasowych (rolnictwo energetyczne, biotechnologie, w tym bioogniwa paliwowe), ochrony środowiska (biotechnologie środowiskowe, technologie plazmowe), mikrowiatrowych, budowlanych (dom pasywny/niskoenergetyczny), odzysku energii z otoczenia (pompa ciepła), transportowych (samochód elektryczny, car sharing), wodorowych (ogniwo paliwowe), 2˚ – ***smart grid*** (inteligentna infrastruktura), najbardziej naturalne środowisko technologiczne dla współcześnie studiującego pokolenia, czyli tego, które jest rówieśnikiem Internetu, którego losy od urodzenia są splecione z epoką społeczeństwa informacyjnego (dla tego pokolenia *smart grid* EP stanie się podstawowym środowiskiem do zaspakajania szeroko rozumianych potrzeb energetycznych w formule zrównoważonego rozwoju), 3˚ – **transformacja społeczeństwa** postindustrialnego w społeczeństwo informacyjne, prosumenckie i następnie wiedzy (zmiana stylu życia, rozwój zrównoważony, energetyka zdemokratyzowana, urynkowiona), 4˚ – wejście do gry gospodarczej Chin oraz budzenie się biednych krajów Południa (w szczególności Afryki Subsaharyjskiej), 5° – rewolucja spowodowana komercjalizacją technologii wydobycia gazu łupkowego w USA w latach 2008–2012, 6˚ – katastrofa w elektrowni Fukushima (skala ryzyka technologicznego i niewydolność korporacyjnych struktur zarządczo-organizacyjnych, monopolistycznych).[2]

Dotychczasowa trajektoria rozwojowa energetyki, mianowicie trajektoria WEK, oparta na paliwach kopalnych (węgiel, ropa naftowa, gaz, a także paliwa jądrowe) rozwijała się po II wojnie światowej według modelu produktowego (odrębne rynki: energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) – „twarzą" tej trajektorii było i jest bezpieczeństwo energetyczne. „Twarzą" nowej trajektorii jest (ciągle jeszcze) polityka klimatyczna; jej główne składowe, to OZE oraz efektywność energetyczna.

[1] Wybrane akronimy objaśnione zostały na końcu monografii.

[2] Katastrofa w elektrowni Fukushima pokazuje granice, których politykom nie wolno przekraczać. Te granice wyznaczają decyzje powodujące nieobliczalne skutki, którym człowiek nie potrafi zaradzić. Na obecnym etapie można przyjąć, że są to na przykład sytuacje, w których firmy ubezpieczeniowe odmawiają ubezpieczenia, a tak jest właśnie w wypadku energetyki jądrowej – ludność, narażona na skutki awarii elektrowni jądrowych, nie podlega ubezpieczeniom od tych skutków.

Funkcjonujące „twarze" ułatwiają budowanie konfliktów wokół przebudowy energetyki, nie oddają natomiast istoty roli cywilizacyjnej tej przebudowy. Nie umożliwiają zatem konstruktywnego kompromisu strukturalnych grup interesów. Mianowicie, starych interesów ustabilizowanych w drugiej połowie ubiegłego wieku, realizujących właściwe dla tych grup innowacje zachowawcze (przyrostowe). Z drugiej strony nowych interesów, powiązanych z innowacjami przełomowymi, uwzględniającymi współczesny poziom technologiczny oraz nowe właściwości społeczeństwa, zdolnego do szybkiej dyfuzji innowacji przełomowych.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE I *STRANDED COSTS*

Bezpieczeństwo energetyczne. Z jałowego, dotychczas dominującego, mówienia o bezpieczeństwie elektroenergetycznym można się wyzwolić poprzez odwołanie do pięciu jego praktycznych aspektów. Są to: 1˚ – *blackout* (1965 rok – USA, a w mijającej dekadzie *blackout-y* w USA i Europie), 2˚ – brak paliw (w Polsce do 1990 roku, w okresie gospodarki centralnie planowanej, czyli w socjalizmie), 3˚ – strajki (zawsze w okresach trudnej restrukturyzacji: w brytyjskim górnictwie strajk w okresie marzec 1984 – marzec 1985, w polskiej elektroenergetyce w latach 1990–1994), 4˚ – deficyt mocy (Kalifornia, w latach 2000–2001), 5˚ – rozległe awarie sieciowe (Polska – szczególnie lata 2008–2010).

Z makroekonomicznego i społecznego punktu widzenia podkreśla się tu, że (systemowy) *blackout* w 1965 roku, który dotknął rozwiniętą rynkową gospodarkę amerykańską epoki przemysłowej, miał miejsce w całkowicie monopolistycznej energetyce wielkoskalowej. Kryzys kalifornijski, sprowadzający się do deficytu mocy, dotknął społeczeństwo najbardziej zaawansowane na drodze do epoki wiedzy i elektroenergetykę, która wchodziła na drogę do radykalnego urynkowienia (źle zaprojektowanego koncepcyjnie, z rynkiem hurtowym całkowicie zderegulowanym i rynkiem detalicznym działającym praktycznie według starych zasad). Awarie sieciowe w Polsce były wynikiem ekstremalnych warunków klimatycznych (uszkodzenia linii napowietrznych we wszystkich przypadkach nastąpiły w zgodzie z obowiązującą sztuką inżynierskiego projektowania, w której dopuszczalne ryzyko awarii jest wynikiem analiz ekonomicznych).

1. *Blackout-y* są bez wątpienia najbardziej spektakularnym sposobem straszenia społeczeństwa (przez korporację elektroenergetyczną), ale też mają rzeczywiście największą siłę oddziaływania na masową wyobraźnię. *Blackout* amerykański w 1965 roku spowodował bardzo kosztowną zmianę doktryny rozwojowej systemów elektroenergetycznych, w kierunku zwiększenia inwestycji na rzecz bezpieczeństwa. Mianowicie, nastąpiła zmiana wymagań projektowych: zwiększenie niezawodności strukturalnej (do poziomu n-2) sieci przesyłowych, a także wzrost marginesu mocy wytwórczych (do około 20%). Jednak ten sposób reagowania został zarzucony w elektroenergetyce rynkowej, co potwierdziło się po całej serii ciężkich *blackout-ów* w USA (w szczegól-

ności chodzi tu o *blackout* z 2003 roku, w czasie którego 50 mln mieszkańców pozbawionych zostało dostaw energii elektrycznej przez 30 godzin) i w Europie (*blackout* z 2003 roku, który dotknął całe Włochy). W rezultacie *blackout-y* ostatniej dekady nie pociągnęły praktycznie żadnych działań w obszarze sieci przesyłowych, natomiast przyspieszyły rozwój energetyki rozproszonej.

2. Brak paliw w okresie gospodarki centralnie planowanej w Polsce został pokonany po 1990 roku za pomocą rynku paliw. Ryzyko deficytu paliw kopalnych na świecie jednak istnieje. Nie istnieje natomiast ryzyko deficytu energii odnawialnej. W Polsce szczególnie ważne jest, aby społeczeństwo zostało uwolnione od strachu przed terroryzmem energetycznym ze strony państw (mało demokratycznych, albo w ogóle niedemokratycznych) dysponujących zasobami ropy i gazu ziemnego. Z tego punktu widzenia wykorzystanie zasobów polskiego rolnictwa energetycznego jest kluczowe w dekadzie 2011–2020, a energii słonecznej w dekadzie 2021–2030.

3. Ryzyko strajków jest charakterystyczne w energetyce korporacyjnej (w Polsce przede wszystkim w elektroenergetyce, zwłaszcza po jej konsolidacji, ale także w górnictwie i gazownictwie). Oczywiście, ryzyko strajków w energetyce rozproszonej praktycznie nie istnieje.

4. Kalifornijski deficyt mocy został szybko „pokonany" za pomocą małoskalowej energetyki gazowej. Awarie sieciowe w Polsce są problemem szybko narastającym, bez perspektyw rozwiązania tradycyjnymi sposobami, tzn. za pomocą inwestycji sieciowych. Rozwiązaniem w tym wypadku jest rozproszona energetyka wytwórczo-zasobnikowa.

5. Awarie sieciowe stają się coraz większym polskim problemem. Nękają one przede wszystkim elektroenergetykę, gdzie można podać wiele przykładów (kilkunastogodzinny brak dostaw energii elektrycznej dla aglomeracji szczecińskiej – kwiecień 2008, kilkunastogodzinne przerwy zasilania, które dotknęły 700 tys. mieszkańców Mazowsza i północno-wschodniej części kraju – październik 2009, kilkudziesięciogodzinne przerwy zasilania, odczuło je 120 tys. mieszkańców Małopolski i Śląska oraz dwutygodniowe, które objęły 20 tys. mieszkańców Śląska – styczeń 2010, kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy dotykające ponad 20 tys. mieszkańców północno-zachodniej części kraju – grudzień 2010 i wiele innych). Nie jest również wolne od awarii ani gazownictwo (ewakuacja 7 tys. mieszkańców w Zielonej Górze z powodu seryjnych wybuchów w instalacjach gazowych odbiorców, które nastąpiły 30 listopada 2010 r.), ani ciepłownictwo (kilkunastogodzinne pozbawienie dostaw ciepła ponad 100 tys. mieszkańców Częstochowy – 3 grudnia 2010 r.). Jest to wystarczający powód, aby do nas dotarło, że nie ma już alternatywy dla energetyki OZE, i w szczególności URE. Bowiem hybrydowe układy składające się z takich urządzeń jak: ogniwo fotowoltaiczne i kolektor słoneczny („kogeneracja" słoneczna), mikrowiatrak oraz samochód elektryczny, a jeszcze dodatkowa bateria akumulatorów (dobrze dobrana), zarządzane przez infrastrukturę *smart grid* EP (czyli infrastrukturę domu inteligentnego) stają się realnym sposobem na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego prosumentowi.

Dwie energetyczne fale *stranded costs.* Dwadzieścia lat temu, zwłaszcza po uchwaleniu w USA ustawy Energy Act w 1992 roku świat dowiedział się – za przyczyną zasady TPA – co to są stranded costs (koszty osierocone) w elektroenergetyce. W połowie lat 90' ubiegłego wieku roczne obciążenie amerykańskiej gospodarki związane z tymi kosztami wynosiło 30 mld $. W elektroenergetyce europejskiej zapoznaliśmy się ze *stranded costs* w spektakularny sposób – przy prywatyzacji przedsiębiorstwa narodowego ENEL, kiedy to włoski rząd musiał się pogodzić z utratą co najmniej 6 mld $ (jeszcze nie było €). Wśród krajów europejskich dotkniętych pierwszą falą *stranded costs* znalazła się także Polska, gdzie za uwolnienie rynku energii elektrycznej od KDT-ów odbiorcy musieli zapłacić około 15 mld zł (i jeszcze płacą).

Jednak I fala *stranded costs*, która dotknęła elektroenergetykę po wprowadzeniu zasady TPA, jest tyko przygrywką do II fali, nadchodzącej w związku z wyścigiem technologicznym w obszarze energetyki prosumenckiej. A to dlatego, że ceny energii elektrycznej w elektroenergetyce WEK opartej na paliwach kopalnych (węgiel, ropa, gaz), zwłaszcza jeśli się uwzględnienia inkorporację kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa i ekonomikę LCC (LCA), muszą szybko rosnąć. Ceny dóbr inwestycyjnych dla energetyki prosumenckiej, nawet przy uwzględnieniu ekonomiki LCC (LCA), mogą tylko maleć.

Podkreśla się, że II fala *stranded costs* obejmie (już obejmuje) elektroenergetykę – nie tylko źródła wytwórcze, ale i sieci – i całą energetykę WEK: czyli też górnictwo, ciepłownictwo sieciowe i gazownictwo, a także – w związku z rozwojem transportu elektrycznego – sektor paliw płynnych. Z II falą musi się zmierzyć cały świat wysoko rozwinięty. Nie dotknie ona natomiast w istotny sposób Chin, które na przykład rynek samochodowy budują od podstaw, i to ze strategią globalnej dominacji w zakresie samochodów elektrycznych już w 2020 roku. W przypadku elektroenergetyki Chiny nie ucierpią dlatego, że potencjał rozwojowy ich rynku energii elektrycznej jest ogromny, a z drugiej strony Chiny są już absolutnym liderem w segmencie OZE/URE. I to zarówno po stronie inwestycji w krajową energetykę, jak i w rozwoju przemysłu produkującego urządzenia OZE/URE na potrzeby całego świata, szczególnie Afryki Subsaharyjskiej. Produkcja urządzeń OZE/URE, na przykład udział w globalnym rynku ogniw PV wynoszący już obecnie około 55% [8], pozwoli zapewne Chinom zachować dotychczasowy status „fabryki świata" w kolejnych dziesięcioleciach. Trochę bardziej skomplikowana jest chińska sytuacja po stronie górnictwa węglowego, o rocznych zdolnościach wydobywczych wynoszących ponad 2 mld ton i rocznym zużyciu 3,5 mld ton [9]. Ale nawet w tym wypadku *stranded costs* nie są groźne dla Chin ze względu na wielkość krajowego rynku popytowego.

Ilustracją obrazującą dynamikę procesów (syntetycznym obrazem przebudowy światowej energetyki, rozprzestrzeniającej się na transport) są przykładowe dane. W ciągu ostatnich 5 lat jedne z najbardziej rozpoznawalnych

korporacyjnych przedsiębiorstw energetycznych na świecie (realizujących innowacje zachowawcze) straciły na wartości: RWE – 50%, EON – 40%, GdF Suez – 37% [10]. A zaledwie w 3,5 roku amerykańska Tesla (Elon Musk), ukierunkowana tylko na samochody elektryczne (innowacja przełomowa), zwiększyła swoją wartość z 1 mld $ (wartość prognozowana przed wejściem na giełdę w połowie 2010 r.) do 20 mld $ na koniec 2013 r. (połowa kapitalizacji GM). Pozyskane pieniądze pozwoliły Tesli rozpocząć budowę największej na świecie fabryki akumulatorów. Fabryka (planowane uruchomienie w 2017 r.) ma zapewnić obniżenie kosztu akumulatorów o 30%, i tym sposobem umożliwić zwiększenie rocznej produkcji samochodów elektrycznych do 0,5 mln sztuk.

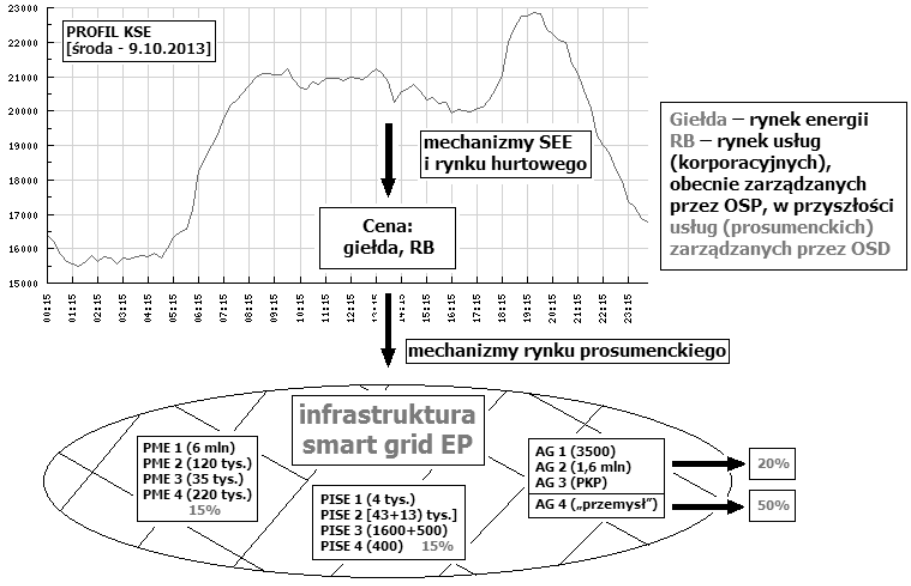
Ostatecznie trzeba pogodzić się z tym, że bezpowrotnie minęły dobre czasy energetyki WEK opartej na paliwach kopalnych. I nie chodzi tu o efekt klimatyczny, a w każdym razie nie jest to główna przyczyna nieuchronności przebudowy energetyki. Nie jest też przesłanką tego fakt, że światu zabraknie paliw kopalnych i załamie się bezpieczeństwo energetyczne. Faktycznym powodem takiego stanu rzeczy jest utrata przez korporacje energetyczne zaufania niezbędnego do finansowania projektów inwestycyjnych wymagających nakładów idących w miliardy € (bloki węglowe klasy 1000 MW, bloki jądrowe klasy 1600 MW). Chodzi o koszty zewnętrzne energetyki WEK, związane z takimi czynnikami jak: ekstremalnie duże systemy sieciowe, niska sprawność energetyczna wytwarzania energii elektrycznej, bardzo wysoka energochłonność eksploatacyjna budynków, utylizacja wypalonego paliwa jądrowego, emisje CO_2. Przede wszystkim zaś chodzi o wyścig technologiczny. Ten, kto wygra wyścig w obszarze OZE/URE w obecnej dekadzie, będzie dominował w długim horyzoncie (2050). Kto nie włączy się w wyścig, zostanie trwale zdominowany.

Czas życia bloków WEK i budowanie „podstaw" pod nowe *stranded costs*. Istniejący wielki potencjał obniżki cen, dotyczący wybranych technologii prosumenckich (zwłaszcza ogniw PV) musi być zderzony z faktem, że czas życia bloków WEK, węglowych oraz jądrowych trzeba współcześnie szacować na około 40, do ponad 60 lat. Taki czas wynika z pierwotnego resursu bloków, wynoszącego 200 tys. godzin, i możliwości jego przedłużenia, za pomocą głębokiej rewitalizacji, do około 350 tys. godzin (a jednocześnie z coraz krótszych rocznych czasów wykorzystania mocy znamionowej, obniżających się w przypadku bloków węglowych nawet do 5000 godzin). Przy oszacowanym czasie życia bloków WEK inwestycje w te bloki nie mogą być obecnie traktowane inaczej jak tylko jako rządowo-korporacyjna „strategia" blokowania postępu technologicznego w elektroenergetyce (strategia „zamykania" rynku przed innowacjami przełomowymi). Z drugiej strony, ponieważ postępu w długim horyzoncie zahamować się na da, to inwestycje w postaci nowych bloków WEK staną się szybko źródłem nowej fali *stranded costs*.

ENERGETYKA PROSUMENCKA 1 – innowacja przełomowa (zmiana paradygmatu rozwoju energetyki)

Energetyka prosumencka – definicja. Skrócona wersja trójczłonowej definicji energetyki prosumenckiej jest następująca: **Po pierwsze**, prosument to dotychczasowy odbiorca, który podejmuje produkcję energii elektrycznej na własne potrzeby. **Po drugie**, energetyka prosumencka, to przejście od produktów (energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe) kupowanych osobno od sektorowych (branżowych) dostawców w energetyce sektorowej do prosumenckich łańcuchów wartości, czyli do gospodarki energetycznej integrującej popyt i podaż we wszystkich trzech segmentach produktowych. **Po trzecie**, energetyka prosumencka, to synteza energetyki i inteligentnej infrastruktury zarządczej.

Energtyka prosumencka i ekonomia behawioralna *vs homo energeticus* i *homo economicus*. Istotą współczesnego przełomu energetycznego jest transformacja *homo energeticusa* (i *homo economicusa*) w prosumenta. *Homo energeticus* (w tym wypadku sojusz polityczno-energetyczny) i *homo economicus* (dodatkowo jeszcze banki) chce deficyt obciążenia w KSE po 2015 roku, spowodowany dyrektywą 2010/75 (środowiskową), likwidować za pomocą bloków jądrowych i węglowych, pogłębiając zresztą znacznie większy problem nadmiaru mocy w dolinie nocnej. *Homo energeticus* chce tak robić, bo tak się robiło przez ostanie 60 lat, czyli od czasów, kiedy zaczęły się kształtować wielkie systemy elektroenergetyczne. *Homo economicus* dlatego, że tak się ro-



Rys. 1. Profil KSE i sygnał sterowniczy „sprzężony" z profilem, wysyłany w sposób ciągły w obszar energetyki prosumenckiej (PE). PME – prosumenckie (budynkowe) mikroinstalacje energetyczne, PISE – prosumenckie (lokalne: samorządowe, spółdzielcze, wspólnotowe) inteligentne sieci energetyczne, AG – autogeneracja (u przedsiębiorców, w przemyśle), opracowanie własne

biło przez ostanie 30 lat (od czasu, kiedy rozpowszechnił się model finansowania projektów WEK przez rynki kapitałowe za pomocą formuły *project finase*). Obaj (*homo energeticus* i *homo economicus*) mają też wielki interes w tym, aby wielkie inwestycje powstawały. Prosument (szeroko rozumiany, łącznie z przemysłem) ma inny interes, a obecnie ma również możliwości (jeszcze parę lat temu ich nie miał).

Decyzje inwestycyjne w zintegrowanym środowisku popytowo-podażowym. Siła i znaczenie energetyki prosumenckiej jako innowacji przełomowej polega na tym, że prosument podejmuje decyzje „inwestycyjne" w środowisku integrującym (za pomocą łańcuchów wartości) podaż i popyt. W tym kontekście doświadczenia polskie jednoznacznie już wskazują, że globalne przyspieszenie technologiczne umożliwia zastąpienie inwestycji podażowych inwestycjami popytowymi (w sferze użytkowania energii i paliw). Mianowicie, **można bez najmniejszego ryzyka stwierdzić, że obecnie redukcja zużycia energii rzędu 20% jest możliwa za pomocą inwestycji o czasie zwrotu nie dłuższym niż 2 lata, podczas gdy czas zwrotu inwestycji WEK wynosi kilkanaście lat.**

Powiązanie energetyki EP z energetyką WEK za pomocą sygnału cenowego. Na rys. 1 przedstawia się (w kontekście polskim), drugi fundamentalny aspekt energetyki prosumenckiej jako innowacji przełomowej. Mianowicie, dotychczasową elektroenergetykę WEK, zał. 1, na rysunku reprezentuje, w sposób najbardziej zsyntetyzowany, dobowy profil produkcji energii elektrycznej (profil KSE). Istotą przełomu jest sygnał sterujący sprzężony z tym profilem, powiązany z ceną *ex ante* na giełdzie lub *ex post* na rynku bilansującym (RB), wysyłany w sposób ciągły w obszar energetyki prosumenckiej, zarządzanej (w sposób indywidualny u prosumentów) za pomocą infrastruktury *smart grid* EP.

Oczywiście, trzeba uwzględnić, że energetyka EP nie jest jednorodna. Trzy główne segmenty EP, to: **PME** (segment energetyki budynkowej, obejmującej zasoby mieszkaniowe, budynki użyteczności publicznej oraz gospodarstwa rolne), **PISE** (segment sieci lokalnych, charakterystycznych dla struktur spółdzielczych i samorządowych) i **AG** (energetyka budynkowa w segmencie obiektów komercyjnych, autogeneracja w segmencie małych i średnich przedsiębiorców, energetyka PKP, i najważniejsze – autogeneracja w przemyśle), zał. 2. Podane na rys. 1 udziały energii elektrycznej przypisane poszczególnym segmentom EP (15%, 15%, 20%, 50%) mają charakter „wywoławczy".

Pretendenci i charakterystyczne przykłady innowacji przełomowych. Energetyka prosumencka, zmieniająca trajektorię rozwoju energetyki, jest nierozerwalnie związana z nowymi graczami. Są to pretendenci, którzy wykorzystują technologie przełomowe do wykreowania rynków prosumenckich łańcuchów wartości. Rynki prosumenckich łańcuchów wartości przejmują, wraz z pojawieniem się, przestrzeń istniejących rynków sektorowych, którymi są zainteresowani liderzy (obecne przedsiębiorstwa korporacyjne). Liderzy nie są zainteresowani innowacjami przełomowymi, są natomiast zainteresowani innowacjami zachowawczymi, ewentualnie zachowawczymi radykalnymi.

Ponieważ pojęcie innowacji przełomowej jest jeszcze mało znane, a z drugiej strony ma fundamentalne znaczenie z punktu widzenia dynamiki interakcji w przebudowie energetyki, to poniżej przedstawia się „wywoławczo" cztery takie innowacje, szczególnie ważne dla Polski, konfrontując je z tradycyjnymi odpowiednikami. Wspomniane innowacje to:

1. Dom pasywny vs dom tradycyjny/energochłonny (innowacja narusza pośrednio interesy gazownictwa i górnictwa węgla kamiennego). Obecny potencjał tej technologii w Polsce, to około 5-krotna redukcja zużycia ciepła (całkowite zużycie ciepła wynosi około 240 TWh/rok). Koszt głębokiej termomodernizacji istniejących budynków za pomocą technologii domu pasywnego wynosi (15–20)% wartości budynku przed taką termomodernizacją (doświadczenia szwedzkie czy niemieckie wskazują przy tym, że wzrost wartości budynku osiągalny za pomocą głębokiej termomodernizacji przewyższa jej koszt).

2. Mikrobiogazownia (rozumiana jako instalacja utylizacyjno-energetyczna) vs źródło energii elektrycznej (innowacja narusza interesy całej elektroenergetyki WEK, jednak przede wszystkim wytwórców WEK). Potencjał zasobowy tej technologii przewyższa obecnie w Polsce całe zużycie energii elektrycznej na obszarach wiejskich, które wynosi 12 TWh/rok (jest to około 10% całego zużycia krajowego).

3. Samochód elektryczny (EV) vs samochód z silnikiem spalinowym (innowacja narusza przede wszystkim interesy sektora paliw płynnych/transportowych; ponadto producentów samochodów z silnikiem spalinowym; także wytwórców energii elektrycznej WEK). Potencjał tej technologii to możliwość zamiany energii chemicznej paliw transportowych (obecna roczna wielkość polskiego rynku paliw transportowych, to około 210 TWh energii chemicznej w paliwach transportowych) przez 3-krotne mniejszą energię elektryczną z OZE (wykorzystywanie do napędu samochodów elektrycznych energii elektrycznej produkowanej w kondensacyjnych blokach węglowych jest całkowicie nieracjonalne). Taki potencjał wynika z ponad 3-rotnie wyższej sprawności samochodu elektrycznego (w stosunku do samochodu z silnikiem spalinowym). Innowacją przełomową w transporcie jest także *car sharing* (innowacja narusza interesy sektora paliw płynnych/transportowych; także wytwórców energii elektrycznej WEK; jednak przede wszystkim producentów samochodów z silnikiem spalinowym). Według doświadczeń niemieckich potencjał tej technologii (tego rozwiązania), to około (50–100) użytkowników na jeden samochód.

4. *Smart grid* EP vs AMI (innowacja narusza interesy całej elektroenergetyki WEK, jednak przede wszystkim operatorów OSP i OSD). Potencjał infrastruktury *smart grid* EP obejmuje nie tylko zagadnienia zarządczo-sterownicze w obszarze gospodarki energetycznej u prosumenta, ale całość jego inteligentnej infrastruktury. Na przykład w budynku obejmuje łącznie: gospodarkę energetyczną, bezpieczeństwo budynku, bezpieczeństwo użytkowników budynku, komfort tych użytkowników).

Krytyczna analiza cen – trendy cenowe. Zasadnicza trudność w analizach cenowych dotyczących energetyki prosumenckiej jest związana z faktem, że nie są jeszcze ukształtowane łańcuchy wartości oraz instalacje realizujące te łańcuchy (łańcuchy wartości i instalacje są powiązane ze sobą w „uwikłany" sposób). Poniżej przedstawia się ceny (dynamikę zmian cenowych) w charakterystycznych segmentach energetyki prosumenckiej (dodatkowo dla dużych turbin wiatrowych, które są charakterystyczne dla segmentu IPP energetyki). Ze względu na zróżnicowanie technologiczne energetyki prosumenckiej sposób prezentacji cen jest bardzo eklektyczny. Podkreśla się przy tym, że o przyszłości energetyki prosumenckiej zadecydują koszty całych instalacji (zintegrowanych technologii), mniejsze znaczenie mają natomiast ceny odrębnych urządzeń.

1. Potencjał obniżki cen urządzeń (dóbr inwestycyjnych) dla energetyki prosumenckiej wynika z efektu produkcji fabrycznej i efektu wzrostu rynków. Jako punkt wyjścia przyjmuje się podobieństwo do sytuacji w elektronice. Mianowicie, zasadne jest w tym miejscu nawiązanie do historii w przemyśle mikroprocesorowym (decyduje o tym zwłaszcza znaczenie, z punktu widzenia perspektyw rozwoju energetyki prosumenckiej, takich technologii jak źródła PV i infrastruktura *smart grid* EP). W 1965 r. Gordon Moor, założyciel Intela, prognozował, że złożoność obwodów scalonych w stosunku do ich ceny będzie się podwajała co roku (w okresie 1965–1975 prognoza ta praktycznie spełniła się prawie dokładnie, a istota procesu opisanego tą prognozą obowiązuje w gruncie rzeczy nadal) [7]. Oczywiście, doświadczenia z przemysłu mikroprocesorowego (ze wzrostu jego skali) można w różny sposób, ale zawsze bardzo ostrożny, wykorzystywać do antycypowania rozwoju poszczególnych technologii w energetyce prosumenckiej.

2. ***Duże turbiny wiatrowe.*** Przed przejściem do analizy potencjału obniżki cen prosumenckich technologii w obszarach, w których elektronika ma główne znaczenie, trzeba uwzględnić jednak, że historycznie efekt produkcji fabrycznej i wzrostu rynku wystąpił najpierw w energetyce wiatrowej, w segmencie dużych turbin wiatrowych, o mocy jednostkowej 1–3 MW (stanowiących podstawę rozwoju farm wiatrowych budowanych w formule IPP, czyli przez pretendentów do rynku, ale inwestorów, a nie przez prosumentów).

3. W okresie ostatnich 40 lat duże turbiny wiatrowe taniały o 7% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku; w okresie tym nastąpił wzrost łącznej mocy zainstalowanej farm wiatrowych od 0,3 GW (1984) do 240 GW (2011) [11]. Tej ostatniej mocy odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca ponad 500 TWh, co oznacza, że jest ona około 4,5 razy większa od rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Takiej produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych odpowiada, przy strukturze paliw charakterystycznej dla polskiej elektroenergetyki, redukcja emisji CO_2 o około 450 mln ton, przy emisji CO_2 związanej z produkcją energii elektrycznej w Polsce wynoszącej około 120 mln ton.

3. ***Technologie domu pasywnego.*** Najsilniejszą (bilansowo) technologią przełomową jest dom pasywny, o zużyciu ciepła na cele grzewcze wynoszącym 15 kWh/m^2 rok, czyli w Polsce 20 razy mniejszym niż zapotrzebowanie budynków oddanych do użytkowania do końca lat 70' ubiegłego wieku i 8 razy mniejszym niż to, które jest obecnie wymagane przez przepisy budowlane. Podkreśla się, że wykorzystanie technologii domu pasywnego do głębokiej termomodernizacji istniejących zasobów budynkowych umożliwia redukcję zużycia ciepła na cele grzewcze do poziomu (30–50) kWh/m^{2}rok. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około (15–20)% wartości budynku. Tradycyjna termomodernizacja (w zakresie obejmującym docieplenie ścian i stropów oraz wymianę okien, bez wymiany urządzeń grzewczych) w przypadku domu jednorodzinnego (kamienicy wspólnoty mieszkaniowej, bloku mieszkalnego spółdzielni mieszkaniowej) zapewnia redukcję zużycia ciepła grzewczego o (30–50)%. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około 10% wartości rynkowej domu.

4. ***Ogniwa PV.*** W wypadku ogniw PV zasadne jest bezpośrednie nawiązanie do historii w przemyśle mikroprocesorowym, bo doświadczenia z przemysłu mikroprocesorowego (ze wzrostu jego skali) dadzą się łatwo przenieść na przemysł technologii elektronowych, w którym tkwi potencjał wzrostu efektywności energetycznej ogniw PV i obniżki ich cen. Doświadczenia te pozwalają w szczególności lepiej zrozumieć, jaka jest podstawa tego, że ogniwa PV w okresie ostatnich 30 lat taniały o 22% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku (wzrostu łącznej mocy zainstalowanej). W rezultacie cena ogniw PV w 2010 r. wynosiła około 2,5÷2,8 €/W. W horyzoncie 2030 antycypuje się cenę 0,7÷0,9 €/W, a w horyzoncie 2050 cenę 0,6 €/W [12].

W końcu 2011 roku na polskim rynku były już osiągalne ceny 1,5 €/W, ceny promocyjne na świecie – w Chinach, USA – spadły do 1€/W. Spadek cen w 2011 r. miał przyczyny w ponad dwukrotnym wzroście mocy zainstalowanej ogniw PV na świecie w latach 2010–2011, a ponadto wiązał się z radykalnym obniżeniem wsparcia dla tej technologii w Niemczech, mianowicie z obniżeniem cen *feed-in tariff* energii elektrycznej z ogniw PV o około 30%.

Rozwój technologii PV, która w XXI wieku (ostatnie 13 lat) stała się głównym kierunkiem rozwojowym w światowej energetyce, pokazuje czym jest współczesny wyścig technologiczny. Mianowicie, w 2000 r. moc zainstalowana w energetyce PV wynosiła na świecie 1,4 GW, a inwestorzy/prosumenci płacili za ogniwa PV po 70 tys. $/kW. Obecnie moc zainstalowana wynosi 140 GW, a inwestorzy/prosumenci płacą za ogniwa PV (łącznie z przekształtnikami energoelektronicznymi i montażem) niewiele ponad 1 tys. €/kW. Prognozy na 2014 r. mówią o dalszym wzroście mocy zainstalowanej o 50 GW. Zatem na koniec 2014 r. moc zainstalowana osiągnie 180 GW. Takiej mocy odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej znacznie ponad 220 TWh, co stanowi prawie dwukrotność rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Podobnie jak to wskazano w odniesieniu do dużych turbin wiatrowych rozwój produkcji energii elektrycznej w ogniwach PV odpowiada określonej redukcji

emisji CO_2 (o ponad 200 mln ton, przy podanej już wcześniej emisji związanej z produkcją energii elektrycznej wynoszącej w Polsce około 120 mln ton).

Wreszcie, i to jest najważniejsze, antycypowane inwestycje w energetykę PV w 2014 r. w wymiarze wartościowym wyniosą ponad 50 mld € (bardzo grube oszacowanie). Ponieważ technologie PV są technologiami rozwojowymi, to bez wątpienia związany z nimi rynek inwestycyjny, wart 50 mld €, jest istotnym poligonem innowacyjności i ważnym miejscem walki o przewagę konkurencyjną (firm, państw, regionów).

5. *Mikrobiogazownie.* W wypadku mikrobiogazowni, z agregatem kogeneracyjnym z jednostką napędową praktycznie taką jak silnik samochodowy, zasadny jest z kolei powrót do lekcji z odległej przeszłości, mianowicie do ceny samochodu Ford T. Cena ta w 1908 r. wynosiła 825 $ (tą ceną Henry Ford rzucił na kolana europejskich producentów aut), a w 1916 r. już tylko 290 $ (było to minimum ceny Forda T w całej jego świetnej historii). Podkreśla się, że samochód Ford T był innowacją przełomową. Prosumencki łańcuch wartości z mikrobiogazownią zdolną do pracy w trybie *semi off grid* też jest bez wątpienia (na obszarach wiejskich w Polsce) innowacją przełomową.

6. *Żarówki led.* W przypadku oświetlenia rewolucja cenowa, zapoczątkowana w Japonii, trwa od 2009 r. W latach 2009–2010 ceny żarówek led spadły w Japonii o 60%. Konkurencja czołowych firm w technice oświetleniowej (Philips, Osram, Toshiba, Sharp i innych) spowodowała, że roczny spadek cen oświetlenia led od 2011 r. wynosi na świecie 15–20% i przewiduje się, że taki spadek utrzyma się do 2015 r. (w okresie 2011–2015 ceny spadną o około 70%).

Oczywiście, z tak wielkimi spadkami cen wiąże się wielkie ryzyko błędu szacowania (niedowartościowania, przewartościowania) wpływu oświetlenia led na redukcję zużycia energii elektrycznej. Przykładem są tu prognozy globalnej firmy doradczej Frost & Sullivan. Firma ta w sierpniu 2011 roku antycypowała wzrost wartościowy światowego rynku oświetlenia led z 0,5 mld $ w 2010 r. do 2 mld $ w roku 2017 r. Ale już w grudniu 2013 r. ta sama firma antycypowała, że rynek wzrośnie z 3,6 mld $ w 2011 r. do 23 mld $ (w 2017 r.).

Gdyby uznać tę ostatnią antycypację za realną, to zakładając roczny spadek cen żarówek led wynoszący 20% łatwo oszacować, że globalny przemysł oświetleniowy w okresie 2011–2018 powiększy aż 30-krotnie swój wkład w redukcję zużycia energii elektrycznej. Byłby to wzrost ogromny, bo wkład początkowy (2011 r.) jest w przybliżeniu następujący: redukcja mocy – 160 GW, redukcja energii elektrycznej – 250 TWh, redukcja emisji CO_2 (dla struktury mocy wytwórczych takiej jak w Polsce) – 200 mln ton (do oszacowania wkładu początkowego założono, że cena żarówki led o mocy 10 W, zastępującej tradycyjną żarówkę 100 W, wynosiła w 2011 r. około 20 $).

7. *Samochody elektryczne (EV)*. Antycypowana obniżka cen wyposażenia elektrycznego samochodu EV (silnik elektryczny, przekształtnik energoelektroniczny, bateria akumulatorów, klimatyzacja, przeniesienie napędu) w latach 2013–2015, to około 40%. Z tym się wiąże wzrost rynku sprzedaży samo-

chodów elektrycznych. Mianowicie, antycypowany udział samochodów EV i hybrydowych (łącznie) w rynku sprzedaży zwiększy się w okresie 2011– 2016 w Japonii z 10 do 20%, w USA i w Europie praktycznie od zera do 10% i do 5%, odpowiednio; na świecie będzie to wzrost od 1 do 5%. Przyszłość samochodu elektrycznego zapowiadają następujące, charakterystyczne informacje.

Kapitalizacja amerykańskiej firmy Tesla wzrosła w tylko w 2013 r. o 350%, do około 20 mld $ na koniec roku (podkreśla się, że debiut giełdowy Tesli, który nastąpił w połowie 2010 r., był pierwszym na rynku motoryzacyjnym w USA od 1956 r., a oczekiwana kapitalizacja przed debiutem wynosiła około 1 mld $).

Sprzedaż samochodu Tesla w Europie rozpoczęła się w sierpniu 2013 r., a już we wrześniu udział luksusowego modelu Tesla Model S na rynku sprzedaży nowych samochodów w Norwegii wynosił 5,1%.

Podkreśla się, że Norwegia stała się w ostatnim kwartale 2013 r. najdynamiczniej rosnącym rynkiem sprzedaży samochodów EV na świecie. Oprócz luksusowej Tesli Model S, o zasięgu wynoszącym nawet ponad 300 km, bardzo szybko rośnie sprzedaż małego miejskiego samochodu Nissan Leaf. W ostatnich trzech miesiącach 2013 r. marki elektryczne – Tesla Model S oraz Nissan Leaf – miały już udział w rynku sprzedaży nowych samochodów wynoszący ponad 10%; na koniec 2013 r. łączna liczba zarejestrowanych samochodów EV wynosiła w Norwegii 21 tys. samochodów EV (oczywiście, przyczyny należy się doszukiwać między innymi w bardzo wysokim podatku, który Norwegia nakłada na samochody z silnikami na paliwa ropopochodne, a także w innych udogodnieniach dla kierowców, takich np. jak darmowe parkingi i możliwość jazdy pasami przeznaczonymi dla autobusów).

Nie jest zaskoczeniem, w przedstawionej powyżej sytuacji, że niemiecki przemysł motoryzacyjny (fabryki: Audi, BMW, Daimler, Ford, Opel, Porsche, Volkswagen) zapowiedział wypuszczenie na rynek 14 do 16 nowych modeli samochodów elektrycznych do końca 2014 r. Podkreśla się, że zapowiedź ta następuje po sukcesie BMW i3, miejskiego samochodu EV (o sukcesie BMW i3 świadczy fakt, że w 2014 r, czyli praktycznie w ciągu roku od rynkowej prezentacji, zostanie sprzedanych 10 tys. tych samochodów; zamówienia są większe, jednak ze względu na niewystarczające na razie moce produkcyjne część chętnych nie będzie mogła kupić samochodu w 2014 r.).

8. Poniżej konfrontuje się cenę energii elektrycznej pozyskiwanej z reprezentatywnej budynkowej (dom jednorodzinny) instalacji PME z ceną WEK. Do skonfrontowania wybiera się, w przypadku energetyki prosumenckiej, budynkowy układ hybrydowy MOA obejmujący: mikrowiatrak 2,5 kW (900 €/kW) + PV 3 kW (1100 €/kW), z baterią akumulatorów (200 €/kWh pojemności) i przekształtnikami energoelektronicznymi (1000 PLN/kW). Czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat, produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu – 150 MWh. Nakład inwestycyjny prosumenta (w całym okresie życia układu): mikrowiatrak i PV – 22,5 tys. PLN, akumulator i przekształtniki – 22,5 tys. PLN; razem 45 tys. PLN. Zatem wynik jest następujący: 0,3 PLN/kWh w przypadku mikroinstalacji prosumenckiej vs 0,6

PLN/kWh w przypadku zakupu energii od sprzedawcy z urzędu. (Przedstawione oszacowanie jest skrajnie uproszczone i wymaga pogłębionej weryfikacji. Z drugiej strony pokazuje ono, że konieczna jest już zmiana modeli ekonomicznych do oceny porównawczej efektywności inwestycji w energetyce WEK i w energetyce prosumenckiej).

POLSKA ENERGETYKA – 110 lat do tyłu, obecny bilans energetyczny, horyzont 2050

Historia [3]. Pierwsze „wielkie" śląskie elektrownie – Chorzów oraz Zabrze – zbudowane u schyłku XIX wieku (lata 1896÷1900) były jednymi z pierwszych elektrowni węglowych na świecie (pierwsza taka elektrownia, zbudowana przez Thomasa Edisona w celu stworzenia rynku oświetlenia elektrycznego na Manhattanie, zaczęła działać w 1882 r.).

Warto prześledzić losy Elektrociepłowni Zabrze, która ciągle jeszcze pracuje. Jej budowa została rozpoczęta w 1896 roku przez firmę AEG. Od 1900 roku stanowiła własność spółki *Schlesische Elektrizitäts und Gas Aktien Geselschaft.* W 1945 r. została znacjonalizowana. W 1993 roku została skomercjalizowana (przekształcona w spółkę skarbu państwa), a w 2010 r. sprzedana fińskiej firmie energetycznej Fortum.

Elektrownia Chorzów, uruchomiona w 1898 roku, pracowała do roku 2003. Jej rola w gospodarce była nierozerwalnie związana z Zakładami Azotowymi Chorzów, uruchomionymi w 1916 r. (obecnie Azoty-Adipol). Już na samym początku reformy elektroenergetyki (1990÷1995) po zmianach ustrojowych w Polsce podjęte zostały działania na rzecz zastąpienia wysłużonej Elektrowni (elektrociepłowni) Chorzów nowoczesną elektrociepłownią, funkcjonującą w nowej formule organizacyjno-własnościowej. Na drodze skomplikowanego procesu (od utworzenia przez inwestorów amerykańskich spółki celowej do zrealizowania inwestycji, aż po przejęcie funkcjonującej elektrociepłowni przez czeską firmę CEZ), naznaczonego licznymi kryzysami, elektrociepłownia została wybudowana i obecnie funkcjonuje jako Elektrociepłownia Chorzów Elcho. Elektrociepłownia ta, o mocy osiągalnej ponad 200 MW elektrycznych i 500 MW cieplnych, sprzedaje energię elektryczną na rynku, a ciepło do Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Katowice (Grupa Tauron).

Inna śląska elektrownia, mianowicie Elektrownia Szombierki (budowana początkowo jako fabryka materiałów wybuchowych), przekazana została do eksploatacji w 1920 roku. Inwestorem była niemiecka spółka *Schaffgotsh Bergwerksgesellschaft GmbH*. W 1945 Elektrownia Szombierki roku została znacjonalizowana. W 1993 roku, będąc już (po kolejnych przekształceniach organizacyjnych) częścią Zespołu Elektrociepłowni Bytom, została skomercjalizowana (przekształcona w spółkę skarbu państwa), a na początku 2011 roku sprzedana fińskiej firmie energetycznej Fortum. Rola Elektrowni Szombierki w gospodarce była związana z bytomskimi kopalniami (pierwszy-

mi kopalniami były kopalnie: Szombierki, Centrum, Rozbark, Miechowice) i przemysłem około-górniczym (np. Zakładami Gumowymi Górnictwa Łagiewniki), a także hutami (Zygmunt, Bobrek). Po ostatecznym wyłączeniu z eksploatacji w 2012 roku Elektrownia Szombierki „umiera stojąc".

Śląskie elektrownie, które w ostatnich kilku latach odeszły albo odchodzą do historii służyły energetyce przez ponad 100 lat. W 1945 roku, bezpośrednio po II wojnie światowej, łączna moc dyspozycyjna zawodowych elektrowni górnośląskich (Łaziska, Chorzów, Zabrze, Szombierki, Będzin) wynosiła 215 MW. Było to dokładnie 50% całej mocy dyspozycyjnej polskich elektrowni zawodowych.

Jeśli nieuchronną przebudowę technologiczną energetyki traktuje się jako jeden z najsilniejszych czynników prorozwojowych Polski, to na odrębną refleksję zasługuje energetyka przemysłowa. Mianowicie, podkreśla się tu, że przebudowa będzie przecież polegać między innymi na transformacji od energetyki WEK do prosumenckiej. Pod tym względem zatoczone zostanie koło, bo w okresie międzywojennym i po II wojnie światowej energetyka rozproszona była z natury rzeczy dominująca. Wynika to z prostego faktu, że krajowy system elektroenergetyczny (KSE) nie istniał; ten powstawał wraz z elektroenergetycznymi sieciami przesyłowymi: najpierw 220 kV, potem 400 kV (początek rozwoju tych sieci, to lata 50' i 60' ubiegłego wieku, odpowiednio).

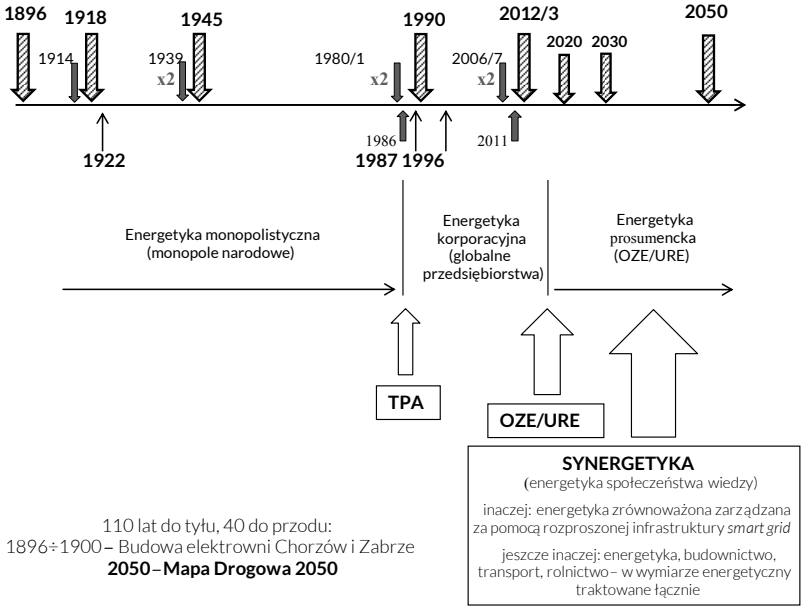
W historycznej energetyce rozproszonej znaczenie miały energetyka wodna i przemysłowa. Elektrownie wodne, wybudowane w okresie międzywojennym, uruchomione miały udział wynoszący ponad 10% mocy zainstalowanej w kraju. W energetyce przemysłowej dominujący udział miał natomiast Śląsk, gdzie oprócz elektrowni zawodowych ocalały elektrownie przemysłu węglowego, o łącznej osiągalnej mocy 200 MW. Razem, górnośląskie elektrownie zawodowe i przemysłowe, pełniły zatem dominującą rolę w odbudowie kraju po zniszczeniach wojennych i w dalszym rozwoju kraju w latach pięćdziesiątych ubiegłego wieku.

Krytyczna analiza procesu niszczenia energetyki rozproszonej począwszy od końca lat 40' ubiegłego wieku ma fundamentalne znaczenie z punktu widzenia antycypowania przebudowy energetyki w horyzoncie 2050. Otóż niszczenie energetyki wodnej (w pierwszych latach po II wojnie światowej było ponad 6300 elektrowni wodnych) miało przede wszystkim wymiar polityczny. Chodziło w szczególności o wyeliminowanie własności prywatnej, zwłaszcza na obszarach przejętych przez Polskę po II wojnie światowej. Skutkiem było zmniejszenie już na początku lat 50' udziału energetyki wodnej w mocy zainstalowanej do udziału symbolicznego, wynoszącego około 2%.

Bardziej złożone przyczyny miały miejsce w przypadku energetyki przemysłowej. Tempo rozwoju energetyki przemysłowej (autogeneracji) po II wojnie światowej obrazują zainstalowane w niej moce, wynoszące (narastająco): 1952 – ponad 1200 MW, 1965 – 1800 MW, 1975 – 2540 MW, 1985 – ponad 3100 MW (większość tych mocy z natury rzeczy była zlokalizowana na Śląsku). Moce te miały udział w całkowitej mocy zainstalowanej w Polsce wynoszący:

44%, 19%, 13% i 10%, odpowiednio, czyli zmniejszenie udziału było ponad 4-krotne. Udział produkcji energii w energetyce przemysłowej spadał jeszcze szybciej. Mianowicie, w 20-letnim okresie porównawczym 1965÷1985 udział mocy zmniejszył się 1,9 razy, a udział produkcji zmniejszył się 2-krotnie (z 12% do 6%).

Analiza wydarzeń na osi czasu przedstawiona na rys. 2 prowadzi do stwierdzenia, że każda wielka przebudowa elektroenergetyki miała przyczynę w poprzedzającym ją wielkim kryzysie. Każdy z kryzysów miał charakter globalny i specyficznie polski (na rysunku oznaczono to symbolem „x2"). Na przykład II wojna światowa była w Europie Zachodniej, demokratycznej i rynkowej, przyczyną wielkiej fali nacjonalizacji elektroenergetyki i w ślad za tym jej centralizacji (tworzenia monopoli narodowych, głównie we Włoszech, Francji, Wielkiej Brytanii). Celem przebudowy elektroenergetyki w tym wypadku było wprzęgnięcie jej w odbudowę zniszczeń powojennych w Europie, która wymagała ogromnych ilości energii elektrycznej. Z kolei w Polsce elektroenergetyka została podporządkowana całkowicie regułom gospodarki socjalistycznej.



Rys. 2. Oś czasu – datowania, opracowanie własne

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.

Okres 1980/1-1990 był okresem poprzedzającym wielkie reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjne w elektroenergetyce. Istotą tych reform była globalizacja w sferze własności przedsiębiorstw oraz przełamanie monopolu sieciowego za pomocą zasady TPA (dostępu stron trzecich do sieci). Świat

(Wielka Brytania, USA, UE) wszedł w te reformy z powodu narosłej w ciągu dziesięcioleci niezdolności monopoli narodowych do działań proefektywnościowych. Polska weszła natomiast w nie (równolegle do Wielkiej Brytanii i USA, a przed UE) w ramach zmian ustrojowych.

Okres 2007–2012 jest nowym wielkim kryzysem, pod względem znaczenia dla przebudowy energetyki znacznie ważniejszym od poprzednich. Mianowicie, w okresie tym załamały się na rynkach kapitałowych podstawy finansowania jednostkowych projektów inwestycyjnych wymagających nakładów idących w miliardy € (bloki jądrowe, bloki węglowe, wielkie elektrownie wodne), obciążonych zbyt dużym ryzykiem. Z drugiej strony pojawiły się całkowicie nowe technologie, przenoszące jak nigdy dotąd akcent z produkcji energii (ogólnie, nie tylko energii elektrycznej) na efektywność jej użytkowania (w budownictwie, w ciepłownictwie, w transporcie, w przemyśle), w tym na zarządzanie energią za pomocą infrastruktury *smart grid*.

Analiza „likwidacji" rozproszonej energetyki wodnej i przemysłowej w przeszłości w Polsce potwierdza ważną praktyczną tezę, że energetyka WEK (węglowa, jądrowa) będzie blokowała w przyszłości rozwój energetyki prosumenckiej i energetyki przemysłowej, bo te naruszają (ograniczają) interesy energetyki WEK. Jest to szczególnie niebezpieczne w czasie gdy energetyka prosumencka stała się już nowym trendem światowym, a energetyka przemysłowa (inna niż ta w przeszłości) wchodzi w okres renesansu.

Bilanse energetyczne 2013. Syntetyczne oszacowania polskich (krajowych) rynków energii pierwotnej (paliw kopalnych) przedstawiono w tab. 1, a rynków końcowych energii/paliw (definiowanych tak jak w dyrektywie 2009/28) w tab.2. W jednym i drugim przypadku podaje się emisje CO_2 (jest to „krzyżowa" weryfikacja oszacowań). Tabele 1 i 2 traktuje się jako standard do opisu prosumenckich rynków/bilansów energii pierwotnej i końcowej w licznych innych sytuacjach (miasto, gmina wiejska, przedsiębiorca, …, mieszkanie), spełniający wymagania synergetycznych modeli gospodarki energetycznej.

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO_2 mln ton/ rok	Rynek paliw pierwotnych, TWh/ rok	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	80 mln ton	170	600	300[1]
Węgiel brunatny	60 mln ton	70	170	40[1]
Gaz ziemny	10 mld m^3	20	100	84[1]
Ropa naftowa	22 mln ton	40	220	33/220[2]
Energia odnawialna	-	-	-	15
Razem	-	300	1090	470/660

Tab. 1. Polski rynek (2013) paliw pierwotnych, emisji CO_2 oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym, opracowanie własne

[1] Energia użyteczna, wykorzystana przez odbiorców (nie obejmuje potrzeb własnych elektrowni, elektrociepłowni, kotłowni i nie obejmuje strat sieciowych).

[2] x/y – energia użyteczna na „kołach" samochodu / energia „wlewana" do zbiornika (energia końcowa według dyrektywy 2009/28).

Dane zestawione w tab. 1 spełniają kryteria modelu synergetycznego bilansowo-kosztowego: z jednej strony mają one jedynie orientacyjny charakter, a z drugiej pozwalają bardzo dobrze zorientować się w makroekonomicznych realiach polskiej energetyki. Przy tym sprawa trendów, zgodnie z którymi dane będą się zmieniać wymaga odrębnego komentarza. Komentarz (w tym miejscu jakościowy) jest następujący.

Zużycie węgla kamiennego będzie szybko malało w sposób trwały (inwestycje w nowe kopalnie węgla kamiennego będą bardzo ograniczone i nie będą kompensować spadku zdolności wydobywczych istniejących kopalń). Zużycie węgla brunatnego będzie stabilne, ale tylko w horyzoncie 2020, potem będzie szybko malało w sposób trwały (wraz ze spadkiem zdolności wydobywczych istniejących kopalń; nowe kompleksy kopalniano-elektrowniane nie będą budowane).

Lp.	Wielkość	Rynki paliwowe i OZE (energii pierwotnej)				
		węgiel k.[1]	węgiel b.	paliwa ropo-pochodne[2]	gaz ziemny[3]	OZE[4]
1	Zużycie, w jednostkach naturalnych	70 mln t	55 mln t	23 mln t	10 mld m^3	–
2	E_p, TWh – w tym energia elektryczna	450 290	160 160	260 10	100 10	75 13
3	Emisja CO_2, mln t	160	70	70	20	0
4	Wartość rynku[5], mld PLN – w tym akcyza	25 0[6]	4 0[6]	100 25	15 0[6]	10 0
5	Pełny koszt uprawnień do emisji CO_2, mld €, przy cenie 10 €/t	1,6	0,7	0,7	0,2	0

Tab. 2. Charakterystyka polskich rynków energii pierwotnej (2013), opracowanie własne

[1] Z uwzględnieniem salda eksport/import (nadwyżka importowa około 5 mln t), bez wydobywanego w Polsce węgla koksowego (około 10 mln t).

[2] Paliwa transportowe (benzyna + olej napędowy, około 15 mln t), łącznie z olejem opałowym (lekkim i ciężkim, około 5 mln t) oraz LPG (około 3 mln t).

[3] Zużycie na cele energetyczne (gospodarstwa domowe, produkcja ciepła w kotłowniach, ponadto źródła *combi* i kogeneracja), bez zużycia na cele procesowe w przemysłach chemicznym i innych (około 5 mld m^3).

[4] Współspalanie – zużycie biomasy 25 TWh, produkcja energii elektrycznej 6 TWh. Farmy wiatrowe – 3,5 TWh. Elektrownie wodne – 3,5 TWh. Zużycie biomasy do produkcji ciepła – 50 TWh.

[5] Bez podatku VAT. Ponadto, w tabeli paliwa ropopochodne tak jak i gaz ziemny są opisane na końcu łańcucha wartości (z uwzględnieniem całego procesu przetwórstwa ropy naftowej, od rafinerii do stacji sprzedaży paliw, oraz z uwzględnieniem całego systemu gazowniczego, odpowiednio).

[6] 2011 rok był ostatnim w Polsce, w którym Ministerstwo Finansów nie pobierało akcyzy od węgla. W 2012 roku akcyza (przy stawce 4,6 PLN/MWh) wyniesie: węgiel kamienny – około 2 mld PLN, węgiel brunatny – około 0,7 mld PLN). Zwolnienie z akcyzy dla gazu ziemnego wygasa w Polsce 31.10.2013 r.

Rynek paliw transportowych ma niewielki potencjał wzrostu popytu w horyzoncie 2030, potem będzie szybko malał (ze względu na wysycenie rynku samochodów w ogóle i transformację rynku samochodów tradycyjnych w rynek samochodów elektrycznych).

Rynek gazu ziemnego ma istotny potencjał wzrostowy w horyzoncie 2030 (jest to potencjał technologii ubezpieczającej na rynku podaży energii elektrycznej w postaci gazowej mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali w segmencie energetyki prosumenckiej). Potem rynek ten będzie powoli malał.

Trendy kształtowania emisji CO_2 będą podążać za trendami zużycia paliw kopalnych; technologie IGCC i CCS do 2030 roku (z dużym prawdopodobieństwem nigdy) nie zostaną skomercjalizowane.

Do danych przedstawionych w tab. 3 dołącza się dodatkowe informacje charakterystyczne dla poszczególnych rynków (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych). W przypadku rynku energii elektrycznej podaje się w szczególności dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe, stanowiące potencjalnie najbardziej charakterystyczny segment energetyki prosumenckiej. Zużycie to w Polsce wyniosło w 2013 roku około 31 TWh, a przeciętna cena zakupu w tym segmencie wyniosła około 500 PLN/MWh, bez VAT. Podkreśla się, że gospodarstwa domowe nie są płatnikami podatku VAT, czyli ponoszą bezpośrednio koszt tego podatku. To oznacza, że będą one podejmowały decyzje prosumenckie na podstawie ceny uwzględniającej podatek VAT. Doliczając ten składnik kosztowy, wynoszący w 2013 roku 23% (stopa procentowa podatku VAT), otrzymuje się cenę energii elektrycznej stanowiącej podstawę prosumenckich decyzji inwestycyjnych (w segmencie gospodarstw domowych) wynoszącą 615 PLN/MWh. Taka cena oznacza, że energetyka WEK praktycznie już utraciła konkurencyjność względem budynkowej energetyki prosumenckiej.

Lp.	Wielkość	Rynki końcowe			
		energia elektryczna	ciepło[1]	transport	razem
1	E_k, TWh E'_k, TWh	160 120	240 220	160 25	560 365
2	Emisja CO_2, mln t	140	100	45	285[2]
3	Wartość rynku (bez VAT), mld PLN – w tym akcyza	50 3	35 1	77 24	162 28[3]
4	Pełny koszt uprawnień do emisji CO_2, ETS mld €, przy cenie 10 €/t	1,4	0,3	0	1,7
5	Wartość uprawnień do emisji CO_2, non-ETS mld €, przy cenie 10 €/t	~0	0,7	0,4	~1,1

Tab. 3. Charakterystyka polskich rynków energii końcowej, 2011, opracowanie własne

[1] Struktura rynku ciepła (bez przemysłu cementowego, hutnictwa i koksownictwa): ciepło sieciowe – 50%, ciepło ze źródeł odbiorców (prosumenckich) – 50%.

[2] Na różnicę w stosunku do emisji CO_2 wyliczonej ze spalania paliw kopalnych (tabela A.6 – łącznie 320 mln t), składają się emisje w przemyśle cementowym – około 20 mln t, w hutnictwie – około 12 mln t i w koksownictwie – około 3 mln t.

[3] O różnicy w stosunku do akcyzy wyliczonej dla energii pierwotnej (czyli dla paliw płynnych), tabela A.6, decyduje akcyza na energię elektryczną. Podkreśla się tu, że po nałożeniu akcyzy na węgiel i gaz ziemny w jednym łańcuchu wartości (od paliwa kopalnego do energii elektrycznej) akcyza będzie nałożona dwukrotnie. Jest to jeden z dowodów na brak respektowania zasad fundamentalnych w energetyce i zastępowanie ich woluntarystycznymi decyzjami politycznymi (w UE, a w efekcie także w Polsce).

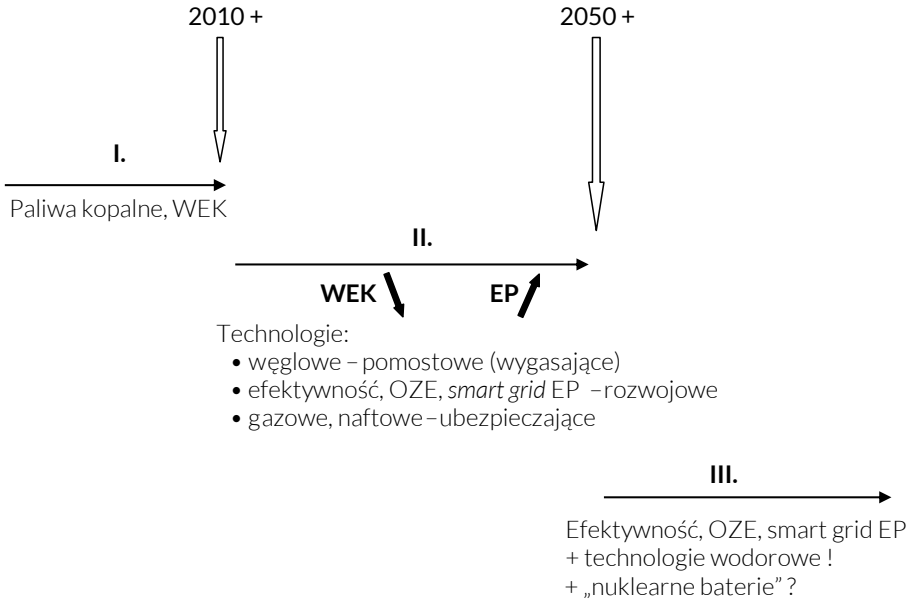
W przypadku rynku ciepła podkreśla się z kolei niską wiarygodność danych. Niezaprzeczalnym jednak faktem jest jego szybkie zmniejszanie się w tendencji (warunki pogodowe mają natomiast duży wpływ na roczne wahania rynku). Jako podstawę (punkt wyjścia) do oszacowań przedstawionych w tab. 3 przyjęto dostępne dane dla koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Produkcję ciepła w tych przedsiębiorstwach (po wyeliminowaniu silnych odchyleń od trendu) oszacowano na około 110 TWh; z tego około 60% została wyprodukowana w kogeneracji (66 TWh). Potrzeby własne źródeł i straty sieciowe łącznie wyniosły w segmencie przedsiębiorstw koncesjonowanych około 20 TWh (połowa, to potrzeby własne, a połowa to straty sieciowe). Produkcję (i zużycie) ciepła poza systemem koncesjonowania oszacowano na około 90 TWh Jest to w szczególności „produkcja"/ zużycie w około 15% domów w miastach nie posiadających „centralnego" ogrzewania, w 35% takich domów na wsi, a przede wszystkim produkcja/ zużycie ciepła w domach (w miastach i na wsi) posiadających indywidualne kotłownie (zgodnie z nazewnictwem stosowanym przez GUS domy te posiadają „centralne" ogrzewanie).

Bardzo ważny jest komentarz związany z konfrontacją przedstawionych w tab. 2 i 3 danych dotyczących akcyzy i uprawnień do emisji CO_2. Chodzi przy tym o zasady i wartości. Z fundamentalnych przesłanek powinna wynikać konwencja, że uprawnienia do emisji CO_2 są przede wszystkim łączone z rynkiem energii pierwotnej (spalanie paliw kopalnych, koszty zewnętrzne środowiska), jak wskazano w tab. 2. Akcyza natomiast z rynkiem końcowym energii (opodatkowanie odbiorców), co obrazuje tab. 3. Obecnie taka przejrzystość nie występuje. Jest ona jednak pożądana: koszty zewnętrzne powinny kreować właściwą strukturę konkurencyjności paliw, a akcyza ograniczać nadmierną luksusową konsumpcję (nie powinna ona być stosowana w wypadku środków produkcji).

Szczegółowy komentarz do emisji CO_2 pokazanych w tab. 2 i 3 dotyczy ich podziału między segmenty ETS i non-ETS. Wykorzystując przedstawione dane łatwo ustalić, że podział ten jest następujący: ETS – 210 mln t, non-ETS – 110 mln t. Taką alokację, szacunkową, emisji CO_2 potwierdza w pełni przydział uprawnień do emisji, który Polska otrzymała od Komisji Europejskiej (208,5 mln t).

Istotne jest porównanie wartości rynku energii pierwotnej (bez akcyzy), akcyzy i uprawnień do emisji CO_2. To w tym trójkącie w najbliższych latach będzie się rozgrywać w dużym stopniu dynamika przebudowy energetyki w UE, i w Polsce, gdyż jest to wielki obszar nowych interesów polityczno-korporacyjnych. Ale jest to także przesłanka do racjonalizacji podatku akcyzowego i systemu opłat za uprawnienia do emisji CO_2, które szybko są przekształcane w UE w parapodatek.

Mapa drogowa bezpieczeństwa energetycznego Polski 2050, czy II trajektoria rozwoju. Podstawą do stworzenia mapy drogowej powinno być uznanie potrzeby zmiany paradygmatu rozwoju energetyki i zdefiniowanie polskiej doktryny energtycznej, w tym technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających.



Rys. 3. Kolejne (trzy) trajektorie rozwoju systemów dostawy energii elektrycznej, opracowanie własne

Horyzont ten należy rozpatrywać w kontekście trzech trajektorii rozwojowych, rys. 3, i syntezy (współistnienia) dwóch równoległych procesów na drugiej z nich. Pierwszym jest proces „trwania" (zanikania) skutków I (starej) trajektorii rozwojowej. Drugim jest proces wyczerpywania się potencjału II (nowej) trajektorii. Obydwa są oczywiście zdeterminowane przez dokonującą się (pierwszą) zmianę paradygmatu rozwojowego.

Dekada 2011–2020 przyniesie, mimo obecnego regresu w działaniach na rzecz reform, intensyfikację wykorzystania zasobów po stronie popytowej (obniżka zużycia energii w budownictwie) oraz wykorzystania istniejących zasobów sieciowych operatorów OSD i OSP, rozwój autogeneracji w przemyśle (źródła kogeneracyjne na gaz ziemny, potencjał kilka tys. MW_{el}), rozwój kogeneracji na gaz ziemny w ciepłownictwie (potencjał kilka tys. MW_{el}), transfer paliw z rynku ciepła na rynek produkcji energii elektrycznej za przyczyną rozwoju rynku pomp ciepła, rozwój segmentu biogazowni i mikrobiogazowni rolniczych (potencjał kilka tys. MW_{el}), „rozruch" energetyki fotowoltaicznej (potencjał kilka tys. MW), „rozruch" energetyki mikrowiatrowej (potencjał około tys. MW).

Dekada 2021–2030 przyniesie dalszy rozwój rolnictwa energetycznego, intensyfikację rozwoju energetyki słonecznej, transfer paliw transportowych na rynek produkcji energii elektrycznej za przyczyną rozwoju rynku samochodów elektrycznych, ewentualny rozwój segmentu gazu łupkowego. Okres 2031–2050 będzie okresem kontynuacji rozwoju rynkowego, z wykorzystaniem mechanizmów ukształtowanych w dekadzie 2021–2030.

Synergetyka (energetyka oraz budownictwo, rolnictwo i transport w wymiarze energetycznym) będzie w 2030 roku (horyzont polskiej polityki energetycznej) zupełnie czymś innym niż obecne sektory paliwowo-energetyczne (elektroenergetyka, górnictwo, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych). Główna linia podziału będzie przebiegać między technologiami wielkoskalowymi (charakterystycznymi dla elektroenergetyki korporacyjnej) i technologiami URE (charakterystycznymi dla energetyki rynkowej zarządzanej za pomocą infrastruktury *smart grid* EP).

Uznaje się, że rządowa polityka energetyczna [1,2] jest nierealistyczna, i w dodatku nieadekwatna do globalnych trendów. Dlatego dalsze rozważania są ukierunkowane na wariant, który ma podstawy w trzech kluczowych uwarunkowaniach związanych z: dostępnością krajowego węgla, inwestycjami w bloki wytwórcze węglowe i programem energetyki jądrowej.

Jako sprawę bezdyskusyjną uznaje się tu konieczność zablokowania ekspansji inwestycyjnej w bloki węglowe pociągającej za sobą dalszy wzrost importu węgla; polska energetyka węglowa nie może bazować na imporcie dóbr inwestycyjnych (bloki wytwórcze) i węgla. Podkreśla się, że sytuacja na globalnym rynku węgla (antycypowany głęboki spadek cen), a także ekonomiczna zapaść polskiego górnictwa (strata Kompanii Węglowej na sprzedaży węgla w 2013 r. wyniosła ponad 1 mld PLN) nie dostarczają przesłanek do tezy, że w długim horyzoncie czasowym można wydobycie podtrzymać na obecnym poziomie.

Według analiz przedstawionych w opracowaniu [6] w 2030 roku w Polsce czynnych będzie jeszcze 12 kopalń, których maksymalna zdolność wydobywcza nie przekroczy 47 mln ton, czyli będzie o 30 mln ton mniejsza niż wynosi obecne wydobycie. Dlatego, rozbudowa i utrzymanie mocy w elektrowniach węglowych w horyzoncie kilkunastu lat realizowane zgodnie z rządowo-korporacyjną strategią pociągałyby za sobą konieczność importu węgla na poziomie 30–40 mln ton rocznie.

W takiej sytuacji racjonalną jest strategia, w której inwestycje w nowe bloki węglowe „kończą" się na bloku 1075 MW w Elektrowni Kozienice, zaniechana zostaje natomiast budowa dwóch bloków 900 MW w Elektrowni Opole (mimo, że ich budowa została rozpoczęta w lutym 2013 r.), a także wszystkich innych potencjalnych bloków. Nie zostanie także podjęta budowa elektrowni jądrowych, mimo ich kluczowego miejsca w polityce [1]. Realizacja inwestycji w bloki węglowe i jądrowe narazi Polskę na wielkie *stranded costs* (trzeba pamiętać, że czas wyjścia z biznesu w wypadku pierwszych, to około 50 lat, a w przypadku drugich ponad 80 lat).

Rządowo-korporacyjna polityka elektroenergetyczna. Dla Polski okres 2006÷2012 jest najgorszym okresem w historii elektroenergetyki ze względu na uwikłanie w trzy kryzysy o długotrwałych skutkach. Pierwszy to petryfikacja energetyki węglowej za pomocą konsolidacji przedsiębiorstw oraz derogacji (częściowego wyłączenia wytwórców energii elektrycznej z obowiązku płacenia za uprawnienia do emisji CO_2). Drugi, to stworzenie najbardziej nieefektywnego w Europie systemu wsparcia dla OZE, który nie prowadzi do żadnej polskiej przewagi technologicznej, a sankcjonuje, między innymi, systemowo niezwykle szkodliwą – w wymiarze termodynamicznym, technicznym, ekonomicznym i społecznym – technologię współspalania biomasy w kotłach bloków kondensacyjnych. Trzeci, to uwikłanie w energetykę jądrową, która jest interesem dla zagranicznych dostawców reaktorów i bloków (turbin, generatorów, transformatorów blokowych) i rodzimego sojuszu polityczno-korporacyjnego, ale nie dla społeczeństwa.

Tu podkreśla się, że jest bardzo cienka granica między racjami ochrony polskiej gospodarki przed nadmiernymi kosztami polityki klimatycznej przywoływanymi przez sojusz polityczno-korporacyjny oraz niebezpieczeństwem petryfikacji polskiej energetyki, czyli utrwalenia jej nieefektywności w długim horyzoncie czasowym. Trzeba podkreślić, że polityka klimatyczna jest globalną grą o zdobycie przewagi konkurencyjnej we współczesnym świecie.

Trzy zasadnicze bariery efektywności energetyki, których nie przełamuje rządowa polityka energetyczna są następujące.

1. Najważniejszą barierą – nie tylko zresztą w Polsce, ale również w UE – jest brak jednolitego podejścia do internalizacji kosztów zewnętrznych szeroko rozumianych, charakterystycznych w szczególności dla elektroenergetyki i ciepłownictwa. Chodzi tu przede wszystkim o koszty środowiska (kosztów tych nie można zawężać do kosztów uprawnień do emisji CO_2) w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, ale także w transporcie. Na obecnym etapie (konfrontacji technologii wielkoskalowych i rozproszonych) do kategorii kosztów zewnętrznych trzeba, zwłaszcza w elektroenergetyce, zaliczać też koszty sieciowe i koszty usług systemowych. Uwzględnienie wszystkich wymienionych kosztów zewnętrznych w jednolity sposób (w postaci kosztów referencyjnych) daje dopiero podstawę (jest warunkiem) oceny konkurencyjności poszczególnych technologii energetycznych (wielkoskalowych i rozproszonych).

2. Drugą bardzo ważną barierą, powiązaną częściowo z pierwszą, jest zróżnicowana natura istniejących systemów (rozwiązań regulacyjnych) dotyczących: wspomagania rozwoju OZE, redukcji emisji CO_2 oraz wdrażania biopaliw transportowych (pierwszej generacji). Tymi systemami są odpowiednio: certyfikaty (powiązane ciągle tylko z energią elektryczną), limity i handel uprawnieniami do emisji w segmencie ETS (brak rozwiązań dla segmentu non-ETS), oraz ulgi podatkowe dla biopaliw pierwszej generacji (brak ukształtowanych rozwiązań dla biopaliw drugiej generacji).

3. Trzecią ważną barierą jest brak wyjścia na syntezę energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa energetycznego, stanowiącą czynnik stabilizujący bezpieczeństwo energetyczne, żywnościowe i ekologiczne Polski w dekadzie 2011–2020. Podkreśla się tu, że jest to jednocześnie dla Polski fundamentalny czynnik wzrostu efektywności, bo obejmuje cztery obszary gospodarcze o największej wrażliwości politycznej, a zarazem biegunowo różne pod względem poziomu rzeczywistej konkurencji i cechujące się (dotyczy to wszystkich czterech obszarów) „wrodzoną" nieefektywnością (są to obszary najgorzej uwarunkowane z punktu widzenia efektywności gospodarczej).

Obecna rządowa polityka energetyczna, koncentrująca się na dwóch technologiach – węglowych i jądrowych – rodzi bardzo silny konflikt systemowy między liderami (trajektoria WEK) i pretendentami (nowa trajektoria rozwoju – energetyka prosumencka). Energetyka jądrowa, budowana od podstaw w całkowitej pustce kompetencyjnej i pustce infrastrukturalnej – Polska nie dysponuje infrastrukturą zbudowaną na potrzeby zbrojeń nuklearnych, nie istnieje już także infrastruktura zbudowana w przeszłości, w latach 1968–1990, na potrzeby EJ Żarnowiec – uzależni bezpieczeństwo energetyczne kraju we wszystkich wymiarach (*know how*, dostawy urządzeń, dostawy paliwa) od firm zagranicznych i globalnych grup interesów.

Inwestowanie w energetykę węglowa, w praktyce budowa bloków węglowych klasy 1000 MW (ale już nie budowa nowych kopalń), również powoduje wielkie ryzyko stranded costs. W szczególności dlatego, że bloki te są całkowicie niewłaściwe dla KSE, nie tylko z powodu tworzenia bardzo silnej presji na import węgla kamiennego i bardzo wielkiego ryzyka wysokich opłat za uprawnienia do emisji CO_2, ale także z powodu tworzenia bardzo silnej presji na wielkie inwestycje sieciowe oraz z powodu niedopasowania mocy bloków do profilu (dobowego, sezonowego) zapotrzebowania KSE na energię elektryczną. Niedopasowanie to będzie sprawiać, że bloki węglowe, dotychczas podstawowe i podszczytowe będą musiały być „przesuwane" coraz bardziej do segmentu bloków szczytowych. (Bardzo silne negatywne uwarunkowania sieciowe dla bloków węglowych są jeszcze silniejsze w przypadku bloków jądrowych klasy 1600 MW).

Lista skutków bezpośrednich i pośrednich związanych z rządowo-korporacyjną polityką energetyczną jest długa. Charakterystyczne z nich ujawniają już silne negatywne procesy społeczno-gospodarcze, a także zjawiska biznesowe. Są to:

1. Energetyczny marsz Polski wbrew światu (Niemcy – Energiewende; UE – obowiązujący Pakiet 3x20 i zapowiadany 2030; Chiny – fabryka świata urządzeń OZE/URE, chińska polityka energetyczna ogłoszona w październiku 2012; USA – *smart grid*, Afryka Subsaharyjska – elektryfikacja za pomocą energetyki *off grid*).

2. Wyludnianie się Śląska (przyczyny: degradacja środowiska powodowana przez energetykę WEK, brak miejsc pracy dla dobrze wykształconych inżynierów w segmencie wysokich technologii charakterystycznych dla energetyki prosumenckiej, wykorzystującej technologie ICT, biotechnologie, i inne zaawansowane technologie); zmniejszenie się w Konurbacji Górnośląskiej liczby ludności (w okresie 2010–2012) o 84 tys. mieszkańców.

3. Import bardzo drogiego gazu z Rosji do Polski, a z drugiej strony niezwykle trudny eksport polskiej żywności do Rosji, zamiast rozwoju polskiego rolnictwa energetycznego, takiego jak np. niemieckie czy brazylijskie.

4. Kolonialno-fiskalny model polskiej energetyki: paliwa, dobra inwestycyjne i *know how* pochodzą głównie z importu, sprzedaż jest realizowana tylko na tylko na rynek wewnętrzny! (Oszacowania liczbowe tego bardzo krytycznego zagadnienia są przedstawione w zał. 4).

5. Kreowanie systemowej asymetrii zasobów w blokach węglowych na węgiel kamienny i w kopalniach węgla kamiennego. Zasoby produkcyjne w istniejących blokach (z uwzględnieniem wykorzystania potencjału ich rewitalizacji), to około 3000 TWh, czyli przewyższają około 20 razy całą obecną produkcję energii elektrycznej w Polsce. Dodatkowo bloki w budowie: 1075 MW w Kozienicach oraz dwa bloki po 900 MW w Opolu (również z uwzględnieniem wykorzystania potencjału ich rewitalizacji), to dodatkowe 1000 TWh. Zapotrzebowanie na węgiel energetyczny wyniesie 1,5 mld t (ogólne zapotrzebowanie, przy podtrzymaniu obecnej struktury wykorzystania węgla wyniosłoby ponad 2,5 mld t). Przy tak wykreowanym zapotrzebowaniu już w 2030 r. import węgla kamiennego przekroczy krajową produkcję.

Potrzeba zdefiniowania technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających. Zdefiniowanie technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających jest szczególnie ważne w aspekcie Mapy Drogowej 2050. Zgodnie z Mapą UE ma do 2050 roku wyeliminować 80–95% emisji CO_2, a w segmencie produkcji energii elektrycznej nawet 93–99%. To oznacza radykalną redukcję wykorzystania paliw kopalnych, a dla budżetów państw członkowskich utratę wpływów podatkowych z akcyzy (głównie z segmentu paliw transportowych). Konsekwencją musi być przebudowa polityki WPR (tworzącej wielkie zapotrzebowanie na środki budżetowe), także polityki transportowe: jedna i druga muszą być redukowane, czyli musi następować redukcja następujących transferów finansowych: akcyza z paliw kopalnych → budżety krajów członkowskich → budżet UE → finansowanie WPR oraz infrastruktury transportowej. Jednak istotne efekty są osiągalne tylko po stronie WPR, poprzez zastępowanie transferów przychodami z rolnictwa energetycznego. Ale w tym wypadku występują duże opory, ze względu na skomplikowany układ interesów w UE.

Jako punkt wyjściowy do dyskusji nad zakresami dziedzinowymi polskich technologii pomostowych, rozwojowych oraz ubezpieczających w horyzoncie 2050 proponuje się przyjąć, że racjonalne są następujące zakresy: 1˚ – w wypadku technologii pomostowych są to: technologie wytwórcze WEK w elektroener-

getyce, rafinerie, kopalnie, sieciowe systemy przesyłowe – elektroenergetyczny i gazowy, 2° – w wypadku technologii rozwojowych są to: technologie proefektywnościowe oraz technologie OZE/URE (przede wszystkim takie jak budynek zero-ergetyczny ze *smart gridem* EP, „oddolnym", a nie „odgórnym"; transport elektryczny; całe rolnictwo energetyczne i inne) oraz 3° – w wypadku technologii ubezpieczających są to: technologie gazowe na gaz ziemny, LPG, ewentualnie gaz łupkowy). Przedstawione propozycje zakresów dotyczących technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających mają w szczególności uzasadnienie w zał. 3. w którym przedstawiono szacunkowe nakłady inwestycyjne dla 12 charakterystycznych technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej.

ENERGETYKA PROSUMENCKA 2 – wymiary społeczny, ekonomiczny i prawny

Wymiar społeczny. Fundamentalne interakcje między rozwojem energetyki i społeczeństw trwają od XVIII wieku. Charakterystyczną dynamikę zmian w tym okresie można opisać następująco. Maszyna parowa umożliwiła rewolucję przemysłową, która zapoczątkowała rozwój społeczeństwa przemysłowego i dała podstawy rozwoju energetyki WEK (podstawą był bardzo szybki wzrost zapotrzebowania, na cele produkcyjne, społeczeństwa przemysłowego na energię). W latach 70' ubiegłego wieku społeczeństwa przemysłowe w USA, Europie i Japonii zaczęły się przekształcać w społeczeństwa postprzemysłowe (postindustrialne), w których nastąpiła zmiana miejsca tworzenia dochodu narodowego: z obszaru produkcji towarów do obszaru usług. W latach 90' społeczeństwo na całym świecie zaczęło się przekształcać, za przyczyną Internetu, w społeczeństwo informacyjne. A dalej stawia się tu tezę, że kryzys finansowy i gospodarczy 2007–2012 stanie się początkiem budowy społeczeństwa prosumenckiego i następnie wiedzy. Społeczeństwo wiedzy będzie się kształtować jako wynik rozczarowania technologiami informacyjnymi (socjotechniką stosowaną za pomocą tych technologii) i będzie odpowiedzią na narastający kryzys zaufania do rządów i mediów w USA, UE i Japonii oraz na nową rolę Chin w globalnym układzie sił. Energetyka WEK, ukształtowana w społeczeństwie przemysłowym, zbyt wolno adaptująca się do nowych faz przemian społecznych (w dużym stopniu wzmacniająca kryzys zaufania społeczeństwa do „nadbudowy") poniesie konsekwencję. Będzie nią wypieranie (energetyki WEK) przez → energetykę prosumencką, która pod względem swoich właściwości jest bardziej nowoczesna. Przede wszystkim jednak jest odpowiednia dla potrzeb społeczeństwa, w którym dojdzie do głosu prosumpcja trzeciej fali, ukierunkowana na efekty indywidualne (ekonomiczne) powiązane ze społecznymi i środowiskowymi.

Podkreśla się, że dotychczasowi odbiorcy (nabywcy, klienci) na rynkach energii i paliw zostali ukształtowani przez korporacje w wielowiekowym procesie. W wypadku górnictwa węgla kamiennego praktycznie przez trzy wieki, a w wypadku gazu ziemnego i ropy naftowej przez półtora. Najgłębsze piętno wycisnęła na odbiorcach elektroenergetyka – sprzyjały temu technika

i ekonomia. Punkt ciężkości w dokonującej się na świecie przebudowie energetyki leży jednak po stronie społecznej. Mianowicie, prosument to generalnie (nie tylko w obszarze energii i paliw) ten, kto wprawdzie szuka możliwości obniżenia kosztów, ale przede wszystkim rozszerza odpowiedzialność za własną sytuację na obszar zaopatrzenia w energię, w powiązaniu z odpowiedzialnością za środowisko naturalne, także w powiązaniu z wykorzystaniem szans jakie daje inteligentna infrastruktura (*smart grid* EP) i wieloma innymi determinantami określającymi sytuację współczesnego człowieka.

Oczywiście, postęp technologiczny jest ważny dlatego, że umożliwia transformację *homo energeticusa* w prosumenta. Zmiany społeczne (stylu życia) są powolne, bo bardziej głębokie, w porównaniu z technologicznymi. Między zmianami technologicznymi (obecnie bardzo szybkimi) i społecznymi zachodzą zmiany ekonomiczne wywołane wzrostem zasobności ludzi (wzrost zasobności jest związany ze wzrostem wydajności pracy w wymiarze indywidualnym i społecznym) – dokonuje się transformacja *homo economicusa* w behawiorystę.

Chociaż dokonująca się zmiana paradygmatu rozwoju energetyki nie ma podstaw naukowych stworzonych przez tradycyjne środowiska naukowe (to należy do istoty teorii Khuna), to mimo wszystko, nie jest „wybrykiem natury". Dawała się natomiast antycypować na gruncie podejścia dialektycznego, czyli następstwa kolejnych cykli, w których rzeczywistość można badać każdorazowo w kontekście tezy, antytezy i syntezy. W tab. 4 przedstawiono w uproszczeniu dialektykę procesu przebudowy elektroenergetyki od początku jej historii (koniec XIX wieku) do etapu energetyki prosumenckiej.

Cykl	Teza	Antyteza	Synteza
I cykl (koniec XIX wielu do zakończenia II wojny światowej)	subsydiarność I (skala krajowa)	Korporacjonizm	monopol sieciowy, *utility* (PUP[1])
II cykl (do ustawy PURPA w USA, 1978–82)	*utility* (PUP)	interwencjonizm państwowy	monopol narodowy (technologiczno-regulacyjny), WEK
III cykl (do reformy brytyjskiej, 1989–90)	WEK	społeczeństwo post-industrialne,	IPP[2], konkurencja I
IV cykl (do niemieckiego Energiewende, 2011 i dalej)	IPP	społeczeństwo informacyjne, subsydiarność II (UE)	TPA[3], konkurencja II
V cykl (horyzont Mapy Drogowej 2050)	TPA, OZE, *smart grid*	społeczeństwo obywatelskie, prosument, człowiek progresywny	EP, konkurencja III (energetyka postwęglowa)

Tab. 4. Dialektyka procesu przebudowy elektroenergetyki, opracowanie własne

[1] PUP – przedsiębiorstwo użyteczności publicznej (w USA – *utility*).

[2] IPP (*Independent Power Producers*) – niezależni wytwórcy.

[3] TPA (*Third Party Access*) – dostęp stron trzecich do sieci (do rynku).

Podkreśla się, że w procesie przebudowy elektroenergetyki (we wszystkich procesach badanych dialektycznie) synteza wcześniejszego cyklu jest tezą w cyklu następnym. Proces pokazany w tab. 4 obrazuje w uproszczony sposób cykliczną przebudowę elektroenergetyki jako wynik rozwoju technologicznego oraz transformacji społeczeństwa (struktur społeczno-gospodarczych) w postaci ciągłego ścierania się i jednoczenia przeciwieństw (znoszenia się nieadekwatności między poziomem technologicznym oraz etapem rozwoju społecznego).

Szerzej proces ten opisano poniżej, w kontekście dochodzenia do V fali innowacyjności, którą tu utożsamia się z energetyką prosumencką. Istotą fal I do IV były wynalazki techniczne, które tworzyły branże: górniczą, elektroenergetyczną (w tym energetykę jądrową), paliw płynnych, samochodową, telekomunikacyjną i inne, oraz zmieniały życie codzienne człowieka; przyjmuje się tu następujące zakresy dziedzinowe kolejnych fal: I – górnictwo i maszyna parowa, fabryka i kolej, II – elektryka (elektroenergetyka), ropa naftowa i samochód, III – wynalazki na potrzeby II wojny światowej i energetyka jądrowa, IV – elektronika i komputery, telekomunikacja i Internet, zasada TPA i energetyka gazowa.

Istotą fali V, energetyczno-środowiskowo-społecznej, będzie (już jest) przekraczanie granic między segmentami wymienionymi w zastosowanej „zbitce" słownej (i nie tylko tymi). Z przekraczania granic wynikną masowe efekty synergiczne (także oszczędnościowe i koordynacyjne). Znaczenie V fali polega nie tylko na tym, że stanowi ona fundament epoki bezemisyjnej, ale także na tym, że znacznie rozszerza obszar innowacyjności. W rezultacie na piątą falę będą się składać:

1. Innowacyjność „twarda" i „miękka". Pierwszą będzie innowacyjność technologiczna (techniczna). Drugą będzie innowacyjność w obszarze ekonomiki, regulacji (prawnych), organizacji/zarządzania i komunikacji ze społeczeństwem. Oczywiście, celem innowacyjności drugiej będzie pobudzanie innowacyjności pierwszej.

2. W obszarze innowacyjności twardej chodzi o masowe zastosowanie „fabrycznych" technologii energetycznych URE. Chodzi także o wykorzystanie technologii energetyczno-utylizacyjnych, takich jak utylizacja odpadów (komunalnych, przemysłowych, rolniczych) i takich jak utylizacja procesowego ciepła odpadowego w przemysłach energochłonnych. Chodzi o wykorzystanie technologii zintegrowanych funkcjonalnie, wytwórczo-zasobnikowych, zintegrowanych z DSM. Chodzi o technologie bezpieczeństwa lokalnego i indywidualnego, wreszcie chodzi o przeniesienie akcentu z produkcji na zarządzanie energią.

3. Z punktu widzenia innowacyjności miękkiej reprezentatywne (i zarazem najważniejsze) znaczenie będą miały obszar ekonomiki i regulacji. W pierwszym przypadku chodzi głównie o nowy profil ryzyka finansowania innowacyjności, w szczególności o zamianę ryzyka osobistego na ryzyko biznesu prywatnego i ryzyko partnerstwa publiczno-prywatnego (*Private Equity, Venture*

Capital, struktura publiczno-prywatna finansowania segmentu R&D typu 1:3). W drugim przypadku chodzi głównie o integrację systemów wspomagania OZE i redukcji emisji CO_2, a także nową koordynację systemów podatkowych.

4. Piątą falę będzie stanowił rozwój rolnictwa energetycznego (chodzi tu o nową jakość, która zostanie wytworzona w wyniku syntezy reform energetyki i rolnictwa i pobudzi rozwój innowacyjnych technologii około-rolniczych, około-energetycznych i około-ekologicznych, mianowicie: (1˚) biotechnologii środowiskowej (utylizacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle), (2˚) biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy) oraz (3˚) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowionej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla wirtualnych technologii poligeneracyjnych.

5. Ważnym kierunkiem w obrębie piątej fali będzie wykorzystanie dwóch efektów w energetyce, mianowicie „fabrycznej produkcji" i „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/infrastruktury" w fabrykach oznacza zastąpienie efektu skali efektem produkcji seryjnej i jest zmianą jakościową, o wielkim potencjale innowacyjności. Podobnie, zmianą jakościową o wielkim potencjale jest zastąpienie tradycyjnej eksploatacji serwisowaniem urządzeń, a tradycyjnego prowadzenia ruchu operatorstwem bezobsługowym w formule wirtualnego źródła poligeneracyjnego i obiektu inteligentnego.

Wymiar ekonomiczny. Obecna, globalna przebudowa energetyki – od WEK do prosumenckiej – prowadzi do zasadniczych trudności definicyjnych dotyczących bezpieczeństwa energetycznego, a w ślad za tym do zasadniczych trudności metodologicznych oceny efektywności inwestycji energetycznych. Punktem wyjścia do przezwyciężenia tych trudności musi być opis dynamiki zmian w układzie sił (interesów) prowadzących do nowej trajektorii rozwoju energetyki. Chodzi tu generalnie o konflikt: ekonomika EP (kosztów uniknięty ch, behawioralna) vs ekonomia WEK (ekonomia wskaźników takich jak: stopa dyskontowa; prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów; NPV; IRR).

Aspekt praktyczny 1. Potrzebna jest pilnie krytyczna analiza charakterystycznych czasów (wskaźników/wielkości) stosowanych w analizie efektywności ekonomicznej inwestycji w energetyce WEK takich jak: czas zwrotu kredytu, czas zwrotu nakładów własnych, wskaźnik/czas amortyzacji (urządzenia, instalacji, obiektu), resurs techniczny (prosty, skumulowany) elektroenergetycznego bloku wytwórczego, czas życia (urządzenia, instalacji, obiektu), czas zestarzenia się moralnego (urządzenia, instalacji, obiektu), wydłużenie czasu za pomocą rewitalizacji, zasób (zdolności wydobywczej kopalni, zdolności wytwórczej bloku elektroenergetycznego, zdolności przesyłowej sieci elektroenergetycznej).

***Aspekt praktyczny** 2.* Polska potrzebuje pilnie modelu makroekonomicznego harmonizacji inwestycji (nowych, rewitalizacyjnych) w łańcuchu: kopalnie węgla kamiennego → bloki wytwórcze na węgiel kamienny → elektroenergetyczne sieci przesyłowe (220 kV, 400 kV). Zakłada się tu, że model ten powinien być poprzedzony analizą nieadekwatności istniejących (bezinwestycyjnych) zasobów w łańcuchu: zasoby wydobywcze w kopalniach węgla kamiennego → zasoby produkcyjne w blokach wytwórczych na węgiel kamienny → zasoby przesyłowe w elektroenergetycznych sieciach przesyłowych.

***Aspekt praktyczny** 3.* Potrzebne są pilnie modele ekonomiczne innowacji przełomowych (ekonomia zmiany trajektorii rozwoju). W tym obszarze potrzebne jest przeniesienie w obszar energetyki prosumenckiej takich modeli/rozwiązań (łączących w nowy, na gruncie energetyki, sposób: ekonomię/finansowanie, zarządzanie/organizację) jak: *joint venture*, *private equity*, PPP, spółdzielczość, *outsorcing*, franczyza, inne sieciowe struktury organizacyjno-zarządcze. Odrębną sprawą, o fundamentalnym znaczeniu, jest implementacja ekonomii behawioralnej dla potrzeb energetyki prosumenckiej. Stawia się tu tezę, że zmiana ekonomii (zmiana *homo economicusa* w behawiorystę) ma z punktu widzenia przebudowy energetyki nie mniejsze znaczenie niż zmiany technologiczne (zmiana technologii WEK na technologie prosumenckie); oczywiście, trzeba pamiętać, że obydwie te zmiany są nierozerwalnie ze sobą powiązane. Bez postępu ekonomii behawioralnej (badań dotyczących indywidualnych preferencji prosumentów) rozwój energetyki prosumenckiej będzie spowolniony. W tym miejscu podkreśla się, że nie byłoby długiej listy innowacji przełomowych z przeszłości (samochód, samolot, Internet, telefon komórkowy, smart fon i inne), gdyby niepodważalnie działała zasada ostrożności (awersja do ryzyka), podstawowa zasada „obiektywnej" ekonomii (takiej, której teoria jest oparta na modelu racjonalnych uczestników rynku i deterministycznych modelach podejmowania decyzji).

Wymiar prawny. Rząd ma na obecnym etapie wystarczające możliwości skutecznego powiązania mikroekonomiki w obszarze energetyki prosumenckiej z ekonomiką zarządczą (regulacjami prawnymi) i realizacji indywidualnych celów prosumentów oraz celów politycznych (cywilizacyjnych). Jednak przebudowa polskiej energetyki od sektorowej do prosumenckiej wymaga przebudowy polityki energetycznej [1] (obowiązująca polityka, z horyzontem do 2030 roku, zupełnie nie przystaje do dokonującej się rewolucji energetycznej na świecie).

Istotą energetyki prosumenckiej jest odpowiedzialność prosumenta za swoją sytuację energetyczną, możliwa dzięki nowym technologiom. To pociąga za sobą, w tendencji, redukcję interwencjonizmu państwowego, korporacjonizmu i subsydiaryzmu. W praktyce horyzont 2020 (koniec unijnego okresu budżetowego, dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki) jest granicznym horyzontem ulg (w zakresie ponoszenia kosztów

zewnętrznych) dla energetyki WEK i wsparcia dla energetyki OZE. Dlatego pożądana doktryna, porządkująca skutecznie działania w polskiej energetyce powinna orzekać, że na przełomie obecnej dekady nastąpi wyłączenie energetyki ze sfery specjalnych wpływów politycznych.

Aby ogólna doktryna mogła być zrealizowana potrzebne są regulacje prawne „nowej generacji" (modyfikacje ustawy Prawo energetyczne są w Polsce już całkowicie niewystarczające). Jako siły sprawcze (zapewniające stworzenie nowego układu sił, zdolnego do realizacji doktryny) należy rozważyć następujące ustawy:

1. Ustawa o odpowiedzialności gmin za bezpieczeństwo energetyczne. W ustawie tej centralnym zagadnieniem jest włączenie rozwoju energetyki w zakres planowania przestrzennego gmin.
2. Ustawa o operatorach OSD. W tej ustawie centralnym zagadnieniem jest przebudowa odpowiedzialności za bezpieczeństwo techniczne systemu elektroenergetycznego: jej szybka procesowa alokacja z poziomu krajowego przedsiębiorstwa przesyłowego (PSE) na poziom dystrybucji.
3. Ustawa o prosumentach, najważniejsza, powinna być „ośrodkiem" konsolidacji rozwiązań wymaganych z punktu widzenia celów kilku dyrektyw, np. kluczowych dyrektyw 2009/28 oraz 2010/31 (ich termin harmonizacji dawno minął). Ponadto, ustawa ta powinna być „miejscem", w którym zagadnienia (bilansowe, termodynamiczne/fizyczne) energetyki budynkowej i przemysłowej są powiązane z infrastrukturą *smart grid*. Przy tym infrastrukturę tę trzeba rozumieć szeroko, jako inteligentną infrastrukturę energetyki prosumenckiej, czyli rynku usług energetycznych, lub inaczej rynku „energetycznych łańcuchów wartości".

W nowym środowisku prawnym wyjątkowe znaczenie (w kontekście całej przebudowy energetyki) ma regulacja szczegółowa dotycząca zmiany płatnika opłaty przesyłowej na rynku energii elektrycznej – z odbiorcy na wytwórcę (jest to potencjalnie główny mechanizm napędowy rozwoju całej energetyki prosumenckiej, innowacji przełomowej).

Potrzeba nadania spójności unijnym politykom/strategiom/regulacjom w horyzoncie 2050. W świetle mapy drogowej 2050, niekwestionowaną potrzebą w UE jest koordynacja regulacji prawnych w następujących obszarach.

1. Pierwszym obszarem jest system akcyzy na paliwa kopalne i energię, system opłat za uprawnienia do emisji CO_2 oraz system wspomagania OZE. Krótkie omówienie tej sprawy jest następujące: 1° – redukcja emisji CO_2 w horyzoncie 2050 o 80%, a w przypadku elektroenergetyki w skrajnym przypadku nawet o 95%, wynikająca z mapy drogowej 2050, oznacza eliminację paliw kopalnych, czyli utratę wpływów budżetowych państw członkowskich z akcyzy na energię i paliwa. Oznacza także eliminację ewentualnych wpływów (do budżetów państw członkowskich i/lub do budżetu unijnego) z opłat za uprawnienia do emisji CO_2, 2° – z drugiej strony, istniejące systemy (opłaty

za uprawnienia do emisji CO_2 w systemie ETS, kary za przekroczenia emisji CO_2 dla producentów samochodów, narodowe systemy wspomagania OZE, unijno-narodowe systemy ulg akcyzowych dla biopaliw, …) są coraz bardziej skomplikowane i niespójne wewnętrznie, 3˚ – brak jasnych rozwiązań równoważących utratę wpływów budżetowych państw członkowskich z akcyzy na energię i paliwa z jednej strony (p. 1˚) oraz niespójność podatków, opłat/kar za emisje CO_2 i wspomagania OZE (p. 2˚) z drugiej strony osłabia wiarygodność mapy drogowej 2050 w społeczeństwie UE.

2. Drugim obszarem jest inkorporacja kosztów środowiska do kosztów paliwa. Dlatego istnieje potrzeba przystąpienia do budowy spójnego/jednolitego przekazu publicznego, na przykład z wykorzystaniem, na starcie, koncepcji podatku „węglowego" (koncepcja powracająca co pewien czas, między innymi za przyczyną Banku Światowego, zbliżona do koncepcji inkorporacji kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliw kopalnych) i równoczesnej likwidacji wspomagania OZE. Na obecnym etapie rozwoju technologii OZE, taki system (wprowadzany stopniowo, dobrze zarządzany) nie powoduje już dla UE nadmiernego ryzyka wzrostu cen paliw i energii, a także zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.

3. Efektywnym/uniwersalnym rozwiązaniem jest inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliwa. Przy rynkowej cenie uprawnień do emisji CO_2 wynoszącej 15 €/t) wzrost cen energii pierwotnej (na rynku obejmującym wszystkie paliwa kopalne) wyniósłby około 4,5 €/MWh. Przychody państwa z inkorporacji (mające status podatku) wyniosłyby około 105% przychodów z akcyzy na paliwa transportowe. Widać zatem, że inkorporacja jest z praktycznego punktu widzenia (z punktu widzenia przychodów państwa i wydatków ponoszonych przez nabywców paliw i energii) całkowicie realistycznym (zrównoważonym) rozwiązaniem, o wielkim potencjale poprawy efektywności całej energetyki. Mianowicie, rozwiązaniem zapewniającym korzystną integrację obecnie nieskoordynowanych systemów, w tym umożliwiającą pokonanie bariery związanej z różnymi właściwościami energetyki wielkoskalowej i rozproszonej.

Synteza. Uwzględniając wymiary (społeczny, ekonomiczny, prawny) przebudowy energetyki podkreśla się, że rząd może – wykorzystując posiadane środki pomocowe w okresie 2014–2020 (tu zakłada się wykorzystanie około 20% z łącznych środków wynoszących 400 mld PLN, czyli wykorzystanie około 80 mld PLN – przeprowadzić II reformę energetyki (za pierwszą uznaje się tu reformę zrealizowaną w ramach przebudowy ustrojowej państwa w pierwszej połowie lat 90' ubiegłego wieku) bez ryzyka naruszenia bezpieczeństwa energetycznego, wyzwolić innowacyjność i spowodować, że po 2020 r. nowi interesariusze będą w stanie zapewnić ochronę bezpieczeństwa energetycznego bez wsparcia, czyli w konkurencyjnym środowisku, w pełni rynkowym. To będzie oznaczać, że energetyka wielkoskalowa (obecna) i prosumencka będą funkcjonować w jednolitym środowisku regulacyjnym,

tzn. inwestorzy nie będą mieli gwarancji zwrotu kapitału (będą ponosili ryzyko rynkowe), prosumenci będą z kolei ponosili ryzyko złych decyzji (w takim sensie jak obecnie ma to miejsce w zakresie zaspakajania potrzeb: mieszkaniowych, żywnościowych i innych, na silnie konkurencyjnych rynkach: budowlanym, samochodowym, AGD, komputerowym, żywnościowym i innych).

Reforma taka mogłaby doprowadzić do konwergencji, traktowanej w kategoriach masowego procesu, na niespotykaną dotychczas skalę, obejmującą: wykorzystanie energii elektrycznej do tradycyjnych celów (oświetlenie, AGD, przemysł i wiele innych obszarów), ale także w ciepłownictwie (pompa ciepła) i w transporcie (samochód elektryczny). Ponadto obejmującą wielki obszar efektywności użytkowania energii/paliw, produkcję żywności i produkcję energii w rolnictwie oraz biotechnologię (produkcja paliw, ochrona środowiska, GMO).

Szczególne znaczenie ma potencjalny program rewitalizacji zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) do standardu inteligentnego domu zero-energetycznego (z fotowoltaiczną instalacją *semi off grid*, z zasobnikiem energii elektrycznej) oraz modernizacji rolnictwa. Prosumenci, którzy bezpośrednio realizowaliby ten program i zarazem doświadczali jego skutków przeszliby najlepszą drogę rozwojową w bardzo ogólnym wymiarze. Zwłaszcza, że na tej drodze nabyliby umiejętności w zakresie wszechstronnego wykorzystania infrastruktury inteligentnej: do potrzeb zarządczych (w przestrzeni administracyjnej, w biznesie), do potrzeb technologicznych/technicznych (instalacje energetyczne), do potrzeb edukacyjnych (e-learning), do potrzeb związanych z bezpieczeństwem domu i mieszkańców (telemedycyna). Tym samym będą bardzo dobrze przygotowani w wymiarze indywidualnym do wyzwań, które niesie z sobą współczesny świat.

ENERGETYKA PROSUMENCKA 3 – róg obfitości

Kogeneracja prosumencka vs korporacyjne bloki podstawowe. Analizując pola doliny nocnej i szczytu wieczornego na rys. 5 i 6, dochodzi się (pośrednio) do wniosku, że problem doliny staje się dla energetyki korporacyjnej dramatyczny. Powodem jest fakt, że kogeneracja w całej energetyce prosumenckiej (we wszystkich jej segmentach) będzie wypierać na rynku w dolinie nocnej (podstawowe) bloki korporacyjne (będzie to wypieranie poprzez zaniżanie ich mocy, albo nawet poprzez wyłączenia). Na skutek tego ekonomika bloków korporacyjnych będzie się gwałtownie pogarszać (będzie następować obniżka sprawności bloków, pojawią się koszty odstawiania bloków).

Tabela 5 przedstawia w bardzo wyrazisty sposób wielki potencjał energetyki EP (obejmującej wszystkich obecnych odbiorców, od właściciela domu jednorodzinnego po zarząd KGHM, czyli rozumianej bardzo szeroko).

W wierszach 1 do 3, 12 i 15 podano zasoby „redukcyjne", pozostałe wiersze dotyczą zasobów produkcyjnych. W wierszach 1 do 5 oraz 12 i 14 do 16 podano grube oszacowania zasobów bilansowych (ograniczonych w sensie podażowym), które na obecnym etapie rozwoju technologii energetycznych są zarazem zasobami technicznymi. Zasoby wymienione w wierszach 1 do 3 oraz 12 są obecnie także zasobami ekonomicznymi. Zasoby wymienione w wierszach 4, 5 oraz 14 do 16 mogą się stać ekonomicznymi w krótkim czasie (w perspektywie 2020) pod wpływem wsparcia, albo w dłuższym czasie (w perspektywie 2030) pod wpływem regulacji środowiskowych (klimatycznych) i mechanizmów rynkowych.

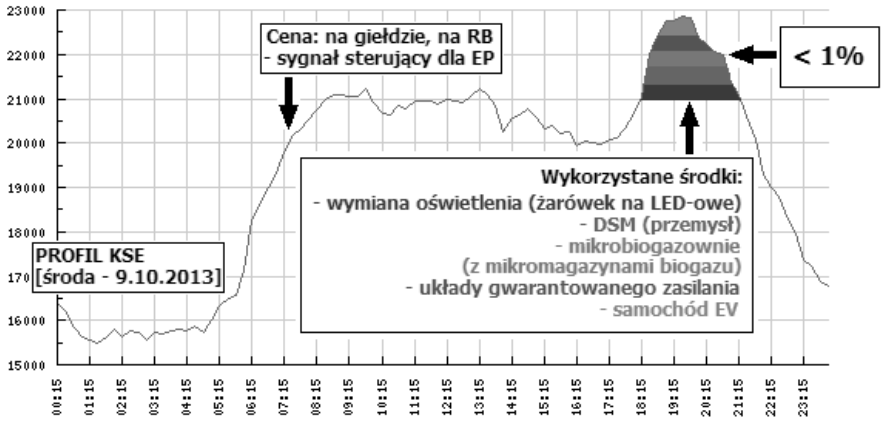
W innym ujęciu, mianowicie w kontekście rynku energii elektrycznej, róg obfitości jest przedstawiony na rys. 5. Rysunek prezentuje możliwości likwidacji problemów związanych ze szczytem w KSE. Na pewno należą do nich: wymiana żarówek tradycyjnych na ledowe, DSM w przemyśle, mikrobiogazownie z mikromagazynami biogazu (i przewymiarowanymi agregatami kogeneracyjnymi oraz zasobnikami ciepła), agregaty w układach gwarantowanego zasilania odbiorców, samochody elektryczne i wiele innych.

Przewyższenie szczytu wieczornego nad porannym na rys. 2 (środa, październik), to około 2 GW. Wymiana kilku mln żarówek 100 W i kilkunastu mln żarówek 60 W na ledowe umożliwiłoby zmniejszenie tego przewyższenia o 50%, a nawet więcej. Wykonanie takiego zadania w ciągu 2 najbliższych lat nie jest niczym trudnym (zwłaszcza jeśli rząd przeprowadziłby masową kompanię edukacyjną). A strona ekonomiczna przedsięwzięcia jest niezwykle atrakcyjna. Mianowicie, oświetlenie ledowe wymagałoby prosumenkich inwestycji w ciągu tych dwóch lat na poziomie około 300 mln PLN (w ciągu całego życia bloku węglowego 1 GW, kosztującego 7 mld PLN, byłoby to nie więcej niż 1,5 mld PLN). Dalej, opłacalność zastąpienia żarówki tradycyjnej 100 W żarówką ledową, liczona w całym czasie życia zarówki ledowej (40 tys. godzin) w cenach stałych jest bardzo wysoka, na pewno nie mniejsza niż 5-krotna (dla żarówki 60 W jest nieznacznie mniejsza niż dla żarówki 100 W).

Podkreśla się, że bloki węglowe, zwłaszcza klasy 1000 MW, które praktycznie stały się w Polsce w ostatnim czasie referencyjnymi, a które są zdecydowanie za duże w stosunku do KSE (jeszcze znacznie bardziej dotyczy to bloków jądrowych klasy 1600 MW), są całkowicie błędnym rozwiązaniem z punktu widzenia pokrycia zapotrzebowania szczytowego, a ponadto powodują wiele innych negatywnych następstw systemowych w KSE. W szczególności nie mieszczą się one w KSE w dolinie obciążenia (rys. 6) i muszą być w związku z tym „zaniżane" (dotyczy to bloków węglowych, bo jądrowe muszą pracować ze stałą mocą). Powoduje to silne pogorszenie ekonomii bloków (obniżenie ich sprawności), a zatem straty, które na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnych nie są brane pod uwagę.

Lp.	Technologia	Potencjał (2050)	
		moc szczytowa	energia
1	Modernizacja oświetlenia w gospodarstwach domowych (wymiana żarówek tradycyjnych na ledowe)	2 GW	4 TWh
2	DSM/DSR (przemysł)	2 GW	-
3	Głęboka termomodernizacja (zasoby mieszkaniowe i ogólnie budynkowe)	-	Możliwa redukcja zużycia ciepła: > 50% (> 150 TWhch)
4	Mikrobiogazownia *semi off grid* (w małotowarowym gospodarstwie rolnym)	3 GW	12 TWhel
5	Technologie utylizacyjne (miasta/gminy)		> 30 TWhch
6	Pompa ciepła (budynki)		
7	Kolektor słoneczny (funkcje rozszerzone na ogrzewanie budynków)		
8	Ogniwo PV (budynki)		
9	Mikrowiatrak (mała architektura)		
10	Kogeneracja gazowa 1 (budynki)		
11	Kogeneracja gazowa 2 (mali i średni przedsiębiorcy)		
12	Modernizacja technologiczna, w tym procesowa (przemysł)		Możliwość zwiększenia produkcji – przy obecnym zużyciu energii elektrycznej: 50 do100%
13	Kogeneracja gazowa 3 (przemysł)		
14	Biogazownia (rolnictwo energetyczne) (przedsiębiorcy – wielkotowarowe przedsiębiorstwa rolne)	10 GW	Możliwe wykorzystanie 3 mln ha, 240 TWhch (90 TWhel + 90 TWhc)
15	Car sharing, EV (transport)		Możliwa redukcja zużycia paliw transportowych: > 50% (> 100 TWhch)
16	UZG – układy zasilania gwarantowanego (agregaty prądotwórcze)	1 GW	+0,1 TWh/–0,3 TWhch

Tab. 5. Ekspercki ranking prosumenckich zasobów i technologii referencyjnych (potencjały redukcyjne i wytwórcze na trzech rynkach: energii elektrycznej, ciepła, transportu), opracowanie własne



Rys. 5. Przykładowe możliwości prosumenckiej „odpowiedzi" na antycypowany deficyt mocy po 2015 roku (spowodowany dyrektywą 2010/75), opracowanie własne

Oprócz kogeneracji na gaz ziemny (AG w przemyśle, ciepłownictwo, segment budynkowy energetyki prosumenckiej) potencjalnym zagrożeniem są biogazownie. Mianowicie potencjalna moc elektryczna biogazowni dla zasobów gruntów ornych możliwych do wykorzystania w rolnictwie energetycznym, wynoszących 3 mln ha, wynosi 10 GW (czyli wyraźnie przewyższa zdolności absorpcyjne KSE).

Rys. 6. Problem braku miejsca dla bloków korporacyjnych (podstawowych: jądrowych, gazowych combi, węglowych na węgiel brunatny, węglowych na węgiel kamienny) w dolinie nocnej, opracowanie własne

Ujawniający się dynamicznie potencjał energetyki prosumenckiej. Zapowiedź nadchodzących kłopotów elektroenergetyki korporacyjnej dają następujące przykładowe inwestycje zrealizowane/realizowane (2013–2015) w energetyce przemysłowej. ***PKN Orlen*** realizuje łańcuch wartości obejmujący inwestycje w użytkowanie oraz w wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby własne (i na rynek, ok. 50%) oraz ciepła do celów procesowych. W wyniku już w końcu 2015 roku rozpocznie pracę blok combi 463 MW

(potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 3,5 TWh). ***KGHM*** realizuje łańcuch wartości obejmujący inwestycje w użytkowanie i wytwarzanie energii elektrycznej. W rezultacie zużycie energii elektrycznej w 2012 roku wyniosło 2,5 TWh vs 4 TWh/a w wariancie *bussines as usual*, a w 2013 roku uruchomiono bloki *combi* 2x45 MW (potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 0,7 TWh). ***Stora Enso*** (Ostrołęka, producent wyrobów drzewnych i papierniczych) realizuje łańcuch wartości obejmujący produkcję energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji oraz utylizację odpadów (w procesie współspalania z węglem): wykorzystanie własnych odpadów (kora + biogaz i osady włókniste z przemysłowej oczyszczalni ścieków) oraz z rynku, ze sprawnością 17% + 70% dla energii elektrycznej i ciepła, odpowiednio. W ramach działań charakterystycznych dla tego łańcucha wybudowano blok kogeneracyjny wielopaliwowy (36+164) MW (moce elektryczna i cieplna, odpowiednio); w 2013 roku był realizowany ruch gwarancyjny bloku (potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 0,3 TWh). ***Koksownia Przyjaźń*** (roczna produkcja koksu 3 mln ton) realizuje łańcuch wartości obejmujący bloki kogeneracyjne opalane gazem koksowniczym (istnieją 3 bloki o łącznej mocy elektrycznej 39 MW). W budowie (grudzień 2011–czerwiec 2014) jest blok o mocy elektrycznej 71 MW (blok zapewni wykorzystanie produkcji gazu koksowniczego 40 tys. m^3/h).

Zainstalowana w okresie 2013–2015 łącznie moc elektryczna energetyki prosumenckiej w segmencie AG (energetyka przemysłowa), tylko w wyszczególnionych przypadkach, wynosi 660 MW. Jest to przy tym praktycznie moc dyspozycyjna, co oznacza, że z niewielkim nadmiarem (100 MW) kompensuje ubytek mocy dyspozycyjnej w całej energetyce WEK (węglowej, gazowej i wiatrowej).

Odrębną sprawą jest pobudzona w ostatnich latach aktywność przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie budowy gazowych (rzadko węglowych) źródeł kogeneracyjnych. Liderami w tym zakresie są w Polsce przedsiębiorstwa korporacyjne (w obszarze ciepłownictwa): PEC Siedlce oraz ECO Opole. Przedsiębiorstwa te uruchomiły w latach 2012 i 2013 około 50 MW (PEC Siedlce – 35 MW, ECO Opole – 15 MW). Moce te zalicza się tu do zasobów okresu 2014–2020, bo zostały one (na ogół) wyłączone z eksploatacji w krótkim czasie po uruchomieniu ze względu na niekorzystną zmianę uregulowań prawnych (zmiana uregulowań spowodowała ponadto „zamrożenie" wielu inwestycji, np. w ECO Opole są to inwestycje w źródła kogeneracyjne o mocy elektrycznej około 20 MW). Oczywiście, zaliczenie źródeł kogeneracyjnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które są przedsiębiorstwami korporacyjnymi, do potencjału energetyki prosumenckiej ma charakter przejściowy w długotrwałym procesie przebudowy energetyki (tak będzie do czasu, dopóki będą istniały sieciowe systemy ciepłownicze). Argumentem przemawiającym za takim zakwalifikowaniem jest fakt, że przedsiębiorstwa ciepłownicze realizują podobne łańcuchy wartości jak prosumenci (wysokosprawna kogene-

racja), i są na rynku „blisko" prosumentów. Jest to zupełnie inna sytuacja niż w przypadku energetyki wiatrowej IPP.

Potencjał zasobów energetyki prosumenckiej w postaci (elektrycznych) źródeł wytwórczych w jej segmencie AG, a także w ciepłownictwie można (należy) uzupełnić o liczne dalsze zasoby. Poniżej przedstawiono cztery z nich, zarówno po stronie podażowej jak i popytowej, należące niewątpliwie do zasobów najbardziej charakterystycznych. Są to:

1. Modernizacja oświetlenia na szeroką skalę jest najszybszym sposobem wejścia Polski w proces masowego pobudzenia rozwoju energetyki prosumenckiej, jednocześnie najprostszą i niezwykle skuteczną alternatywą dla bloków węglowych. Obniżka cen „żarówek" led, nie mniejsza niż 50% w ciągu ostatnich dwóch lat, charakterystyczna dla masowych rynków energetyki prosumenckiej, daje w radykalnej wersji potencjał obniżki wieczornego zimowego szczytu obciążenia nawet o 2,3 GW (uwzględniając tylko oświetlenie w gospodarstwach domowych, bez pozostałych segmentów oświetlenia[1]). To oznacza zmianę jakościową profilu KSE polegającą na tym, że w godzinach dotychczasowego wieczornego, zimowego szczytu obciążenia możemy mieć „płytką" (lokalną) dolinę.

2. Mikrobiogazownie – z mikromagazynem biogazu, pracujące w trybie *semi off grid* – stanowią najbardziej atrakcyjny zasób energetyki prosumenckiej na terenach wiejskich w aspekcie elastyczności ruchowej, ale także modernizacji obszarów wiejskich (reelektryfikacja). Również pod względem bilansowym (w aspekcie bilansu krajowego) jest to bardzo atrakcyjny segment energetyki prosumenckiej, co wynika z liczby gospodarstw rolnych, w których mogą być zainstalowane mikrobiogazownie. Mianowicie, jest to 225 tys. małotowarowych gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek mikrobiogazowni kontenerowych (prefabrykowanych) o mocy elektrycznej 10÷20 kW (powierzchnia gospodarstwa 10 do 20 ha). Ponadto, jest to 95 tys. towarowych gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek minibiogazowni o mocy elektrycznej 20÷50 kW (powierzchnia gospodarstwa 20 do 50 ha). Potencjał tego segmentu szacuje się, w przeliczeniu na roczną produkcję energii elektrycznej, na około 25 TWh. Wykorzystanie w połowie tego potencjału zapewniłoby zbilansowanie całego zużycia energii elektrycznej na obszarach wiejskich na cele gospodarstw domowych i rolnictwa (około 12 TWh).

3. Układy zasilania gwarantowanego (UZG), zwłaszcza agregaty prądotwórcze, stanowią po stronie energetyki prosumenckiej konkurencję dla usługi zimnej rezerwy (elektrownie kondensacyjne) w energetyce WEK, na którą operator OSP (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) ogłosił po raz pierwszy przetarg w 2013 roku (i podpisał pierwszą umowę). Sumę mocy agregatów prądotwórczych w dotychczasowych (tradycyjnych) układach gwarantowanego zasilania (u odbiorców) szacuje się na około 1000 MW. Wykorzystanie

[1] Takich jak: oświetlenie zewnętrzne w miastach i w gminach, oświetlenie dróg, w tym autostrad, oświetlenie hal fabrycznych, oświetlenie biurowców, marketów, itd.

tego zasobu jest uwarunkowane rozwojem rynku usług prosumenckich dla operatorów OSD, zarządzanych za pomocą infrastruktury *smart grid* EP. Próg opłacalności usługi określa koszt zmienny paliwa, który wynosi około 1500 PLN/MWh (olej napędowy, sprawność agregatu około 30%). Czynnikiem przyspieszającym wykorzystanie zasobu w postaci UZG mogą (powinni) być agregatorzy usługi realizowanej za jego pomocą. Istnieje wiele firm, które potencjalnie mogą być, w sensie podmiotowym, agregatorami. (Firmą taką jest na przykład Horus-Energia – dostawca około 1300 agregatów prądotwórczych na rynek polski, o łącznej mocy elektrycznej ponad 300 MW, zarazem serwisant tych agregatów).

4. Odrębną sprawą jest DSM/DSR w przemyśle. Koncepcja tej usługi, mająca kolebkę w USA, jest znana od dziesięcioleci. Sama usługa jest wykorzystywana w wielu krajach, w zróżnicowanej postaci. W Polsce operator OSP ogłosił na nią pierwszy przetarg i podpisał pierwszą umowę, w 2013 roku, z przedsiębiorstwem z obszaru energetyki WEK (z elektrownią kondensacyjną na węgiel brunatny). W reakcji na taki rozwój sytuacji FOEEiG (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, stowarzyszenie grupujące odbiorców przemysłowych) powołało Zespół ds. usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych, którego zadaniem jest oszacowanie potencjału DSM/DSR w tym segmencie i zbudowanie oferty usługi dla operatora OSP. Podkreśla się, że potencjał usługi DSM/DSR ogólnie (na świecie) jest bardzo silnie zależny od wynagrodzenia za tę usługę, najczęściej wyrażanego w postaci opłaty za gotowość redukcji mocy w okresie rocznym, np. w PLN/(MW·rok). Podkreśla się, że tak wynagradzana gotowość jest ściśle zestandaryzowana (określone są między innymi: procedury operatorskie związane z aktywacją i poleceniem wykonania usługi, a także: maksymalny czas trwania pojedynczej redukcji, maksymalna liczba redukcji na dobę, maksymalna liczba redukcji w roku, inne parametry). Realistyczny potencjał DSM/DSR przekracza w Polsce nawet 2000 MW, przy cenie za usługę sięgającej 0,5 mln PLN/(MW·rok)[1].

Potencjał rolnictwa energetycznego. Dalej przyjmuje się, że 1 mln ha jest jednostką „obliczeniową" charakterystyczną dla zasobów rolnictwa energetycznego (jednostkę tę wprowadza się, aby uniknąć w tym miejscu dyskusji odnośnie tego, jaka rzeczywiście jest dostępna powierzchnia, którą można przeznaczyć pod uprawy energetyczne). Otóż, obecnie osiągalna energia pierwotna z 1 mln ha gruntów wynosi (bez stosowania GMO) około 8 mld m^3 biometanu, inaczej jest to około 80 TWh energii chemicznej. Czyli pod względem energii chemicznej produkcja z 1 mln ha jest równoważna 13,7 mln ton węgla (energetycznego, wskaźnikowego), 8 mld m^3 gazu ziemnego, lub 7 mln ton paliw transportowych. Jeśli jednak rozważamy rynki końcowe, w tym regulacje dyrektywy 2009/28 dotyczące samochodu elektrycznego oraz pompy ciepła, to sytuacja diametralnie się zmienia.

[1] Oszacowanie podaje się wyłącznie jako bardzo zgrubną ilustrację. Należy przyjąć, że działania FOEEiG doprowadzą w krótkim czasie do zwiększenia wiarygodności oszacowania.

Poniżej przedstawiono trzy progresywne technologie, bazujące na zasobach rolniczych, które można sukcesywnie wdrażać praktycznie od zaraz. Są to następujące technologie: produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, kogeneracja wirtualnie zintegrowana z samochodem elektrycznym i kogeneracja wirtualnie zintegrowana z pompą ciepła. Wykorzystanie tych technologii daje w przypadku zasobów rolniczych wynoszących 1 mln ha następujące wyniki:

1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji: 80·(0,35+0,50) TWh, czyli 28 TWh energii elektrycznej i 40 TWh ciepła, łącznie 68 TWh. Praktycznie jest to 70% całego polskiego celu dotyczącego udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym (cel dla Polski wynosi 15%, co przekłada się na nieco mniej niż 100 TWh).

2. Kogeneracja plus samochód elektryczny: 80·(0,35·2,5+0,50) = 70 TWh „zaliczone" na rynku energii elektrycznej (na rynku transportu) + 40 MWh ciepła, łącznie 110 TWh, czyli więcej niż wynosi cały polski cel. (współczynnik 2,5 wynika bezpośrednio z dyrektywy 2009/28).

3. Kogeneracja plus pompa ciepła (do oszacowania przyjęto sprawność pompy ciepła na poziomie 3): 80·(0,35·3+0,50) = 84 TWh ciepła z pompy ciepła + 40 TWh ciepła z kogeneracji, łącznie 124 TWh, czyli istotnie więcej niż wynosi cały polski cel.

Na zakończenie uwag dotyczących zasobów rolnictwa energetycznego widzianych współcześnie przedstawia się interesujące oszacowanie wynikające ze spojrzenia retrospektywnego na te zasoby, uwzględniającego fakt, że rolnictwo zawsze było „kompozycją" rolnictwa żywnościowego i energetycznego (to ostatnie obejmowało hodowlę zwierząt pociągowych, w szczególności koni). Zgodnie z tym oszacowaniem do wyżywienia konia potrzebna jest jednostka paszowa wynosząca ok. 1,5 ha. Na tę jednostkę składa się 0,8 ha pastwiska (zielonka plus siano) oraz ok. 1,8 tony owsa rocznie, czyli plon owsa z około 0,7 ha (przy wydajności plonów 2,5 t/ha). W 1951 roku pogłowie koni wynosiło 2 800 000 sztuk, a do produkcji paszy wykorzystywano 4,3 mln ha.

Siła technologii fabrycznych. Poniżej siłę tę przedstawia się na przykładzie zautomatyzowanej produkcji kolektorów słonecznych w **firmie (polskiej) Watt**. Firma (fabryka) powstała od „zera" i w ciągu kilku lat (6 lat) uzyskała pozycję lidera w Europie na rynku produkcji kolektorów słonecznych, płaskich i próżniowych. W maju 2011 r. nastąpiło oficjalne uruchomienie w Sosnowcu fabryki kolektorów WATT o sprawności do 85%. W fabryce można produkować na zautomatyzowanych liniach przemysłowych 2500 m^2 kolektorów dziennie (prawdopodobnie najnowocześniejszych na świecie). Na razie fabryka produkuje kolektory niestety głównie na eksport. Inwestycja ta kosztowała 55 mln zł, przy tym uzyskane środki unijne zapewniły sfinansowanie 33% nakładów inwestycyjnych.

Załóżmy, że 10-letnia (narastająca do 2020 roku) produkcja kolektorów wyniesie 5 mln m^2 (założenie bardzo ostrożne). W takim razie roczna produkcja ciepła, liczona jako efekt tej produkcji, to około 3 TWh[1]. W kontekście Pakietu 3x20 oznacza to trzy bardzo istotne efekty. Są one następujące.

1. Roczna produkcja energii odnawialnej wynosząca około 0,5% w stosunku do wszystkich trzech rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) pozwoli realizować ponad 3% polskiego celu dotyczącego energii odnawialnej.

2. Roczne wypieranie emisji CO_2 z pieców/kotłowni węglowych wynoszące około 1,5 mln ton pozwoli realizować około 2,5% drugiego polskiego celu (dotyczącego redukcji emisji CO_2).

3. Roczna redukcja zużycia paliw kopalnych (węgla) wynosząca około 5,3 TWh, lub inaczej wyparcie z rynku prawie 0,75 mln ton węgla (efekt wypierania źródeł ciepła o niskiej sprawności) pozwoli realizować prawie 3% trzeciego polskiego celu (dotyczącego redukcji paliw kopalnych).

Jeszcze bardziej spektakularne wnioski się nasuwają, jeśli budowaną fabrykę kolektorów i potem „darmową" produkcję ciepła rozpatrywać w kontekście potrzebnej nowej kopalni, gdyby fabryka kolektorów nie została zbudowana. Musiałaby to być kopalnia o rocznym wydobyciu 0,75 mln ton, której za 55 mln zł żaden inwestor nie wybuduje, w dodatku w ciągu niecałego roku (czas budowy fabryki w Sosnowcu). A przecież porównanie musi uwzględnić oprócz budowy kopalni także budowę kotłowni węglowych, i konieczność corocznego wydobycia 0,75 mln ton węgla.

Obszary potencjalnej polskiej konkurencyjności w energetyce prosumenckiej. Z jednej strony potencjalna przewaga konkurencyjna Polski w wielu obszarach jest niekwestionowana, ale też widać, że przewaga ta jest bardzo szybko tracona. Jednym z najważniejszych powodów jest zaniechanie polegające na braku działań na rzecz koniecznego szybkiego odejścia od oficjalnej polityki energetycznej [1]. Innym powodem jest brak odpowiednich regulacji prawnych i zła praktyka stosowania istniejących regulacji.

Poniżej przedstawia się główne obszary polskiej przewagi konkurencyjnej, która ma bardzo zróżnicowane podstawy. Ponadto, ważne jest to, że te podstawy występują na obszarach wymagających głębokiej restrukturyzacji (rolnictwo, budownictwo, transport). Wreszcie ważne jest, że są to także obszary (przemysł ICT, *smart grid* EP – oddolny, rozproszony), dla których Polska ma nowoczesne kadry: młode, dobrze przygotowane i o dużym jeszcze potencjale motywacji możliwym do wykorzystania.

1. ***Rolnictwo energetyczne.*** W pierwszym etapie (zwłaszcza do 2020 roku) możliwa jest restrukturyzacja rolnictwa i modernizacja wsi za pomocą mikrobiogazowni i biogazowni. W następnym etapie (w całej trzeciej dekadzie)

[1] Przyjęto sprawność eksploatacyjną kolektora równą około 60%, tzn. istotnie mniejszą od maksymalnej.

możliwa jest kontynuacja unowocześniania rolnictwa i wsi za pomocą biorafinerii (paliwa drugiej generacji).

2. *Budownictwo.* Wykorzystując dane dotyczące budownictwa na świecie i w Polsce (w tym polskie bilanse energetyczne) można oszacować, że budownictwo (potrzeby bytowe ludności w mieście i na wsi, szeroko rozumiane usługi) jest odpowiedzialne w Polsce za roczną konsumpcję wynoszącą około 55 TWh energii elektrycznej, kupowanej przez odbiorców końcowych. Dołączając do tego ciepło (roczne zużycie około 240 TWh), udział budownictwa w całkowitym zużyciu energii pierwotnej w Polsce można oszacować na około 40% (około 450 TWh). Są zatem podstawy, aby polski potencjał w zakresie redukcji zużycia energii w budownictwie (przekształcenia budownictwa w niskoenergetyczne) ocenić jako unikatowy w całej Europie. Wykorzystanie tego potencjału tworzy rynek popytowy dla nowego zróżnicowanego przemysłu.

3. *Przemysł URE (1)*. Głównymi produktami/wyrobami, za pomocą których polski przemysł OZE/URE może jeszcze budować swoją przewagę konkurencyjną są: kolektory słoneczne, pompy ciepła (do ogrzewania i chłodzenia, zasilane energią elektryczną z OZE), mikrowiatraki, słoneczne systemy hybrydowe (połączenie ogniwa PV i kolektora słonecznego). Przykładem budowania polskiej przewagi konkurencyjnej w przypadku kolektorów słonecznych jest firma Watt. O znaczeniu firmy na rynku globalnym może świadczyć potencjał jej produkcji. Otóż jej produkcję w ciągu najbliższych 10 lat można szacować na około 2% całej dotychczasowej produkcji kolektorów słonecznych na świecie. Nie ma na razie tak spektakularnych przykładów w przypadku pomp ciepła i mikrowiatraków. Są jednak już przykłady polskich minifabryk produkujących pompy ciepła i mikrowiatraki. Pojawiają się także zgłoszenia patentowe, co świadczy o potencjale innowacyjności. W przypadku energetyki mikrowiatrowej rośnie gwałtownie liczba nowych inwestorów/przedsiębiorców, starających się zająć dobrą pozycję na rynku (produkcja komponentów, produkcja zestawów, doradztwo inwestycyjne, instalatorstwo, serwis instalacji).

4. *Przemysł URE (2).* Odrębną sprawą jest potencjał budowy przewagi konkurencyjnej w zakresie produkcji małych agregatów kogeneracyjnych na paliwa gazowe, jak mikrobiogazownie, agregaty kogeneracyjne na gaz ziemny, na metan z odmetanowania kopalń, na biogaz z wysypisk śmieci, na biogaz z małych oczyszczalni ścieków – do 1000 m^3 na dobę. Jest to potencjał, który wiąże się bezpośrednio ze skokowym rozwojem w Polsce w ostatnim dwudziestoleciu przemysłu silników spalinowych. W przypadku rozwoju rynku samochodów elektrycznych przemysł ten znajdzie się w trudnej sytuacji. Jego restrukturyzacja może być z jednej strony czynnikiem budowy przewagi konkurencyjnej w zakresie produkcji małych agregatów kogeneracyjnych, i równocześnie jednym z rozwiązań łagodzących trudności związane z przeinwestowaniem przemysłu silników spalinowych z drugiej strony. Potencjał

tego łagodzenia jest niestety bardzo ograniczony (np. moc zainstalowana w silnikach samochodowych w Polsce wynosi ponad 1000 GW, czyli jest 30 razy większa od mocy zainstalowanej w źródłach WEK).

5. ***Przemysł ICT (1).*** Przemysł ten był w ostatniej dekadzie jednym z najdynamiczniej rozwijających się w Polsce. Bardzo ważnym segmentem tego przemysłu, z punktu widzenia innowacyjnej energetyki, jest produkcja ogniw fotowoltaicznych. Przykładem możliwości produkcji ogniw fotowoltaicznych jest uruchomienie produkcji w zakładzie Jabil w Kwidzynie. Warto tę produkcję (w 2010 roku wyniosła ona 600 MW) porównać z produkcją światową. Otóż na świecie w 2010 roku wyprodukowano ogniwa fotowoltaiczne o łącznej mocy około 40 GW (Chiny – około 30%, Europa – około 25%, Japonia – około 15%). To oznacza, że produkcja zakładu Jabil stanowiła około 1,5% produkcji światowej.

6. ***Przemysł ICT (2)***. Drugim kluczowym, z punktu widzenia innowacyjnej energetyki, segmentem przemysłu ICT są urządzenia i oprogramowanie dla potrzeb infrastruktury *smart grid* EP. Są to na przykład mikrosterowniki inteligentnych domów zero-ergetycznych, „interfejsy" do łączenia źródeł rozproszonych z elektroenergetyczną siecią rozdzielczą, urządzenia AMI, okablowanie światłowodowe i wiele innych produktów. W tym segmencie polski przemysł ICT i polscy elektronicy oraz informatycy mają niekwestionowany potencjał konkurencyjności.

7. ***Segment paliwowy LPG.*** Polski rynek LPG (sprzedaż roczna wynosząca prawie 2,5 mln ton) jest jednym z największych na świecie i jednym z najbardziej konkurencyjnych. Roczna energia pierwotna pochodząca z tego segmentu paliwowego wynosi ponad 30 TWh, czyli około 3% całego polskiego rynku (energii pierwotnej). Podkreśla się przy tym, że LPG jest paliwem o bardzo dużej efektywności konwersji energii pierwotnej na energię końcową (rozumianą zgodnie z dyrektywą 2009/28). W rezultacie udział LPG w polskim runku końcowym energii można szacować na około 5%. Ponadto, LPG jest jednym z najbardziej uniwersalnych paliw. W Polsce jest stosowanym obecnie głównie w transporcie oraz do produkcji ciepła na terenach wiejskich. Ale jest to również potencjalne paliwo dla kogeneracji rozproszonej na terenach wiejskich. Może być wykorzystane także jako paliwo do napędu gazowych pomp ciepła.

REKOMENDACJE

Doktryna energetyczna. Istotą energetyki prosumenckiej jest odpowiedzialność prosumenta za swoją sytuację energetyczną, która jest już możliwa dzięki nowym technologiom. To pociąga za sobą, w tendencji, redukcję interwencjonizmu państwowego, korporacjonizmu i subsydiaryzmu. W praktyce horyzont 2020 (koniec unijnego okresu budżetowego, dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki) jest granicznym horyzontem ulg (w zakresie ponoszenia kosztów zewnętrznych) dla energetyki WEK i wsparcia dla energetyki OZE. **Dlatego pożądana doktryna, porządkująca skutecznie działania w polskiej energetyce powinna orzekać, że na przełomie obecnej dekady nastąpi wyłączenie energetyki ze sfery specjalnych wpływów politycznych.**

Opłata przesyłowa na rynku energii elektrycznej. Krytyczne znaczenie (w kontekście całej przebudowy polskiej energetyki) ma regulacja szczegółowa dotycząca zmiany płatnika opłaty przesyłowej na rynku energii elektrycznej – z odbiorcy na wytwórcę. Regulacja taka miałaby walor siły sprawczej (głównego mechanizmu napędowego) rozwoju całej energetyki prosumenckiej, rozpatrywanej w kategoriach innowacji przełomowej.

Strategiczny program rozwojowy. Krajowy program rozwojowy obejmujący rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) do standardu inteligentnego domu zero-energetycznego (z fotowoltaiczną instalacją *semi off grid*, z zasobnikiem energii elektrycznej) oraz modernizację rolnictwa za pomocą technologii utylizacyjno-energetycznych ma walor trwałego programu prorozwojowego o masowym oddziaływaniu. Program taki mógłby się stać celem cywilizacyjnym dla Polski, stanowić najsilniejszy czynnik przyspieszenia edukacyjnego całego społeczeństwa w zakresie użytkowania nowych technologii (w tym zaawansowanej inteligentnej infrastruktury).

Systemy wsparcia. Polska dysponuje wystarczającymi środkami wsparcia (20% środków unijnych w perspektywie 2014–2020) do zrealizowania proponowanej doktryny energetycznej (bez zagrożenia konkurencyjności polskiej gospodarki spowodowanego nadmiernym wzrostem cen energii/paliw). Wynika to z aktualnie kształtującej się luki finansowej inwestycji prosumenckich, którą tu szacuje się bardzo grubo na: 10% na rynku ciepła, 20 % na rynku energii elektrycznej i 30% na rynku samochodów elektrycznych. Wartości tej luki szybko się zmniejszają pod wpływem wzrostu rynków. Aby osiągnąć cel trzeba jednak radykalnie zwiększyć efektywność wykorzystania dostępnych środków.

Źródła

1. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.* Ministerstwo Gospodarki. Listopad 2009.
2. *Optymalny miks energetyczny dla Polski do roku 2060.* Model DAS. Wersja 1.3 Warszawa, 28 maja 2013 (wersja robocza). Kancelaria Prezesa RM RP, Departament Analiz Strategicznych.
3. *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka.* Pod redakcją L. Nehrebeckiego. WNT. Warszawa 1992.
4. Chlebowski K. *Innowacje w energetyce. Dlaczego włączanie OZE do systemu energetycznego niszczy ich innowacyjny potencjał.* Portal CIRE.pl.
5. Popczyk J. E*nergetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej.* Polski Klub Ekologiczny. Warszawa 2011.
6. Wilczyński M. *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce.* Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa 2013.
7. Greenspan A. *Era zawirowań. Krok w nowy wiek.* Warszawskie Wydawnictwo Literackie MUZA, Warszawa 2008.
8. *Time*. 10.10.2011 r.
9. *Time*. 21.11.2011 r.
10. *Financial Times.* 15–16.02.2014 r.
11. *New Energy Finance*. Agencja Bloomberg, Listopad 2011.
12. *Solar Generation. Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World*. European Photovoltaic Industry Association 6/2011

Akronimy

OZE, URE, WEK, EP – odnawialne źródła energii, urządzenia rozproszonej energetyki, wielkoskalowa energetyka korporacyjna, energetyka prosumencka.

KSE, RB – krajowy system elektroenergetyczny, rynek bilansujący

PME, PISE, AG – prosumencka mikroinstalacja energetyczna, prosumencka inteligentna sieć elektroenergetyczna, autogeneracja (przemysł).

MOA – układ hybrydowy obejmujący mikrowiatrak, ogniwo PV, akumulator.

PμB, PmB, PIB – prosumencka instalacja mikrobiogazowa, prosumencka instalacja minibiogazownia, prosumencka instalacja biogazowa (akronimy PμB, PmB, PIB są zastosowane lokalnie, w innych opracowaniach autor ich nie stosuje).

sieć nN, sieć SN – sieć niskiego napięcia, sieć średniego napięcia.

OSP, OSD – operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego.

TPA, DSM, ETS, LCC (LCA) – *Third Party Access* (zasada dostępu stron trzecich do sieci), *Demand Side Management* (zarządzanie profilem zapotrzebowania), *EU Emissions Trading Scheme* (rynek uprawnień do emisji CO_2), *Life Cycle Cost, Life Cycle Assessment* (podejście – koncepcyjne i analityczne – do efektywności energetycznej, obejmujące użytkowanie i wytwarzanie energii, uwzględniające cały okres życia produktu „od kołyski do grobu").

CCS, IGCC – *Carbon Capture and Storage, Integrated Gasification Combined-Cycle.*

AMI – *Advanced Metering Infrastructure* (inteligentne liczniki).

ICT – *Information and Communication Technology* (szeroko rozumiany przemysł elektroniczny, teleinformatyczny).

EV – *Electric Vehicle* (samochód elektryczny).

PKB – produkt krajowy brutto.

WPR –Wspólna Polityka Rolna.

ZAŁĄCZNIKI

Na uzasadnienie sformułowanych powyżej rekomendacji składa się dwanaście załączników prezentujących wybrane zagadnienia, charakterystyczne z punktu widzenia potrzeby i możliwości przebudowy energetyki: od WEK do prosumenckiej.

Zał. 1. SEGMENTACJA ENERGETYKI WEK

Przedstawiona syntetyczna segmentacja energetyki WEK (opis „sektorów energetycznych", nazywanych też, zwłaszcza w przeszłości, „branżami"), ze szczególnym zaakcentowaniem elektroenergetyki, ma na celu stworzenia bazy odniesienia (punktu wyjścia) do analiz dotyczących energetyki prosumenckiej.

Elektroenergetyka

1. Newralgiczną częścią systemu elektroenergetycznego, najbardziej skomplikowanego wśród wszystkich systemów technicznych, jest system przesyłowy. W aspekcie przedmiotowym są to sieci przesyłowe wraz z KDM (Krajowa Dyspozycja Mocy). Sieci przesyłowe, to: jedna linia 750 kV o długości 114 km (obecnie nieczynna); 74 linie 400 kV o łącznej długości 5,5 tys. km; 167 linii 220 kV o łącznej długości 8 tys. km; 100 stacji transformatorowo-rozdzielczych NN. W aspekcie podmiotowym elektroenergetyczny system przesyłowy, to PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, operator przesyłowy) – jednoosobowa spółka skarbu państwa.
2. Wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż energii elektrycznej. W tym obszarze funkcjonują w szczególności 4 wielkie grupy kapitałowe, w tym 3 notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowane przez państwo (PGE, Tauron, Enea) i jedna (Energa) funkcjonująca w postaci jednoosobowej spółki skarbu państwa.
3. Poza 4 wielkimi Grupami, obejmującymi wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej, istnieją przedsiębiorstwa wytwórcze: Zespół Elektrowni PAK (Pątnów, Adamów, Konin), spółka notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowana przez polski kapitał prywatny, a także kilka przedsiębiorstw wytwórczych należących do globalnych firm energetycznych (EdF, GdF Suez, …).
4. W kontekście przedmiotowym wytwarzanie, to przede wszystkim 15 elektrowni z 90 blokami wytwórczymi – na węgiel kamienny i brunatny – o mocy jednostkowej 200 MW i większej: 360, 450, 850 MW (elektrownie na węgiel brunatny są powiązane technologicznie z kopalniami na węgiel brunatny o rocznym wydobyciu około 70 mln ton), a także 5 elektrociepłowni z blokami gazowo-parowymi o elektrycznej mocy jednostkowej od 65 do 230 MW. Dystrybucja, to 32 tys. km linii 110 kV, 1300 GPZ (główne punkty zasilające, inaczej stacje transformatorowo-rozdzielcze 110kV/SN), 300 tys. km linii SN, 200 tys. stacji SN/nN, 400 tys. km linii nN. Sprzedaż, to roczny wolumen sprzedaży energii elektrycznej wynoszący około 115 TWh (przy produkcji brutto, obejmującej potrzeby własne bloków wy-

twórczych i starty sieciowe, wynoszącej około 160 TWh). Udział ludności (16 mln odbiorców) wynosi w tym wolumenie około 30%.

5. Wielkoskalowa energetyka OZE. Obecnie praktycznie cała energia elektryczna jest produkowana w źródłach wielkoskalowych. Współspalanie (około 10% biomasy dodawanej do węgla), będące zaprzeczeniem rozwoju zrównoważonego, mające w 2011 roku udział w produkcji OZE wynoszący 45%, to energetyka korporacyjna. Uruchomienie w końcu 2012 roku dwóch bloków biomasowych 200 MW każdy (bloki Szczecin i Połaniec; biomasa w przypadku takich bloków stanowi 100% paliwa) zwiększa radykalnie dominację energetyki korporacyjnej w zakresie zdolności produkcyjnych źródeł OZE (pogłębia niezrównoważony rozwój). Również wielkie elektrownie wodne, wybudowane w przeszłości, należą do energetyki korporacyjnej. Wielkoskalowa energetyka wiatrowa (farmy wiatrowe z turbinami 2÷3 MW), o łącznej mocy ponad 3 GW praktycznie w całości została natomiast zbudowana w ostatnich 10 latach przez niezależnych wytwórców (prywatnych inwestorów).

Ciepłownictwo

1. Ciepłownictwo WEK, to wielkie systemy ciepłownicze, czyli wielkie elektrociepłownie „zawodowe" (powiązane ściśle z elektroenergetyką) zasilające wielkie sieci ciepłownicze w aglomeracjach miejskich (warszawskiej, śląskiej, łódzkiej, krakowskiej, trójmiejskiej, wrocławskiej, poznańskiej, bydgoskiej, szczecińskiej, …). Podkreśla się, że takie ciepłownictwo WEK jest charakterystyczną cechą Polski: warszawski system ciepłowniczy jest drugim na świecie, po systemie moskiewskim; kotłownia Ząbki w Warszawie była zaprojektowana w latach 70' ubiegłego wieku jako największa kotłownia świata).
2. Odrębną sprawą są sieciowe systemy ciepłownicze ze źródłami kogeneracyjnymi w średnich miastach (Opole, Siedlce, …) oraz systemy ciepłownicze z kotłowniami w małych miastach. Nie mają one nic wspólnego z technologiami WEK, a również z firmami WEK – są na ogół własnością samorządów. Dlatego ten segment kwalifikuje się praktycznie do energetyki prosumenckiej.

Górnictwo węgla kamiennego

W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) jest to 16 kopalń węgla kamiennego, część z nich to kopalnie „zespolone", o łącznym rocznym wydobyciu około 80 mln ton. W aspekcie podmiotowym są to głównie wielkie przedsiębiorstwa w obszarze górnictwa węgla kamiennego, mianowicie: Kompania Węglowa, KHW, JSW, Bogdanka.

Sektor/branża paliw płynnych (transport)

1. W aspekcie podmiotowym są to głównie 2 wielkie grupy kapitałowe (notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych): PKN Orlen oraz Lotos. W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) są to 2 wielkie rafinerie (w Płocku i Gdańsku, o rocznych zdolnościach przeróbczych wynoszących około 22 mln ton ropy naftowej) oraz sieć 6,8 tys. stacji benzynowych.
2. Rafinerie i stacje benzynowe funkcjonują w złożonym środowisku logistyki naftowej. W aspekcie podmiotowym logistyka naftowa, to dominu-

jąca państwowa grupa kapitałowa PERN „Przyjaźń" (PERN „Przyjaźń" SA jest jednoosobową spółką skarbu państwa). W aspekcie technologicznym logistyka naftowa obejmuje: strategiczne naftociągi transportowe (z najważniejszym obecnie istniejącym naftociągiem „Przyjaźń", a także strategicznym naftociągiem Brody-Adamowo w budowie, stanowiącym część systemu przesyłowego Odessa-Brody-Płock), przeładunek ropy naftowej oraz paliw płynnych w portach morskich (przede wszystkim Port Gdański), rurociągi produktowe (produktów paliwowych wytwarzanych w rafineriach), a także „naftobazy" oraz magazyny na ropę i paliwa.

Gazownictwo

1. Newralgiczną częścią systemu gazowego jest gazowa sieć przesyłowa (wysokociśnieniowa) o łącznej długości około 10 tys. km (liczba punktów wejścia – 61, liczba punktów wyjścia – 970, liczba stacji gazowych – 870, liczba tłoczni – 14). W aspekcie podmiotowym gazowy system przesyłowy, to Gaz System (operator przesyłowy), jednoosobowa spółka skarbu państwa.
2. Przedsiębiorstwem dominującym w gazownictwie jest przedsiębiorstwo PGNiG (w obszarze charakterystycznej dla siebie działalności jest to praktycznie monopolista, z wyjątkiem wierceń rozpoznawczych dotyczących zasobów gazu łupkowego w Polsce). W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) obejmuje ono: sprzedaż gazu (ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego) dla potrzeb przemysłów chemicznego i hutniczego, dla energetyki WEK oraz dla odbiorców „budynkowych" (w tym dla ludności – około 6,4 mln odbiorców domowych); dystrybucyjne sieci gazowe (gazu ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego); wydobycie krajowe gazu (gaz zaazotowany, roczne wydobycie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy – 4,5 mld m^3); kogenerację wielkoskalową, ale także małoskalową.
3. Z punktu widzenia importu gazu do Polski (łącznie około 10 mld m^3/rok) dominujące znaczenie ma ciągle jeszcze gazociąg „jamalski" (Rosja – Europa) o rocznej zdolności przesyłowej ponad 30 mld m^3. Polski odcinek tego gazociągu ma długość 680 km. W aspekcie podmiotowym polski odcinek gazociągu, to spółka EuRoPol GAZ, której właścicielami są: PGNiG i Gazprom (udziały po 48%) oraz Gas-Trading (udział 4%).
4. Z punktu widzenia dywersyfikacji importu gazu strategiczne znaczenie ma budowa terminala LNG w Świnoujściu – gazoport w budowie, o rocznej zdolności przeładunkowej, po uruchomieniu w 2014 roku, wynoszącej około 4,5 mld m^3 (podkreśla się tu, że na świecie dostawy gazu poprzez terminale LNG zrównały się już z dostawami za pomocą gazociągów przesyłowych). W aspekcie podmiotowym terminal LNG w Świnoujściu, to spółka Polskie LNG, której właścicielem jest w 100% operator przesyłowy Gaz System.

Zał. 2. NOWY OPIS RYNKU „ENERGETYCZNEGO" (w terminach energetyki prosumenckiej)

Jest to opis w miejsce dotychczasowego opisu, w terminach energetyki WEK, zał. 1. Zmiana opisu jest radykalna i konsekwencje są poważne. Mianowicie,

zmiana opisu sygnalizuje zmianę graczy: energetyka WEK, to potężne sektory gospodarcze, które kształtowały swoją przewagę przez cały XX wiek. Energetyka prosumencka ma natomiast potencjał rozwojowy.

Podkreśla się, że w nowym opisie rynku energetycznego centralną sprawą jest orientacja na prosumenta jako podmiot prawny, który przejmuje odpowiedzialność za całą swoją sytuację energetyczną, obejmującą zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i paliwa/energię dla potrzeb transportowych. W ujęciu przedmiotowym opis jest zorientowany na budynek/nieruchomość, obiekt, aż po zakład przemysłowy. W opisie zamienia się ujęcie sektorowe/produktowe w energetyce na podejście skoncentrowane na prosumenckich łańcuchach wartości. Zmiana produktów (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) na prosumenckie łańcuchy wartości określa potencjał rozwojowy energetyki prosumenckiej, wynikający z faktu, że w każdym segmencie prosumenckim będzie można zastosować dedykowane technologie (dobrane na „miarę"). W opisie wyróżnia się (na początek) trzy charakterystyczne segmenty rynkowe, a w każdym segmencie cztery podsegmenty.

***Segment 1.* Właściciele domów, gospodarstw rolnych, wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy" budynków (energetyka budynkowa)**

PME 1 (prosumenckie instalacje energetyczne): 70 tys. nowych domów budowanych rocznie, 5,5 mln domów do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, instalacje MOA, smart EV.

PME 2: 120 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych) – potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, ogniwa PV, a także na usługi car sharing.

PME 3: 14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast (rynki popytowe związane z energetyką budynkową w tym wypadku będą kreowane przez gminy, por. PISE 3 i PISE 4).

PME 4: 115 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych – wielki potencjalny rynek popytowy na mikrobiogazownie rolniczo-utylizacyjne o jednostkowej mocy elektrycznej 10÷50 kW; 105 tys. gospodarstw rolnych „socjalnych" – potencjalny rynek popytowy na instalacje MOA.

***Segment 2.* Samorządy, spółdzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, lokalne sieci)**

PISE 1 (prosumencka inteligentna sieć energetyczna): 4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 130 osiedli deweloperskich – wielki potencjalny rynek popytowy na: usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, kolektory słoneczne, pompy ciepła, ogniwa PV, zintegrowane liczniki inteligentne przeznaczone do rozliczeń wszystkich rodzajów energii/mediów; wielki potencjalny rynek podażowy na usługi dostawcy „zbiorczego" energii elektrycznej i gazu dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażowy na usługi car sharing.

PISE 2 (ARE – autonomiczny region energetyczny): 43 tys. wsi, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – wielki potencjalny rynek na małe, o jednostkowej mocy elektrycznej 100÷200 kW, biogazownie rolniczo-utylizacyjne.

PISE 3: 1600 gmin wiejskich i 500 gmin wiejsko-miejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, ogniwa PV; wielki potencjalny rynek popytowy na duże, o jednostkowej mocy elektrycznej 0,5÷1 MW, biogazownie rolniczo-utylizacyjne; potencjalny rynek podażowo-popytowy na mini-rafinerie rolnicze o rocznej wydajności rzędu 1 tys. ton biopaliw (drugiej generacji); potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi car sharing dla gminy.

PISE 4 (smart city): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci; przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi car sharing dla całego miasta.

***Segment 3*. przedsiębiorcy, infrastruktura PKP (autogeneracja, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, sieci przemysłowe, sieć energetyczna PKP; „energetyka przemysłowa")**

AG 1: (autogeneracja w hipermarketach, biurowcach, hotelach): 350 hipermarketów, 800 biurowców, 2 tys. hoteli – potencjalny rynek popytowy na trójgenerację gazową, pompy ciepła, ogniwa PV, car sharing.

AG 2: (autogeneracja u przedsiębiorców – małe i średnie przedsiębiorstwa): 1,6 mln przedsiębiorców – potencjalny rynek popytowy na kogenerację i trójgenerację gazową, ogniwa PV, smart EV.

AG 3: (autogeneracja w transporcie kolejowym – PKP Energetyka): 3,5% krajowego zużycia energii elektrycznej – potencjalny rynek popytowy na urządzenia dla energetyki budynkowej (stacje, przystanki kolejowe) takie jak: źródła wytwórcze gazowe, pompy ciepła, układy MOA, ogniwa PV.

AG 4: (autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, cześć przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego), około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej – wielki potencjalny rynek redukcji zużycia ciepła (w tym odzysku ciepła odpadowego) i energii elektrycznej w procesach technologicznych, wielki potencjalny rynek popytowy na kogenerację gazową, potencjalny rynek popytowy na duże źródła PV i wiatrowe.

Zał. 3. 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. 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 r. do gry wejdą właściciele samochodów, wówczas potencjalnych graczy rynkowych w zakresie energetyki będzie 16 mln.

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [€]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łączne	jednostkowe	
Technologie WEK (KSE) przedsiębiorstwakorporacyjne					
1	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushimie	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 *combi*, 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 *combi*, 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, właściciele domów jednorodzinnych					
8	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kW_{el} każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
9	300 tys. źródeł kogeneracyjnych, na gaz ziemny, 6 kW_{el} każde	1,8 GW	7,6 mld	25 tys.	6 miesięcy
Technologie OZE/URE (budynkowe) gospodarstwa rolne, właściciele domów jednorodzinnych					
10	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kW_{el} każda	1,6 GW	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
11	1 mln układów hybrydowych MOA, 5 kW (M) + 5 kW (O) każdy	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
12	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

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

Do wykonania szacunków przedstawionych w tabeli przyjęto, oprócz niezbędnych nakładów na sieci przesyłowe w przypadku bloku jądrowego, bloków węglowych CCS i wielkich farm wiatrowych, bardzo grube oszacowania dotyczące samych źródeł wytwórczych. Najważniejsze z nich są następujące.

1. Przyjęto stosunkowo stabilne w ostatnich latach ceny turbin wiatrowych (lądowych), tzn. na poziomie zapewniającym jednostkowe nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe wynoszące około 1,8 mln €/MW. Stabilność cen jest także charakterystyczna dla bloków *combi* (gazowo-parowych) i źródeł trójgeneracyjnych małej skali: w pierwszym wypadku cena wynosi około 0,65 mln €/MW, a w drugim około 2,5 tys. €/kW_{el}. W wypadku ogniw fotowoltaicznych przyjęto ceny, które uwzględniają ich wielki spadek, do poziomu około 1 tys. €/kW). W przypadku mikrobiogazowni przyjęto ceny, które wynikają z bardzo ograniczonych na razie doświadczeń związanych z pracami nad instalacjami demonstracyjnymi[1] (przyjęto, że cena mikrobiogazowni produkowanej „seryjnie" będzie co najmniej o 30% niższa od kosztów instalacji demonstracyjnych).

2. Podstawowe nakłady inwestycyjne dla bloku jądrowego przyjęto na poziomie 4,5 mln €/MW i zwiększono je o około 30% z tytułu tego, że jest to pierwszy blok budowany w Polsce (tu zakłada się, że będzie to jedyny blok w kraju). Ponadto, zwiększono je o 15% ze względu na nowe wymagania bezpieczeństwa jądrowego po katastrofie w elektrowni Fukushima. Nakłady na bloki węglowe uwzględniają budowę instalacji CCS praktycznie bez nakładów na rurociągi transportowe i magazyny CO_2, zgodnie z doświadczeniami dla bloku Bełchatów II (0,6 mld euro za instalację do separacji i wychwytu 30% CO_2 z bloku o mocy 850 MW „przed" instalacją CCS).

3. Roczną energię elektryczną produkowaną przez ogniwa o mocy 1 GW można obecnie szacować w przypadku Polski na około 1 TWh (równoważnik dla mocy ogniw fotowoltaicznych równej 1 MW wynosi: około 0,5 MW w wypadku wielkich farm wiatrowych i układów hybrydowych M/O/A oraz około 0,15 MW w przypadku wielkich bloków jądrowych, wielkich bloków węglowych, średnich bloków *combi*, małych źródeł trójgeneracyjnych i mikrobiogazowni).

Zał. 4. DESTRUKCYJNE ŁAŃCUCHY STRAT (ŁS) W ENERGETYCE WEK vs KONSTRUKTYWNE STOWARZYSZONE ŁAŃCUCHY KORZYŚCI W ENERGETYCE PROSUMENCKIEJ (ŁAŃCUCHY SŁK) W ŚWIETLE DYREKTYWY 2009/28

Poniżej przedstawia się łańcuchy strat charakterystyczne dla energetyki WEK. Jednocześnie pokazuje się, na zasadzie przeciwieństwa, „stowarzyszone" z tymi łańcuchami strat potencjalne łańcuchy SŁK. Najbardziej charakterystyczne przykłady obrazujące pułapkę, w którą wciągnięte zostały gospodarka i społeczeństwo przez korporacje energetyczne (broniące interesów grupowych) i polityków (ustanawiających regulacje prawne) są następujące.

[1] Są to prace prowadzone w szczególności w firmie eGmina, Infrastruktura, Energetyka.

1. **Współspalanie biomasy w elektrowniach kondensacyjnych.** ŁS (1): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia chemiczna w biomasie występującej lokalnie) → strata energii (chemicznej) w transporcie biomasy 1% → sprawność bilansowa wykorzystania biomasy na wyjściu z elektrowni (w elektrownianym węźle sieciowym), optymistyczna 0,2 → starty energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej 10% → wynik: **0,17 MWh** (energia elektryczna dostarczona do odbiorcy; ilość energii odnawialnej zaliczonej do celu według dyrektywy 2009/28 wynosi około 0,2 MWh). SŁK (1): wynik w postaci ciepła wytworzonego u prosumenta z biomasy wycofanej ze współspalania → **0,8 MWh.**
2. **Zboże spalane na wsi w piecach/kotłach.** ŁS (2): wsad do łańcucha – **1 ha** (grunt orny) → 4,2 MWh (energia chemiczna w zbożu) → **2,5 MWh** (ciepło wytworzone w gospodarstwie, sprawność pieca 0,6). SŁK (2), realizowany za pomocą mikrobiogazowni rolniczo-utylizacyjnej: 1ha (grunt orny) → (40 + 40) MWh (energia chemiczna w biomasie z jednorocznych upraw energetycznych, oszacowana pesymistycznie, dla gruntów o niskiej bonitacji + stowarzyszona energia chemiczna w odpadach gospodarskich) → wynik: **30 MWh**$_e$ + **40 MWh**$_c$ (kogeneracja).
3. **Mikrowiatrak *off-grid*** (praca *off-grid* coraz większej liczby mikrowiatraków w Polsce wynika z blokowania ich przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez operatorów OSD). ŁS (3): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia elektryczna wyprodukowana w OZE) → wynik: **1 MWh** (wyprodukowane ciepło grzewcze). SŁK (3), mikrowiatrak przyłączony do sieci + smart EV + ciepło z SŁK (1): wynik, to **2,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (3), to redukcja paliw kopalnych (ropy) o **3,5 MWh** + redukcja emisji CO_2 o **1 tonę**. SŁK (4), mikrowiatrak przyłączony do sieci + pompa ciepła (o współczynniku COP 3,5): wynik, to **3,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (4), to redukcja paliw kopalnych (węgla) o **4,4 MWh** + redukcja emisji CO_2 o **1,4 tony**.

Odrębną sprawą, poza przedstawionymi łańcuchami korzyści (bilansami energetycznymi), jest kalibracja wsparcia dla tych łańcuchów. Mianowicie, SŁK (2), czyli grunt orny plus biogazownia/mikrobiogazownia, powinien otrzymać wsparcie 70 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Następnie, SŁK (3), czyli mikrowiatrak plus samochód elektryczny, powinien otrzymać wsparcie 2,5 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Wreszcie, SŁK (4), czyli mikrowiatrak plus pompa ciepła, powinien otrzymać wsparcie 3,5 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Gdyby przyjąć cenę zielonego certyfikatu na poziomie 270 PLN/MWh (cena, którą w 2011 roku[1] otrzymywały przedsiębiorstwa korporacyjne w przypadku współspalania i wielkich elektrowni wodnych; taka samą cenę otrzymywa-

[1] Obecnie gwałtownie powiększa się nadpodaż zielonych certyfikatów w wyniku gwałtownego rozwoju współspalania. Skutkiem jest spadek cen zielonych certyfikatów (nawet o 50%).

li niezależni inwestorzy inwestujący kapitał w wielkie farmy wiatrowe), to wsparcie dla poszczególnych SŁK powinno wynosić: SŁK (2) – 18,9 tys. PLN/ha (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej biogazowni/mikrobiogazowni), SŁK (3) – 675 PLN/MWh (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej mikrowiatraka i rozwój rynku samochodów elektrycznych), SŁK (4) – 945 PLN/MWh (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej mikrowiatraka i pompy ciepła). Przedstawione oszacowania (bardzo uproszczone) nie pozostawiają wątpliwości, że wsparcie rozwoju energetyki OZE powinno być kierowane do energetyki prosumenckiej (rozproszonej), a nie do energetyki WEK. Oczywiście, za tym idzie następny wniosek: wsparcie systemów AMI, kierowane wyłącznie do operatorów dystrybucyjnych w sektorze elektroenergetycznym powinno być skierowane do prosumentów na rozwój ich infrastruktury *smart grid* EP (znacznie bardziej zaawansowanej technologicznie i znacznie bardziej uzasadnionej ekonomicznie niż AMI).

Zał. 5. ENERGETYKA 2013 – obraz kryzysu

1. Polska energetyka coraz bardziej zbliża się do modelu „kolonialno-fiskalnego": paliwa, dobra inwestycyjne i know how pochodzą przede wszystkim z importu, sprzedaż jest realizowana tylko na tylko na rynek wewnętrzny! Roczna wartość rynków, struktura kosztów, w mld PLN, jest następująca: ciepło – 30, energia elektryczna – 48 (w tym akcyza łącznie z opłaconymi do budżetu uprawnieniami do emisji CO_2 – 6), paliwa transportowe – 100 (w tym akcyza 37). Łącznie – prawie 180 mld PLN (w tym akcyza łącznie z opłatami za uprawnienia do emisji CO_2 przejętymi przez Ministerstwo Finansów – 43 mld PLN). Roczny wypływ środków na paliwa z importu: biomasa do współspalania – 2 mln ton, 0,6 mld PLN; węgiel – 12 mln ton, 1 mld $; gaz – 11 mld m^3, 5 mld $; ropa – 22 mln ton, 15 mld $. Łącznie – ponad 21 mld $ (65 mld PLN). Roczny wypływ środków na dobra inwestycyjne z importu (do oszacowania przyjęto udział importu w nakładach inwestycyjnych około 50%): KSE 5 mld PLN (bloki wytwórcze na węgiel kamienny – Kozienice, Opole, …; bloki wytwórcze gazowe – Stalowa Wola, …; towarzyszące inwestycje sieciowe), gazownictwo 3 mld PLN (gazoport w Świnoujściu, magazyny, sieci), sektor paliw płynnych 3 mld PLN (inwestycje Grupy PKN Orlen – w tym blok gazowy Włocławek, oraz inwestycje Grupy Lotos). Łącznie 11 mld PLN. Polska energetyka, to import paliw (rocznie: 22 mln ton ropy naftowej, 10 mld m^3 gazu ziemnego, a nawet 12 mln ton netto węgla kamiennego i 4 mln ton biomasy do współspalania i do spalania w największych na świecie – 200 MW – biomasowych blokach kondensacyjnych); to import dóbr inwestycyjnych – urządzeń/infrastruktury (zwłaszcza elektroenergetycznych bloków wytwórczych, infrastruktury dla sektora paliw płynnych i dla gazownictwa, kombajnów dla górnictwa);

to także zakup szeroko rozumianego *know-how* (w tym usług konsultingowych w zakresie strategii rozwojowej). Odniesieniem do przedstawionych danych (w kontekście ich znaczenia) może być z jednej strony polski PKB, około 1,6 bln PLN, a z drugiej strony roczne rozporządzalne dochody ludności wynoszące około 600 mld PLN i budżet państwa, łącznie z częścią sfinansowaną za pomocą deficytu, wynoszący około 330 mld PLN.

2. Energetyka sektorowa – bardzo intensywnie konsolidowana przez ostatnie 15 lat pod hasłami budowania europejskich graczy energetycznych – zaczyna się uginać pod własnym ciężarem: nieefektywności i nadprodukcji – górnictwo, spadku wartości giełdowej i nieadekwatności strategii inwestycyjnej do rzeczywistych potrzeb – elektroenergetyka, niewydolności w zakresie koordynacji strategicznych decyzji – gazownictwo. Zasadnicze pytanie dotyczy tego w jakich kategoriach rozpatrywać dramatyczny spadek wartości giełdowej polskich firm energetycznych po ich wejściu na giełdę. Mianowicie, od wejścia na giełdę (Enea – listopad 2008, PGE – listopad 2009, Tauron – czerwiec 2010) do maja 2013 roku spadek ten, liczony względem wartości głównego indeksu (WIG 20, przed utworzeniem indeksu WIG 30) wyniósł: Enea – 67%, PGE – 40%, Tauron – 22% (w przypadku Tauronu trzeba pamiętać o obniżce, w celu pozyskania inwestorów, wartości spółki przez ministra skarbu z około 14 mld PLN do około 8 mld PLN; spadek liczony względem wartości spółki 14 mld PLN jest równy około 55%). Dopełnieniem obrazu jest spadek ceny akcji Energi w dniu wejścia na giełdę (11 grudnia 2013) o 5% (w stosunku do ceny nominalnej).

3. Jedna „decyzja" (koniec czerwca 2013) dotycząca powrotu do budowy bloków przez PGE spowodowała spadek wartości firmy o 3 mld PLN (ceny akcji PGE obniżyły się o ponad 8%; wartość rynkowa spadła do 28 mld PLN). Tak „nowoczesność" bloków węglowych, wiarygodność listu intencyjnego między PGE i Kompanią Węglową oraz wiarygodność polityki energetycznej rządu wyceniły rynki kapitałowe. Szokowa, negatywna weryfikacja inwestycji w postaci bloków w Elektrowni Opole przez rynki kapitałowe będzie systematycznie pogłębiana przez fundamentalnie czynniki, których rynki kapitałowe jeszcze nie uwzględniły. Otóż nic nie zmieni faktu, że bloki w Elektrowni Opole (i inne, podobne) są zbyt duże dla polskiego systemu elektroenergetycznego – chodzi tu o uwarunkowania systemowe, na które składają się zarówno obecna wielkość systemu (obciążenie szczytowe około 25 GW, obciążenie nocne często spadające poniżej 12 GW), jak i o małe roczne przyrosty rynku (rzędu 1%, przekładające się na roczny przyrost mocy szczytowej nie większy niż 250 MW). To pociąga za sobą wiele negatywnych konsekwencji. Po pierwsze, przy czasie budowy bloków wynoszącym 5 lat i ponad 7-krotnym przewyższeniu rocznego przyrostu mocy w KSE przez moc znamionową bloków powstaje problem kosztów zamrożenia kapitału w okresie budowy oraz kosztu nieadekwatności inwestycji względem mocy szczytowej zapotrzebowania systemu w pierwszych latach po uruchomieniu bloków (łącznie jest to ponad 10

lat). Po drugie, dobrych parametrów bloków, stanowiących podstawę optymistycznych szacunków ekonomicznych na etapie podejmowania decyzji inwestorskich, nie da się w KSE wykorzystać, bo przyjęty roczny czas wykorzystania mocy znamionowej bloków wynoszący 7500 godzin jest w KSE absolutnie nierealny. Skutkiem będzie zaniżanie mocy bloków, a nawet ich wyłączanie, a to będzie powodować silną obniżkę sprawności.

4. O polityczno-energetycznej kolonizacji Polski świadczy dobitnie struktura największych przedsiębiorstw w Polsce. Jest to struktura epoki industrialnej (a nie epoki wiedzy). Mianowicie, wśród największych polskich przedsiębiorstw dominują przedsiębiorstwa energetyczne (podobnie jest tylko w Rosji). W pierwszej dziesiątce jest ich w Polsce aż 5. Są to: PKN Orlen (1), Lotos (2), PGE (3), PGNiG (5) i Tauron (7); w drugiej dziesiątce dochodzą jeszcze 4: BP Europe (14), Energa (18), Kompania Węglowa (19), Enea (20). W pierwszej dwudziestce nie ma ani jednej firmy technologicznej, są natomiast firmy surowcowe – KGHM (6) i ArcelorMittal (15). (W pierwszej dwudziestce są także 4 firmy handlowe, 2 banki, 1 firma ubezpieczeniowa, 1 firma infrastrukturalna/telekomunikacyjna i 1 montownia samochodów). Pierwsza firma produkcyjno-montażowa w przemyśle ICT pojawia się dopiero w trzeciej dziesiątce i jest to LG Electronics (22) – podkreśla się, że nie jest to jeszcze firma technologiczna. (Dane wg Forbes).

Zał. 6. ZASOBY ENERGTYKI WEK I HORYZONT ICH ISTNIENIA

Najważniejsza część procesu trwania skutków starej trajektorii rozwojowej energetyki, aż do wyczerpania się zasobów energetyki WEK, rozegra się na rynku energii elektrycznej. Dlatego potrzebna jest szczegółowa analiza zakresu tego właśnie rynku oraz kształtujących go kluczowych uwarunkowań.

Istniejące zasoby wytwórcze WEK na rynku energii elektrycznej. Zasobami tymi są w Polsce przede wszystkim kondensacyjne (podstawowe i podszczytowe) bloki węglowe, na węgiel kamienny i brunatny (z punktu widzenia systemowego ważne jest, że są to bloki tworzące podstawowe zasoby regulacyjne w KSE). Bloki klasy 120 MW (łącznie 24 bloki) budowano w latach 60' ubiegłego wieku; bloki klasy 200 MW (łącznie 63 bloki) były podstawowym rozwiązaniem przez trzy dekady (pierwszych 15 bloków wybudowano w latach 60'); bloki klasy 360 MW (łącznie 16 bloków), to rozwiązanie lat 80' i 90'; bloki klasy 500 MW (2 bloki) zostały wybudowane w latach 70' [3]. Bloki budowane po 2000 r. są „zindywidualizowane", ich moc nie wynika ze spójnej strategii rozwojowej KSE, za którą formalnie odpowiedzialny jest operator przesyłowy, jest natomiast wynikiem decyzji inwestorów. Skutek jest oczywisty i bardzo niekorzystny. Ze względu na brak na polskim rynku hurtowym energii elektrycznej systemu cen węzłowych inwestorzy preferują coraz większe bloki, korzystne z punktu widzenia ich interesu (niekorzystne natomiast z punktu widzenia KSE). W tej grupie są nowe dwa bloki 460 MW

(wybudowane kolejno w Pątnowie i w Łagiszy) oraz nowy blok 860 MW (w Bełchatowie). Realny (w zaawansowanej budowie) jest blok 1075 MW (Kozienice). W tym trendzie lokują się również dwa bloki o mocy jednostkowej 900 MW w Opolu, których budowa została wprawdzie rozpoczęta (luty 2014 r.), ale nie można jej traktować na razie inaczej jak symbolicznie.

Odrębną kategorią zasobów są bloki WEK (węglowe, gazowe) w „zawodowych" elektrociepłowniach, należących do korporacji elektroenergetycznej. Bloki te nie tworzą zasobów regulacyjnych KSE; ich praca jest podporządkowana produkcji ciepła na potrzeby wielkich sieciowych systemów ciepłowniczych. Roczny czas wykorzystania osiągalnej mocy elektrycznej takich bloków wynosi około 3500 godzin. Podstawowymi blokami węglowymi w elektrociepłowniach zawodowych są bloki upustowo-przeciwprężne o mocach elektrycznych jednostkowych 50 MW i 110 MW oraz bloki upustowe kondensacyjne o mocy elektrycznej jednostkowej 125 MW [3]. Łączną moc elektryczną bloków węglowych w elektrociepłowniach zawodowych szacuje się tu na około 4500 MW.

Bloki gazowe WEK są technologią wytwórczą, która w zawodowych elektrociepłowniach (i nie tylko) pojawiła się w drugiej połowie lat 90'. Są to bloki combi (gazowo-parowe) o mocy elektrycznej jednostkowej 50 MW do 200 MW (Gorzów Wielkopolski, Nowa Sarzyna, Rzeszów, Lublin, Zielona Góra); łączna moc elektryczna tych bloków wynosi ponad 600 MW. Podkreśla się przy tym, że bloki gazowe *combi*, z uwagi na bardzo wysoką sprawność elektryczną (55%) i dużą dyspozycyjność, są w gruncie rzeczy blokami podstawowymi, o bardzo dużym rocznym czasie wykorzystania osiągalnej mocy elektrycznej, wynoszącym nawet 8000 godzin.

Zaliczenie bloków gazowych do starej trajektorii rozwojowej wymaga odrębnego komentarza. Bloki gazowe są ogólnie technologią ubezpieczającą na rynku energii elektrycznej i dlatego trzeba je widzieć w energetyce prosumenckiej, a nie w korporacyjnej. Potwierdza tę tezę fakt, że energetyka korporacyjna nie planuje już (nie rozpatruje) budowy bloków gazowych klasy 800 MW (bloki 800 MW, rozpatrywane jeszcze kilka lat temu, odchodzą w niepamięć). Budowany w Stalowej Woli blok combi o mocy elektrycznej 460 MW (i mocy cieplnej 240 MW) otworzy i zamknie listę takich projektów (przy tym zakwalifikowanie tego bloku w do starej trajektorii rozwoju nie budzi wątpliwości, bo jest on budowany przez przedsiębiorstwa korporacyjne: Tauron Wytwarzanie i PGNiG Termika). Drugi blok 460 MW w budowie (Płock/Włocławek) jest natomiast prosumencki zarówno z punktu widzenia inwestorskiego (inwestorem jest PKN Orlen) jak i przeznaczenia (funkcjonalnie jest to blok realizujący autogenerację przemysłową dla potrzeb zakładów chemicznych we Włocławku). Mniejsze bloki combi, jeśli będą budowane, to staną się w kolejnych latach domeną energetyki przemysłowej i ciepłowniczej (czyli realizującej prosumenckie kogeneracyjne łańcuchy wartości).

Do specyficznych zasobów wytwórczych WEK na rynku energii elektrycznej należą zasoby OZE: wodne, biomasowe i wiatrowe. Zaliczenie do

starej trajektorii rozwojowej wielkoskalowej energetyki wiatrowej (farmy wiatrowe z turbinami o mocy jednostkowej 1 do 3 MW) wymaga odrębnego komentarza. Zaliczenie to oznacza, że w kontekście rozwiązań inwestorskich, organizacyjnych i zarządzania do starej trajektorii zalicza się tu nie tylko przedsiębiorstwa korporacyjne, ale także niezależnych wytwórców energii elektrycznej (segment IPP).

Fakt, że zasoby wytwórcze OZE są obecnie wyłącznie domeną przedsiębiorstw korporacyjnych oraz inwestorów IPP – są podzielone w przybliżeniu po połowie (przedsiębiorstwa korporacyjne mają dominującą część elektrowni wodnych, realizują współspalanie i mają bloki biomasowe kondensacyjne, w niewielkiej części także farmy wiatrowe; inwestorzy IPP mają dominującą część farm wiatrowych) – ujawnia głęboki kryzys rządowej polityki energetycznej.

Łączne zasoby wytwórcze WEK na rynku energii elektrycznej można podsumować następująco. Energetyka węglowa na węgiel kamienny – 20 GW i na węgiel brunatny – 10 GW; energetyka gazowa – 1 GW, energetyka wiatrowa 3 GW, energetyka wodna – 2, 5 GW (łącznie z elektrowniami szczytowo-pompowymi), energetyka biomasowa – 0,6 GW (w tym dwa bloki kondensacyjne 200 MW każdy).

Referencyjny blok węglowy. Przyjmuje się, że blokiem tym jest blok węglowy klasy 1000 MW. Nakłady inwestycyjne na blok (łącznie z towarzyszącymi nakładami na rozbudowę sieci przesyłowej) wynoszą 2,34 mld € (wariant uwzględniający nakłady na rozbudowę sieci przesyłowych wynoszące około 30% nakładów na blok, bez nakładów na rozbudowę sieci rozdzielczych).

Dokonany wybór bloku do wieloaspektowych porównań z rozwiązaniami energetyki prosumenckiej wynika bezpośrednio z polityki inwestycyjnej przedsiębiorstw korporacyjnych, ale także potencjalnych niezależnych inwestorów. Mianowicie, w polityce tej, zresztą całkowicie nierealistycznej, blok klasy 1000 MW jest blokiem dominującym. Do tej klasy bloków należą – oprócz bloku 1075 MW (Enea, Kozienice), i dwóch bloków o mocy jednostkowej 900 MW (PGE, Opole) – następujące bloki : EdF, Rybnik – 900 MW; Tauron, Jaworzno – 850 MW; Energa, Ostrołęka – 1000 MW; Polenergia, Pelplin – 2x1000 MW; Kompania Węglowa, Wola – 900 MW).

Dane uzupełniające dla bloku referencyjnego są następujące: czas życia bloku – 50 lat (zakłada się resurs techniczny 250 tys. godzin i roczny czas użytkowania mocy znamionowej równy 5000 godzin; ze względu na gwałtowny postęp technologiczny w energetyce prosumenckiej i starzenie się moralne technologii węglowych nie zakłada się wydłużenia czasu życia bloku poprzez jego rewitalizację); roczna produkcja energii elektrycznej – 5 TWh, a w całym życiu bloku 250 TWh; roczne zużycie węgla kamiennego – 2 mln ton, a w całym życiu bloku 100 mln ton; roczna emisja CO_2 – 4 mln ton, a w całym życiu bloku 200 mln ton.

Na podstawie przedstawionych danych łączny koszt bloku w całym okresie jego życia – czyli koszt produkcji 250 TWh energii elektrycznej – szacuje

się, w cenach stałych, na 61 mld PLN. Na koszt ten składają się: nakłady inwestycyjne (łącznie z towarzyszącymi kosztami rozwojowymi elektroenergetycznych sieci przesyłowych) – 9 mld PLN; koszt węgla – 21 mld PLN (cena jednostkowa polskiego węgla *loco* elektrownia 210 PLN/t, przy cenach na ARA – 55 $/t); koszt uprawnień do emisji CO_2 – 16 mld PLN, przy cenie jednostkowej uprawnień równej 20 €/t; pozostałe koszty eksploatacyjne, stałe i zmienne, w tym podatki – 15 mld PLN. („Krzyżowa" weryfikacja oszacowanego kosztu, która jest możliwa poprzez wyliczenie kosztu jednostkowego energii elektrycznej i jego porównanie z realiami na bieżącym rynku energii elektrycznej daje wynik pozytywny. Mianowicie, koszt jednostkowy wynoszący ponad 250 PLN/MWh jest około 30% wyższy od cen bieżących na rynku hurtowym, stabilnych, czyli po odfiltrowaniu zmian chwilowych. Taki koszt w przypadku nowych bloków węglowych klasy 1000 MW potwierdzają liczne analizy inwestycyjne, wykonywane z wykorzystaniem bardzo zaawansowanych (chociaż przy pominięciu kosztów rozbudowy sieci przesyłowej) modeli ekonomiczno-finansowych, charakterystycznych dla starej trajektorii rozwojowej.

Oszacowany koszt pokazuje wagę gospodarczą decyzji dotyczącej budowy bloku węglowego klasy 1000 MW. Mianowicie, kwota 61 mld PLN, zwiększona przy przejściu z korporacyjnego rynku hurtowego na prosumencki) około 2-krotnie (czyli wynosząca 120 mld PLN) obrazuje, zgodnie z zasadą kosztu uniknięty, oszacowanie wartości potencjalnego rynku dóbr inwestycyjnych i usług w segmencie energetyki prosumenckiej. Zwiększenie wartości nowego rynku do ponad 120 mld PLN wynika z faktu, że skutki bloku referencyjnego WEK dla prosumentów z segmentu energetyki budynkowej trzeba rozpatrywać w kontekście cen jednostkowych energii elektrycznej wynoszących 500–600 PLN/MWh, a nie w kontekście cen na korporacyjnym rynku hurtowym. Oczywiście, rynek dóbr inwestycyjnych i usług dla prosumentów o wartości 120 mld PLN (w okresie 50 lat), o dużym potencjale innowacyjności, ma znaczenie gospodarcze, którego nie wolno zbagatelizować.

Główne uwarunkowania dotyczące kształtowania się zasobów wytwórczych energetyki WEK w kolejnych latach. Ponieważ najważniejsza część procesu trwania skutków starej trajektorii rozwojowej energetyki, aż do wyczerpania się zasobów energetyki WEK, rozegra się na rynku energii elektrycznej, to potrzebna jest szczegółowa analiza zakresu tego właśnie rynku oraz kształtujących go kluczowych uwarunkowań.

Do najważniejszych uwarunkowań dotyczących trwania skutków starej trajektorii rozwojowej zalicza się, w kontekście bilansowym, następujące trzy uwarunkowania. Pierwszym z nich jest dyrektywa 2010/75 i wynikające z niej odstawienia bloków węglowych w kolejnych latach. Drugim jest możliwość rewitalizacji bloków węglowych, głównie 200 MW, ale także bloków 120 MW i 360 MW. Trzecim uwarunkowaniem jest przyszłe wysycenie rynku inwestycyjnego wielkoskalowej energetyki wiatrowej, wynikające z ograniczonej zdolności absorpcji tej energetyki przez KSE.

Lata	Klasa bloku	Liczba, moc bloków wycofanych	Liczba bloków zrewitalizowanych / przyrost mocy	Liczba nowych bloków	Bilans, MW
a	B	c	d	e	f
2014	360 MW	–	1/10 MW	–	10
	200 MW	2	4/80 MW	–	- 320
	120 MW	1	1/10 MW	–	- 110
	Razem	**520 MW**	**100 MW**	**–**	**- 420**
2015	360 MW	1	2/40 MW	–	- 320
	200 MW	3	2/30 MW	–	- 570
	120 MW	1	–	–	- 120
	Razem	**1080 MW**	**70 MW**	**–**	**- 1010**
2016	200 MW	3	1/20 MW	–	- 580
	120 MW	6	1/10 MW	–	- 710
	Razem	**1320 MW**	**30 MW**	**–**	**- 1290**
2017	1100 MW	–	–	**1**	1100
Razem (2014–2017)		**2920 MW**	**200 MW**	**1560 MW**	**– 1620**

Tabela. Bilans odstawionych, zrewitalizowanych i nowych bloków wytwórczych WEK w energetyce węglowej w latach 2014–2017, opracowanie własne

Objaśnienia do tab. 1. Kolumna b – w kolumnie są uwzględnione bloki węglowe na węgiel kamienny i brunatny. Kolumna d – w kolumnie są podane przyrosty mocy bloków po rewitalizacji (przyrosty te wynoszą najczęściej około 10%).

Skutki tych uwarunkowań w obszarze energetyki węglowej (wycofania i rewitalizacja) w krytycznym okresie (do 2017 r.) zostały przedstawione w tabeli. Ubytek mocy w kolejnych czterech latach wynosi w tym segmencie źródeł 1620 MW. Uwzględniając jeden nowy blok gazowy 460 MW (w Stalowej Woli), który będzie włączony do KSE w 2015 r. ubytek mocy w energetyce węglowej i gazowej, traktowanych łącznie, wyniesie na koniec 2017 r. 1160 MW. W przypadku pierwszej trajektorii rozwoju oznacza to głęboki kryzys i wielkie ryzyko deficytu mocy.

Trzeba przy tym podkreślić, że przy wielkim ryzyku deficytu mocy, nie występuje problem deficytu energii. Mianowicie, roczny potencjał produkcyjny energetyki węglowej i gazowej po wycofaniach, to około 175 TWh (przy realnej dyspozycyjności bloków węglowych i gazowych *combi*), czyli potencjał ten przewyższa o ponad 10% roczną produkcję energii elektrycznej brutto w 2013 r. To tworzy przestrzeń do wykorzystania usługi DSM/DSR,

natomiast nie do budowy bloków węglowych (podstawowych), zwłaszcza w sytuacji rosnącego importu węgla.

Energetyka wiatrowa WEK, zwiększająca istotnie nadwyżki bilansowe energii w niewielkim tylko stopniu poprawia sytuację w zakresie bilansu mocy – tu szacuje się, że moc zainstalowana w energetyce wiatrowej WEK wchodzi do zasobów użytecznych w strefie szczytowej (w strefach szczytowych) zapotrzebowania w 20%. Uwzględniając, że inwestorzy (segment IPP) planowali jej zwiększenie w ciągu kolejnych czterech lat o 3000 MW (z 3000 MW na koniec 2013 r. do 6000 MW na koniec 2017 r.) otrzymuje się wzrost mocy użytecznej o 600 MW. Zatem łączny bilans (obejmujący wycofania bloków węglowych i przyłączenia nowych bloków w energetyce WEK: węglowej, gazowej i wiatrowej), to mniejsza o około 560 MW moc dyspozycyjna (na koniec 2017 r., w porównaniu z 2013 r.). Jest to dalej sytuacja niedopuszczalna, ale tylko w przypadku, kiedy elektroenergetyka funkcjonuje zgodnie z I trajektorią rozwoju. Natomiast w przypadku II trajektorii jest to bardzo „zdrowy" sygnał rynkowy, który wysłany w obszar energetyki prosumenckiej będzie powodował „zdrowe" odpowiedzi rynkowe prosumentów.

Zał. 7. POLSKI MIKS ENERGETYCZNY 2050

Aby uzyskać odpowiedź na pytanie, jak będzie wyglądać w Polsce zapotrzebowanie oraz dostawy energii i paliw w 2050 roku trzeba uwzględnić fakt, że ludność Polski do 2050 roku będzie się zmniejszać prawie o 0,4% rocznie (do około 33 mln). Uśredniony roczny wzrost PKB wyniesie, ze względu na zadłużenie, nie więcej niż 2%. W takim razie obecny PKB wynoszący około 1,6 bln PLN w 2050 roku będzie równy około 3,5 bln PLN, w cenach stałych. (W scenariuszu *business as usual* roczny wzrost PKB przyjmuje się na ogół na poziomie 3,5%).

Dalsza analiza dotycząca miksu energetycznego 2050 jest prowadzona w kontekście Mapy Drogowej 2050, która w przypadku Polski oznacza redukcję emisji CO_2 do poziomu poniżej 60 mln ton. Potrzebne do analizy dane przyjmuje się w następujący sposób. Zakłada się, że program jądrowy nie zostanie zrealizowany (nie będzie środków na jego realizację, ani potrzeby jego realizacji). Nie zostaną także wdrożone technologie CCS i IGCC, bo po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych okażą się niekonkurencyjne. Zakłada się też, że energetyka prosumencka nie jest prostym zastąpieniem energetyki WEK, powoduje za to zmianę stylu życia, tzn. wejście w model trwałego rozwoju zrównoważonego. W konsekwencji nie ma np. powodu, aby Polska „ścigała" się w rocznej produkcji energii elektrycznej na jednego mieszkańca, mimo, że jest ona niska w porównaniu z wieloma krajami (w MWh jest to: Polska – 4, Norwegia – 30, USA – 15, Niemcy – 8).

Szczegółowe dane w zakresie przemysłu, transportu, budownictwa i rolnictwa antycypuje się do 2050 roku w następujący sposób:

1. Zużycie najważniejszego nośnika energii (jest nim energia elektryczna) w wielkim, średnim i małym przemyśle szacuje się w 2012 r. na około 55% całego zużycia, czyli na około 60 TWh. Wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej w scenariuszu *business as usual* (nie mniejszego niż 30%) i zmiana struktury przemysłu na mniej energochłonną spowodują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle utrzyma się na niezmienionym poziomie. W miksie energetycznym 2050 co najmniej połowa tej energii elektrycznej będzie produkowana w wysokosprawnej autokogeneracji gazowej. Druga połowa będzie dostarczana przez elektroenergetykę WEK, z węglowych elektrowni kondensacyjnych i z gazowych bloków *combi*.

2. Liczba samochodów na 1000 mieszkańców wzrośnie z obecnych 400 do 600; udział samochodów elektrycznych w rynku wyniesie 50%. Ważne jest, że jednostkowe zużycie energii elektrycznej przez samochód elektryczny jest ponad 3-krotnie mniejsze od zużycia energii chemicznej przez samochód tradycyjny. W rezultacie obecne roczne zapotrzebowanie transportu na energię końcową wynoszące 210 TWh zostanie zmienione w miksie energetycznym 2050 na około 160 TWh energii chemicznej w tradycyjnych paliwach transportowych i około 45 TWh energii elektrycznej ze źródeł OZE.

3. Przyrost domów/mieszkań wyniesie 1,5 mln (z tego 1 mln w miastach) i będą to głównie domy zero-energetyczne. Nastąpi też modernizacja całej istniejącej substancji mieszkaniowej, w dużej części do standardu domu plus-energetycznego, czyli wykorzystany zostanie potencjał wzrostu efektywności energetycznej w budownictwie; zużycie ciepła w kWh/m^{2}rok w 2010 roku wynosi: 180 – średnie w istniejących zasobach, 120 – wymagane w nowych zasobach, 15 – możliwe w domach pasywnych. Uwzględniając ten potencjał przyjmuje się, że zapotrzebowanie na ciepło wynoszące około 240 TWh zostanie zredukowane w 2050 r. do około 120 TWh. Dalej przyjmuje się, że zapotrzebowanie to będzie pokryte w 40% przez pompy ciepła, a eksploatacyjna wartość COP dla pomp ciepła będzie równa 3. Czyli zapotrzebowanie wynoszące 50 TWh zostanie pokryte przez ciepło z pomp ciepła, które trzeba zasilić energią elektryczną (ze źródeł OZE) równą około 15 TWh. Pozostałe 70 TWh potrzebnego ciepła będzie pochodzić ze źródeł ciepła OZE/URE), ze źródeł kogeneracyjnych biomasowych oraz ze źródeł gazowych (i w bardzo niewielkiej części – węglowych).

4. Produkcja rolnicza na potrzeby żywności nie wymaga w przyszłości większych zasobów gruntów ornych od obecnych (około 12 mln ha). Będzie natomiast systematycznie rosło wykorzystanie nadwyżek gruntów rolnych – około 3 mln ha – na cele energetyczne. Przyjmuje się, że osiągalna (już obecnie, bez GMO) wydajność energetyczna gruntu rolnego wynosi około 80 MWh/ha.

Synteza. Uwzględniając przedstawione dane antycypuje się zapotrzebowanie na paliwa/energię w 2050 roku na rynkach końcowych w sposób następujący.

1. Energia elektryczna – 180 TWh (przemysł – 60 TWh, ludność i usługi – 60 TWh, transport elektryczny – 45 TWh, pompy ciepła – 15 TWh). Podkreśla się, że na tym rynku wystąpi, w kontekście Mapy Drogowej 2050, silne „napięcie bilansowe".
2. Transport (bez elektrycznego, tylko energia chemiczna w tradycyjnych paliwach transportowych) – 160 TWh. Czyli zużycie paliw ropopochodnych obniży się o 25% w stosunku do zużycia w 2010 roku (obniżenie nastąpi za przyczyną samochodu elektrycznego). Udział transportu w emisji CO_2 będzie wynosił 30 mln ton.
3. Ciepło (poza segmentem pomp ciepła) – 70 TWh. Podkreśla się przy tym, że w polskim miksie energetycznym 2050 istnieje wielka nadwyżka potencjału produkcyjnego w źródłach OZE/URE nad zapotrzebowaniem. Potencjał ten tworzy konkurencyjny rynek źródeł samego ciepła OZE/URE (kolektory słoneczne, kotły na biomasę stałą, …), a także rynek kogeneracyjnych źródeł biomasowych (biogazownie, mikrobiogazownie, układy ORC, silniki sterlinga, spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków). W związku z tym można uznać, bez szczegółowych analiz, że za 35 lat polskie ciepłownictwo może być całkowicie bezemisyjne. (Ciepłownictwo szwedzkie, znajdujące się w niekorzystnych warunkach klimatycznych, praktycznie wyeliminowało paliwa kopalne w ciągu 30 lat, w wyniku działań podjętych po kryzysie naftowym w latach 1973–1974).

Napięcie bilansowe na rynku energii elektrycznej, które wymaga szczególnej uwagi, jest związane z ryzykiem *stranded costs* w elektroenergetyce węglowej, wynikających z limitu emisji CO_2 (około 30 mln ton w segmencie ETS) dla całej elektroenergetyki. W rzeczywistości może to być jeszcze mniejszy limit, jeśli uwzględni się emisje w ciepłownictwie i w przemyśle, zwłaszcza w cementowniach i hutach. Dla uniknięcia dużych *stranded costs* w elektroenergetyce węglowej problem alokacji produkcji między źródła węglowe a gazowe należałoby postawić następująco: zakładamy całkowite wstrzymanie inwestycji w energetykę węglową, a inwestycje w źródła gazowe realizujemy według strategii mającej na celu dotrzymanie limitu. Oczywiście, mimo wstrzymania inwestycji w 2050 r. będzie na rynku jeszcze około 5 GW w źródłach węglowych, bez CCS (będą to moce w elektrowniach Turów i Opole, w blokach Pątnów II, Łagisza, Bełchatów II, i przede wszystkim w nowym bloku w Elektrowni Kozienice). Emisja CO_2 z tych źródeł będzie wynosić około 25 mln t/rok. Przydzielenie pozostałych 5 mln ton emisji źródłom gazowym (combi w elektroenergetyce WEK i autokogeneracji w przemyśle) umożliwiłoby ulokowanie na rynku w 2050 r. około 20 TWh energii elektrycznej.

Aby można było mówić o prawdziwym rynku paliw/energii w kontekście Mapy Drogowej 2050, potencjał podażowy w energetyce OZE (OZE/URE) musi przekraczać antycypowane zapotrzebowanie wynoszące: 70 TWh na rynku ciepła i 130 TWh na rynku energii elektrycznej. Otóż potencjał taki istnieje, jak pokazuje tabela.

Lp.	Rodzaj zasobu	Wielkość zasobu/rynku [TWh/rok]
1.	Redukcja rynku końcowego ciepła o 50% (za pomocą termomodernizacji i innych technologii, zwiększających efektywność systemów grzewczych i wentylacyjnych)	$20_{ch} + 60_{cOZE}$ + 15elOZE
2.	Zapotrzebowanie transportu na energię elektryczną (wzrost liczby samochodów na 1 tys. mieszkańców o 50%, przejście w 50% na transport elektryczny)	$160_{ch} + 45_{elOZE}$
3.	Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny – energia chemiczna (zmniejszenie o 70%)	240_{ch} *
4.	Zapotrzebowanie na gaz ziemny – energia chemiczna (zwiększenie wykorzystania energetycznego o 20%)	120_{ch} **
5.	Zapotrzebowanie na paliwa transportowe (zmniejszenie o 25%)	160_{ch}
6.	Hydroenergetyka	5_{el}
7.	Farmy wiatrowe	20_{el}
8.	Rolnictwo energetyczne (3000 biogazowni, około 200 tys. mikrobiogazowni, paliwa drugiej generacji, biomasa stała)	$60_{el}+70_{c}$
9.	Produkcja OZE związana z gospodarką leśną	$10_{el}+15_{c}$
10.	Produkcja OZE związana z gospodarką odpadami	$10_{el}+15_{c}$
11.	Pompy ciepła	45_{c}
12.	Kolektory słoneczne	10_{c}
13.	Mikrowiatraki	10_{el}
14.	Ogniwa fotowoltaiczne	10_{el}

Tabela. Polski mix energetyczny 2050, opracowanie własne

* 100% węgla wykorzystane do zasilania elektrowni kondensacyjnych.

** 90% gazu wykorzystane do zasilania źródeł combi, 10% do zasilania źródeł kogeneracyjnych.

1. W miksie energetycznym 2050 można liczyć co najmniej na 240 TWh energii chemicznej z rolnictwa energetycznego. Jest to energia o bardzo dużym potencjale konwersji na rynki końcowe; w przypadku powszechnego zastosowania technologii biogazowych i kogeneracyjnych (technologicznie zintegrowanych) można byłoby uzyskać około 90 TWh energii elektrycznej plus 110 TWh ciepła (znacznie więcej niż potrzeba). Uwzględniając miks technologii biogazowych i kogeneracyjnych, paliw płynnych (pierwszej i drugiej generacji) oraz biomasy można bez ryzyka oszacować potencjał rolnictwa energetycznego na 60 TWh na rynku energii elektrycznej plus 70 TWh na rynku ciepła.

2. Poza rolnictwem energetycznym istnieje wielki potencjał „domykający" potrzebną podaż energii/paliw ze źródeł OZE (OZE/URE). W obecnej

perspektywie są to przede wszystkim farmy wiatrowe, z rocznym potencjałem nie mniejszym niż 20 TWh. Dalej fotowoltaika, z podobnym potencjałem (wynikającym z dostępniej powierzchni dachów, elewacji i innych powierzchni odpowiednich do instalowania ogniw fotowoltaicznych). Następnie są to zasoby związane z gospodarką leśną (nie mniej niż 10 TWh energii elektrycznej i półtora razy więcej ciepła). Są to też: energetyka mikrowiatrowa (nie mniej niż 10 TWh) i hydroenergetyka (nie mniej niż 5 TWh). Są to również zasoby związane bezpośrednio z ochroną środowiska (spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków).

Zał. 8. DOM ZERO-ENERGETYCZNY JAKO ODDOLNY FILAR BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Przyjmuje się reprezentatywny dom zbudowany w latach 70' ubiegłego wieku, o powierzchni użytkowej 150 m^2 i zużyciu ciepła grzewczego 300 kWh/m^2·rok. Na energetyczne „wyposażenie" domu składają się: przyłącze elektryczne, kocioł węglowy, 2 ogrzewacze ciepłej wody użytkowej (jeden – zintegrowany z kotłem węglowym, użytkowany w okresie grzewczym, drugi – elektryczny, użytkowany poza okresem grzewczym), samochód (Punto). Dla domu przeprowadzono następujące oszacowania.

1. Wyjściowy roczny bilans energetyczny domu (bilans zużycia energii) jest następujący: energia elektryczna – 4 MWh, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa w okresie grzewczym) – 35 MWh, benzyna – 11 MWh. Roczne koszty energii/paliw, łącznie z podatkami (VAT i akcyzą) ponoszone przez właściciela wynoszą (według poziomu cen 2013): energia elektryczna – 2,2 tys. PLN, węgiel – 5,6 tys. PLN, benzyna – 6,6 tys. PLN. Roczny bilans emisji CO_2 jest następujący: energia elektryczna – 4 tony, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa w okresie grzewczym) – 13 ton, samochód – 3 tony.
2. Założono, że energetyczna modernizacja domu będzie polegać na: wykonaniu termomodernizacji (obniżającej zużycie ciepła grzewczego o 60%), zainstalowaniu pompy ciepła (o mocy elektrycznej 1,4 kW), mikrowiatraka (o mocy 3 kW) oraz ogniwa PV o mocy 5,4 kW, a także zamianie samochodu z silnikiem spalinowym na samochód elektryczny. Roczny bilans energetyczny domu po modernizacji jest następujący. Energia elektryczna: produkcja – 16 MWh, zużycie (AGD, pompa ciepła, samochód elektryczny) – 12 MWh.
3. Budżet na modernizację, wynikający z zasady kosztu uniknięgo, oszacowany został bardzo zachowawczo. W szczególności korzyści właściciela domu oszacowano dla okresu 15 lat (czas życia pompy ciepła przekracza natomiast 20 lat), przy rocznym ponad-inflacyjnym wzroście cen paliw i energii wynoszącym 3% i stałej referencyjnej cenie uprawnień do emisji CO_2 wynoszącej 40 €/tona; obecnie jest to cena zawyżona). Oszacowany budżet wynosi około 400 tys. PLN. (325 tys. PLN – uniknięte koszty paliw i energii, 45 tys. PLN – uniknięta podwyżka kosztów właściciela domu

związana ze skutkami wynikającymi z inkorporacji kosztów środowiska do kosztów paliwa, 30 tys. PLN – sprzedaż energii elektrycznej).

Wykorzystanie oszacowanego budżetu jest bez wątpienia bardzo atrakcyjną opcją dla właściciela domu. Oczywiście, pozostaje tu wiele spraw do znacznie głębszego przeanalizowania. Bezdyskusyjna jest natomiast, w świetle uzyskanych wyników, zasadność działań na rzecz nowego podejścia w „gospodarce" energetycznej domu (na poziomach: rządowym – regulacja; rynku kapitałowego – kreacja produktów bankowych; biznesowym – rozwój rynków usług dla energetyki prosumenckiej; naukowo-badawczym – rozwój innowacyjnych produktów dla energetyki prosumenckiej; edukacyjnym – działania w odniesieniu do prosumentów i całego społeczeństwa).

Zał. 9. DWA BLOKI WĘGLOWE VS KRAJOWY PROGRAM REWITALIZACJI ZASOBÓW MIESZKANIOWYCH I MODERNIZACJI ROLNICTWA

Opis zagadnienia, analiza. Poniżej inwestycję w dwa bloki węglowe 900 MW każdy, takie jak te, których budowę rozpoczęto w Elektrowni Opole (Inwestycja 1) konfrontuje się z inwestycją w postaci krajowego programu rozwojowego obejmującego rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) oraz modernizację rolnictwa. Podkreśla się strategiczne znaczenie tej konfrontacji: pierwsza inwestycja petryfikuje elektroenergetykę, druga ma cywilizacyjne znaczenie dla Polski. Ze względu na to znaczenie inwestycjom nadaje się nazwy własne: Inwestycja 1 oraz Inwestycja 2, odpowiednio.

Za 12 mld PLN (koszt bloków) można zrewitalizować już na początku 200 tys. domów jednorodzinnych, czyli prawie 4% takich domów, a ponadto zmodernizować około 10 tys. gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych, o powierzchni 10÷50 ha (4% gospodarstw), oraz 500 gospodarstwach rolnych wielkotowarowych, o powierzchni 50÷100 ha (znowu, 4% takich gospodarstw). Rewitalizacja domu obejmuje jego głęboką termomodernizację oraz instalację układu hybrydowego o mocy jednostkowej ogniwa PV i mikrowiatraka (3+3) kW. Modernizacja gospodarstwa mało- i średnio-towarowego polega na zainstalowaniu w nim mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 10 kW, a gospodarstwa wielkotowarowego – biogazowni o mocy elektrycznej 100 kW.

Do oszacowań związanych z przedmiotową konfrontacją, przyjęto wiele upraszczających założeń. Najważniejsze z nich są następujące: 1° – założono, że koszt niezbędnej rozbudowy sieci[1] w przypadku budowy dwóch bloków 900 MW każdy równoważy około 50% kosztu infrastruktury przekształtnikowo-zasobnikowej w przypadku układów hybrydowych MOA, 2° – założono, że koszty regulacji systemowej (sekundowej, minutowej i godzinowej)

[1] W przypadku KSE nakłady inwestycyjne na sieci (przesyłowe i rozdzielcze łącznie) wynoszą około 70% nakładów inwestycyjnych na bloki, zwłaszcza jeśli są to bloki o dużych mocach (rzędu 1000 MW).

w przypadku obydwu inwestycji są zbliżone, 3° – założono, że głęboka termomodernizacja (realizowana za pomocą technologii domu pasywnego) umożliwia redukcję zużycia ciepła w domach, z których każdy ma powierzchnię 150 m², o 80%, 4° – założono, że w przypadku mikro-biogazowni obniżka kosztów utylizacji odpadów w gospodarstwie rolnym w pełni równoważy koszt substratów w postaci kiszonki roślin energetycznych, a w przypadku biogazowni tylko w 25%, 5° – założono, że sprawność pieców/kotłów węglowych wykorzystywanych do ogrzewania domów, przed ich rewitalizacją, wynosi 0,7.

Inwestycja	Produkcja energii elektrycznej	Redukcja zużycia ciepła[1]	Zużycie (+) lub wyparcie (–) węgla[2]	Emisja CO_2 (ETS)
	TWh	TWh	mln t	mln t
a	b	c	d	e
Inwestycja 1	8	0	+ 2,5	5,5
Inwestycja 2	2,4	6,4	– 1,5	0
w tym:				
– segment 1°	1,2	4,8	– 1,1	0
– segment 2°	1,2	1,6	– 0,4	0

Tab. 1. Roczne wskaźniki inwestycji (bazowe nakłady inwestycyjne 12 mld PLN), opracowanie własne

[1] W przypadku Inwestycji 2 – segment 2° do redukcji związanej z głęboką termomodernizacją w domach dolicza się produkcję ciepła w mikro-biogazowniach.

[2] Wyparcie węgla jest powiązane tylko z redukcją ciepła (kolumna c), nie uwzględnia natomiast redukcji węgla na rynku energii elektrycznej. Jest to niekorzystne założenie dla Inwestycji 2, bo wyparcie węgla na tym rynku wynosi: Inwestycja 1 – 0,8 mln t (poprawa sprawności), Inwestycja 2 – 1 mln t (OZE).

Prezentowana konfrontacja Inwestycji 1 i 2 uwzględnia osiągalny resurs techniczny bloków węglowych 250 tys. godzin, co oznacza, że czas życia bloków wyniesie około 50 lat (ze względu na ograniczony czas wykorzystania mocy znamionowej bloków, do około 5000 h rocznie, wynikający z konieczności zaniżania mocy bloków w dolinie obciążenia KSE). Węzłowe znaczenie z punktu widzenia konfrontacji ma fakt, że przez 50 lat Inwestycja 1 jest „statyczna" (nie ma praktycznie żadnego potencjału innowacyjności). Inaczej jest z „dynamiczną" Inwestycją 2, która ma wielki potencjał innowacyjności związany w szczególności z działaniem trzech czynników. Są to: 1° – mała skala inwestycji jednostkowych (rewitalizacja pojedynczego domu jednorodzinnego, pojedynczego gospodarstwa rolnego), 2° – dwukrotnie krótszy czas życia instalacji MOA (25 lat), co tworzy możliwość wykorzystania postępu technologicznego, który będzie się dokonywał w obrębie instalacji MOA, 3° – „odradzający" się fundusz inwestycyjny równy kosztom unikniętym z tytułu wypierania węgla, jako skutku głębokiej termomodernizacji (trwałość efektu głębokiej termomodernizacji wynosi 50 lat, czyli jest taka jak czas życia bloków węglowych).

Podkreśla się, że dynamika Inwestycji 2 ma podwójny wymiar (oprócz dynamiki opisywanej za pomocą stopy dyskontowej). Po pierwsze, jest to „proste" wykorzystanie odradzającego się funduszu inwestycyjnego do powiększania segmentu 1° oraz segmentu 2° z wykorzystaniem obecnie dostępnych technologii (głęboka termomodernizacja, układy hybrydowe MOA, mikro-biogazownie), czyli jest to dynamika cechująca się w istocie wolnością od ryzyka technologicznego (związanego z niedojrzałością technologii na etapie poprzedzającym ich komercjalizację). Po drugie, jest to dynamika związana z wykorzystaniem innowacyjnych rozwiązań (technologii); warunki do takiego wykorzystania stwarza proces „ciągłego" reinwestowania. Ten wymiar dynamiki Inwestycji 2 jest w okresie strukturalnej przebudowy energetyki ważniejszy od pierwszego. Jednak ze względu na trudność jego zamodelowania (głownie w kontekście ryzyka) nie jest on dalej rozpatrywany.

W tabeli 2 przedstawiono w uproszczony sposób (przy wykorzystaniu cen stałych, z pominięciem rachunku dyskonta) dynamikę Inwestycji 2 polegającą na wykorzystaniu odradzającego się funduszu inwestycyjnego obejmującego amortyzację oraz korzyści wycenione metodą kosztów uniknięty ch, obejmujące dwa składniki: koszt opłat za uprawnienia do emisji CO_2 w segmencie ETS (Inwestycja 1), przede wszystkim jednak korzyści na rynku ciepła w „obszarze" Inwestycji 2 (z pominięciem, na razie, korzyści pochodzących z redukcji CO_2 ze względu na to, że jest to redukcja w segmencie non-ETS).

Do tabeli 2 potrzebny jest dalszy komentarz. Przedstawia się go poniżej (akcentuje się w nim tylko niektóre wyjaśnienia, niezbędne do prawidłowego zinterpretowania uzyskanych wyników, a inaczej korzyści, które – okazuje się – są bardzo duże).

Przede wszystkim potrzebny jest komentarz dotyczący wybranych lat (przedziałów czasowych). Charakterystycznymi latami w tab. 2 są: **1** – rozpoczęcie budowy bloków, a jednocześnie zainstalowanie pierwszych 40 tys. układów MOA, 2 tys. mikro-biogazowni oraz 100 biogazowni; **6** – przekazanie bloków na początku roku do eksploatacji (pomija się tu rozruch i ruch gwarancyjny bloków), rozpoczęcie produkcji energii elektrycznej w blokach; **21** – zrównanie produkcji energii elektrycznej w obydwóch inwestycjach; **26…30** – wymiana pierwszych (bazowych) 240 tys. układów MOA; po 2043 roku (kalendarzowym) następuje sukcesywna, coroczna, wymiana instalacji wprowadzonych na rynek 25 lat wcześniej; **56** – pierwszy rok po wycofaniu bloków węglowych z eksploatacji; Inwestycja II napędza się swoją wewnętrzną dynamiką – kontynuacja możliwa aż do wysycenia rynku (rynek rewitalizacji domów jednorodzinnych, modernizacji gospodarstw rolnych).

Trzy charakterystyczne przedziały czasowe w tab. 2 to przedziały obejmujące lata kalendarzowe: 1° – 2014 do 2019, 2° – 2038 do 2042 oraz 3° – 2070 do 2074. Podkreśla się, że są to przedziały silnych „nieciągłości" procesu. Pierwszy z nich to przedział zamrożenia kapitału w przypadku Inwestycji 1 oraz budowy poważnego segmentu energetyki prosumenckiej i zrealizowanych korzyści

w przypadku Inwestycji 2 (wybudowanie 240 tys. mikro-instalacji MOA, 12 tys. mikro-biogazowni oraz 600 biogazowni; wyprodukowanie 8,2 TWh energii elektrycznej, zredukowanie zużycia węgla na rynku ciepła o około 5 mln ton).

Lata	Lata kalendarzowe	Bazowe skorygowane (b) i odradzające się nakłady inwestycyjne	Wzrost segmentu 2°	Produkcja energii elektrycznej
		mld PLN	tys. domów	TWh
a		**b**	**c**	**d**
1	2014	2,5 (b)	41	0,5
2	2015	2,8 (b)	84	1,0
3	2016	3,2 (b)	130	1,6
4	2017	3,5 (b)	183	2,2
5	2018	3,9 (b)	240	2,9
6	2018	1,1	258	3,1
7	2019	1,2	278	3,3
8	2020	1,2	299	3,5
...		...	...	...
20	2032	2,3	634	7,6
21	2033	**2,4**	**672**	**8,1**
22	2034	2,5	712	8,6
23	2035	2,6	755	9,0
25	2036	2,7	800	9,6
26	2037	0,3	805	9,7
27	2038	0,3	810	9,7
28	2039	0,2	812	9,7
29	2040	0,2	815	9,8
30	2041	0,2	818	9,8
31	**2042**	**2,8**	**856**	**10,2**
32	2043	2,9	902	10,8
33	2044	3,0	951	11,4
...	...	...	...	...
49	2060	6,1	2128	25,5
50	2061	6,4	2232	26,8
51	2062	6,7	2290	27,5
52	2063	7,0	2355	28,3
53	2064	7,3	2420	29,0
54	2065	7,6	2490	30,0
55	2066	8,0	2565	30,8
				∑=650
56	2067	8,4	2655	31,9
57	2068	8,8	2770	33,2
58	2069	9,2	2900	34,8
...	...	...	...	...

Tab. 2. Dynamika Inwestycji 2 związana z prostym wykorzystaniem odradzającego się funduszu inwestycyjnego (szacunki wykonane w cenach stałych), opracowanie własne

Drugi przedział, to przedział stabilizacji Inwestycji 2, związanej z koniecznością reinwestycji obejmujących 240 tys. mikro-instalacji MOA, 12 tys. mikro-biogazowni oraz 600 biogazowni (inwestycje zrealizowane w przedziale pierwszym). Podkreśla się, że jest to przejściowa stabilizacja Inwestycji 2, po bardzo szybkim wcześniejszym rozwoju, który spowodował, że w drugim przedziale – stabilizacji – funkcjonuje już ponad 800 tys. prosumentów w obszarze domów jednorodzinnych, 40 tys. w obszarze mało- i średnio-towarowych gospodarstw rolnych oraz 2 tys. w obszarze gospodarstw wielkotowarowych.

Trzeci przedział, to przedział osłabienia dynamiki wzrostu energetyki prosumenckiej, związanego z koniecznością reinwestycji obejmujących 250 tys. mikro-instalacji MOA, 12,5 tys. mikro-biogazowni oraz 620 biogazowni (inwestycje zrealizowane w przedziale drugim). Z drugiej strony odradzające się fundusze inwestycyjne są już w tym przedziale bardzo duże, inaczej niż w przedziale pierwszym, i umożliwiają sfinansowanie dodatkowo, poza reinwestycjami, rewitalizację prawie 300 tys. domów jednorodzinnych oraz modernizację 15 tys. mało- i średnio-towarowych gospodarstw rolnych i 900 gospodarstw wielkotowarowych.

Część słabo zacieniona tab. 2 dotyczy sytuacji, w której odradzający się fundusz inwestycyjny jest wykorzystany w części na reinwestycje tych mikro-instalacji MOA (także mikro-biogazowni i biogazowni), które zostały sfinansowane z korzyści (czyli poza bazowymi nakładami inwestycyjnymi i amortyzacją), a w części na nowe inwestycje. Część niezacieniona dotyczy sytuacji, w której odradzający się fundusz inwestycyjny jest w całości wykorzystany na nowe inwestycje (nie ma jeszcze w ogóle potrzeby reinwestycji).

Odrębną sprawą jest amortyzacja bloków węglowych. Zakłada się, że czas ich amortyzacji wynosi 25 lat (okres zgodny z istniejącymi regulacjami prawnymi). Zatem od 2019 roku pojawiają się corocznie w „obszarze" Inwestycji 1 wolne środki wynoszące 0,5 mld PLN. Po 25 latach jest to 12 mld PLN, czyli kwota umożliwiająca sfinansowanie dwóch nowych bloków. W przeszłości reinwestycja taka była bardzo pożądana, bo rynek energii elektrycznej rósł w ciągu 25 lat prawie 6-krotnie (przy rocznym wzroście 8%). Czyli reinwestowanie za pomocą amortyzacji nie umożliwiało „nadążania" za potrzebami i trzeba było mobilizować wielkie dodatkowe środki inwestycyjne. Obecnie sytuacja jest odmienna – nie ma wzrostu rynku. Przedsiębiorstwa kontynuując dotychczasową strategię inwestycyjną w źródła wielkoskalowe są w pułapce: reinwestując amortyzację tworzą niepotrzebne moce wytwórcze, nie inwestując zwiększają swoją nieefektywność i przegrywają przyszłą konkurencyjność. (Istota pułapki jest związana z brakiem wzrostu rynku i rozwieraniem się nożyc: z jednej strony jest pożądane ze względu na postęp technologiczny skracanie okresu amortyzacji, a z drugiej resursy techniczne urządzeń w energetyce WEK są wydłużane).

Omówienie wyników przeprowadzonej analizy

1. Budowa bloków w Elektrowni Opole spowoduje w okresie do 2069 r. zapotrzebowanie na 125 mln ton węgla. To zwiększy import węgla, czyli spowoduje „wyprowadzenie" z Polski około 9 mld $. Trzeba tu podkreślić, że saldo import-eksport wynosi już 12 mln ton. Dlatego cały wzrost zapotrzebowania, niezależnie od tego, że w konkretnym przypadku ma być pokryty przez kontrakt PGE – Kompania Węglowa, pociągnie za sobą wzrost importu (na polski rynek popytowy węgla kamiennego związany z nowymi blokami, np. z blokiem 450 MW w Łagiszy, i z blokami w budowie – np. z największym w Europie blokiem 1075 MW w Kozienicach). Stanie się tak z powodu fundamentalnego – braku konkurencyjności polskiego górnic-

twa węgla kamiennego; podtrzymywanie zdolności wydobywczych tego górnictwa musiałoby być związane z koniecznością wielkich inwestycji, a te przekładałyby się na wzrost kosztów. Sfinansowanie inwestycji przy obecnej kondycji ekonomicznej Kompanii Węglowej jest niemożliwe. W takiej sytuacji zrodzi się pokusa w rządzie, aby wykorzystać do tego celu Polskie Inwestycje Rozwojowe (albo skonsolidować elektroenergetyczne przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwa górnicze).

2. Alternatywna Inwestycja 2 zapewnia produkcję energii elektrycznej już w czasie budowy bloków węglowych – jest to 8,2 TWh. W 2035 r. roczna produkcja energii elektrycznej w Inwestycjach 1 i 2 zrównują się. W 2069 r. (ostatni rok eksploatacji bloków węglowych) roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca w Inwestycji 2 około 30 TWh jest prawie 3,5-krotnie większa niż w Inwestycji 1. Produkcja liczona w okresie 55 lat narastająco wynosi około 650 TWh, czyli jest ponad 60% większa niż w przypadku Inwestycji 1.

3. Główny efekt Inwestycji 2 jest jednak związany ze zmniejszeniem zużycia węgla kamiennego i gazu ziemnego. W przeliczeniu na węgiel kamienny jest to w ciągu 55 lat wyparcie około 400 mln ton z rynku produkcji ciepła i 260 mln ton z rynku produkcji energii elektrycznej. W roku kalendarzowym 2069 Inwestycja 2 wypiera około: 20 mln ton węgla z rynku produkcji ciepła i 12 mln ton z rynku produkcji energii elektrycznej. W zakresie emisji CO_2 Inwestycja 1 jest źródłem rocznej emisji CO_2 wynoszącej 5,5 mln t i emisji łącznej (w okresie 50 lat) wynoszącej 275 mln ton. Inwestycja 2 zapewnia natomiast wielką redukcję emisji CO_2, w okresie 55 lat jest to około 1,5 mld ton.

4. W wyniku działania przez 55 lat (od rozpoczęcia budowy bloków węglowych do ich wycofania z eksploatacji) mechanizmu odradzającego się w obszarze Inwestycji 2 (w całej gospodarce) funduszu inwestycyjnego osiągalny jest 13-krotny wzrost segmentów 1° (zrewitalizowane domy) i 2° (zrewitalizowane gospodarstwa rolne) w Inwestycji 2; przy tym w tab. 2 pokazano tylko wzrost liczby domów zrewitalizowanych, ale taka sama dynamika wzrostu dotyczy gospodarstw rolnych. To oznacza, że zamiana Inwestycji 1 na Inwestycję 2 umożliwi w okresie 55 lat zrewitalizowanie 40% domów jednorodzinnych (do standardu domu inteligentnego, zero-energetycznego) oraz zmodernizowanie w istotny (jakościowy) sposób 40% gospodarstw rolnych. Bez wątpienia jest to efekt cywilizacyjny, wykraczający daleko poza bezpośrednie korzyści związane z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego.

Zał. 10. OBSZARY WIEJSKIE – KOLEBKA ENERGETYKI PROSUMENCKIEJ

Tak jak SAPARD w okresie przedakcesyjnym przyczynił się do „wprowadzenia" polskiego rolnictwa do UE tak odpowiednia część unijnych środków pomocowych w okresie 2014÷2020, przeznaczonych w dużym stopniu (nie

mniej niż 20%) na przebudowę polskiej energetyki, powinna zostać wykorzystana do „wprowadzenia" polskiego rolnictwa, i ogólnie obszarów wiejskich, w energetykę prosumencką.

Uwarunkowania rozwoju energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich w kontekście zasobów budynkowych i rolnych. Zasoby budynkowe (domy mieszkalne i budynki gospodarcze w gospodarstwach rolnych na obszarach wiejskich z „natury" nadają się do głębokiej termomodernizacji (z wykorzystaniem technologii domu pasywnego) oraz do integracji z technologiami OZE (biomasowymi – źródła ciepła na biomasę stałą, mikro- i minibiogazownie zintegrowane z agregatami kogeneracyjnymi, minirafinerie; słonecznymi – kolektory słoneczne i ogniwa PV oraz układy hybrydowe; wiatrowymi – miniwiatraki; geotermalnymi – pompy ciepła). Rewitalizacja zasobów budynkowych za pomocą energetyki prosumenckiej jest obecnie najbardziej efektywnym narzędziem modernizacji obszarów wiejskich, w tym rozwiązania wielu nabrzmiałych przez lata problemów (do których należą np. dachy eternitowe). Ogólna charakterystyka „rynku" takiej modernizacji jest następująca.

1. Liczby ludności mieszkającej na obszarach wiejskich – wzrost w ostatniej dekadzie z 38% do 40% (obecnie około 15 mln osób żyje na obszarach wiejskich).

2. Liczba gospodarstw rolnych – 1,4 mln, w tym:

2.1. Liczba „socjalnych" gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek energetyki budynkowej słonecznej i wiatrowej, PME 1 (powierzchnia gospodarstwa 1 do 10 ha) – 1,05 mln.

2.2. Liczba małotowarowych gospodarstw rolnych, tworzących potencjalny rynek mikrobiogazowni kontenerowych PμB (prefabrykowanych) o mocy elektrycznej (10–20) kW, (powierzchnia gospodarstwa 10 do 20 ha) – 225 tys.

2.3. Liczba towarowych gospodarstw rolnych 1, tworzących potencjalny rynek minibiogazowni PmB 1 o mocy elektrycznej (20–50) kW (powierzchnia gospodarstwa 20 do 50 ha) – 95 tys.

2.4. Liczba towarowych gospodarstw rolnych 2, tworzących potencjalny rynek minibiogazowni PmB 2 o mocy elektrycznej (50–100) kW, (powierzchnia gospodarstwa 50 do 100 ha) – 15 tys.

2.5. Liczba wielkotowarowych gospodarstw rolnych 1, tworzących potencjalny rynek biogazowni PIB 1 o mocy elektrycznej (100–200) kW (powierzchnia gospodarstwa 100 do 200 ha) – 5 tys.

2.6. Liczba wielkotowarowych gospodarstw rolnych 2, tworzących potencjalny rynek biogazowni PIB 2 o mocy elektrycznej powyżej 200 kW (powierzchnia gospodarstwa powyżej 200 ha) – 4 tys.

3. Liczba domów mieszkalnych, poza gospodarstwami rolnymi, na terenach wiejskich tworzących potencjalny rynek energetyki budynkowej słonecznej i wiatrowej, PME 2 – jest to około 2,5 mln domów.

4. Liczba PISE 1 (ARE – autonomiczny region energetyczny): 43 tys. wsi, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – potencjalny rynek na małe biogazownie rolniczo-utylizacyjne, o jednostkowej mocy elektrycznej (100–200) kW.
5. Liczba PISE 2 (liczby dokładne): 1576 gmin wiejskich i 601 gmin wiejsko-miejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, ogniwa PV; wielki potencjalny rynek popytowy na duże biogazownie rolniczo-utylizacyjne, o jednostkowej mocy elektrycznej (0,5–1) MW; potencjalny rynek podażowo-popytowy na mini-rafinerie rolnicze o rocznej wydajności rzędu 1 tys. ton biopaliw (drugiej generacji); potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi *car sharing* dla gminy.

Uwarunkowania rozwoju energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich w kontekście zużycia energii elektrycznej i produkcji w źródłach OZE. Zużycie energii elektrycznej na obszarach wiejskich było w Polsce zawsze problemem strukturalnej nieadekwatności, działającym następująco: niskie zużycie energii elektrycznej hamowało rozwój obszarów wiejskich, brak rozwoju ograniczał z kolei możliwość inwestycji w sieci rozdzielcze i pogarszał jakość zasilania odbiorców do poziomu, który był nieakceptowalny przez inwestorów z segmentu rolnictwa towarowego, przede wszystkim z segmentu hodowlanego, ale także z segmentu przetwórstwa rolno-spożywczego oraz małych i średnich firm budowlanych. Problem ten pokazują następujące dane.

1. Zużycie (roczne, łączne) energii elektrycznej na obszarach wiejskich – 12 TWh (poniżej 10% całego krajowego zużycia przez odbiorców końcowych)
   1.1. Zużycie rolnictwa na cele produkcyjne – 1, 6 TWh.
   1.2. Zużycie bytowe gospodarstw (wszystkich: rolnych i innych) – 10,4 TWh.
2. Zużycie roczne, jednostkowe gospodarstw na cele bytowe
   2.1. Zużycie gospodarstwa „socjalnego", domu mieszkalnego (segmenty PME 1, PME 2) – (1,5–2,5) MWh.
   2.2. Zużycie gospodarstwa niskotowarowego (segment PμB,) oraz towarowego (segmenty PmB 1, PmB 2) – (2,5–3,5) MWh.
   2.3. Zużycie gospodarstwa wielkotowarowego (segmenty PB 1, PB 2) – wartość do indywidualnego oszacowania.

Uwarunkowania rozwoju energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich w kontekście elektroenergetycznych sieci rozdzielczych

Niska gęstość powierzchniowa obciążenia, wyrażana w MWh/km^{2}rok, powoduje strukturalną nieefektywność elektryfikacji „sieciowej" terenów wiejskich – ogólnie na świecie (najbardziej charakterystycznym przykładem jest historyczny model autonomicznych źródeł wytwórczych w rolnictwie amerykańskim, w przeszłości głównie w postaci agregatów prądotwórczych

zasilanych olejem napędowym i minielektrowni wiatrowych). Krótka charakterystyka sieci rozdzielczych na terenach wiejskich w Polsce jest następująca.

1. Długość linii nN – 260 tys. km (65 % łącznej długości wszystkich krajowych linii nN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych nN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 82%, a kablowych tylko 20%).
2. Długość linii SN – 210 tys. km (75% łącznej długości wszystkich krajowych linii SN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych SN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 90%, a kablowych zaledwie 13%).
3. Liczba stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN – 150 tys. (70 % ogólnej liczby stacji SN/nN w kraju; przy tym przeciętna wartość mocy znamionowej wiejskiej stacji/transformatora wynosi 100 kVA i jest ponad 3-krotnie mniejsza od przeciętnej mocy znamionowej stacji miejskiej, która wynosi 330 kVA.
4. Liczba odbiorców (domów/gospodarstw) zasilanych z jednej stacji wiejskiej wynosi około 25 (około 100 mieszkańców) i jest 4-krotnie mniejsza niż liczba odbiorców (w tym wypadku głównie mieszkań) zasilanych z jednej stacji miejskiej.
5. Wskaźniki charakteryzujące (poza rozległymi awariami sieciowymi) zawodność zasilania odbiorców z sieci wiejskich: roczna liczba przerw wynosi 5–10, czas trwania pojedynczej przerwy wynosi (2–3) godziny; syntetyczny wskaźnik nieciągłości zasilania rozumiany jako prawdopodobieństwo braku zasilania w czasie wynosi $(1–2) \cdot 10^{-4}$ – jest to wskaźnik około 5-krotnie gorszy (większy) niż w przypadku sieci miejskich.
6. Rozległe awarie sieciowe stają się coraz większym problemem na obszarach wiejskich. (Wybrane informacje dotyczące tego zgadnienia zostały przedstawione w rozdziale „Bezpieczeństwo energetyczne i *stranded costs*").
7. Stopień umorzenia sieci (linie, transformatory): linie SN – około 55%, linie nN – około 50%, transformatory SN/nN – około 55% (w przypadku miejskich sieci stopień umorzenia wynosi: 40%, 45%, 55%, odpowiednio).

Zasadniczy wniosek wynikający z przedstawionych uwarunkowań. Efektywność ekonomiczna fundamentalna, nawet ta rozpatrywana w tradycyjnych kategoriach, przebudowy elektroenergetyki wielkoskalowej w energetykę prosumencką (rozproszoną) jest na obszarach wiejskich zdecydowanie większa niż na obszarach miejskich. Dlatego na obszarach wiejskich należy ją pobudzić w pierwszej kolejności. Ten kluczowy wniosek znajduje uzasadnienie w następujących faktach.

1. Nieadekwatność zasilania obszarów wiejskich w energię elektryczną w stosunku do potrzeb potencjalnych inwestorów zainteresowanych inwestowaniem na tych obszarach (niska jakość zasilania, brak możliwości przyłączania nowych odbiorców) oraz wynikająca stąd niekwestionowana potrzeba reelektryfikacji wsi i przede wszystkim rolnictwa, jako warunku jego restrukturyzacji i modernizacji.

2. Większa efektywność i skuteczność reelektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą energetyki prosumenckiej, w porównaniu z reelektryfikacją „sieciową", co wynika bezpośrednio ze strukturalnej nieefektywności elektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą dotychczasowych technologii sieciowych oraz z osiągniętego już poziomu rozwoju prosumenckich technologii energetycznych.
3. Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem realizacji celów Pakietu 3x20. Wykorzystanie tego sposobu jest bardzo ważne z punktu widzenia potrzeby odwrócenia destrukcyjnych skutków dotychczasowego sposobu realizacji celów Pakietu (w szczególności za pomocą współspalania, przy całkowitym pominięciu możliwości realizacji celów za pomocą prosumenckich źródeł ciepła).
4. Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem (pod względem wykonalności w ogóle i pod względem ekonomicznym w szczególności) realizacji celu cywilizacyjnego w odniesieniu do 15 mln ludzi w Polsce (rewitalizacja zasobów budynkowych i trwałe wejście w model społeczny zrównoważonego rozwoju energetyczno-środowiskowego, trwałe wejście w model ekonomiczny zdywersyfikowanego rozwoju rolniczo-energetycznego, trwałe wejście w obszar technologii *smart grid* EP (elektronicznych, teleinformatycznych, internetowych), trwałe wejście na obszar prosumenckich łańcuchów wartości (i na związany z nimi rynek innowacyjnych usług).
5. Przy tym trzeba uwzględnić, że w przypadku energii elektrycznej samowystarczalność prosumencka oznacza zarazem ogólną zasadę ograniczenia podaży do poziomu popytu, albo niewielkie tylko przekroczenie popytu przez podaż (praktyczne procedury stosowania tej ogólnej zasady muszą mieć podstawy w analizach rozpływowych energii elektrycznej wykonanych dla indywidualnych/modelowych linii nN).

Mikrobiogazownia jako przykład technologii przełomowej – prosumencki łańcuch wartości z mikrobiogazownią. Sama mikrobiogazownia nie jest innowacją przełomową. Staje się taką dopiero wówczas jeśli wchodzi w prosumencki łańcuch wartości. Wejście takie wiąże się z koniecznością wyposażenia mikrobiogazowni w zasobnik biogazu, a instalacji PME w baterię akumulatorów, zasobnik ciepła, i przede wszystkim w inteligentną infrastrukturę *smart grid* EP. Podstawowa lista wartości w prosumenckim łańcuchu wartości z mikrobiogazownią obejmuje 7 ogniw, którymi są: 1° – produkcja energii elektrycznej na potrzeby własne (praca *on grid* lub *off grid*), 2° – produkcja ciepła na potrzeby własne, 3° – utylizacja odpadów, przede wszystkim w produkcji hodowlanej gospodarstwa rolnego, ale także rolnej i odpadów w części bytowej gospodarstwa (komunalnej), 4° – rezerwowe zasilanie gospodarstwa w stanach niezdatności zasilania sieciowego (praca *off grid*), zwłaszcza związanych z rozległymi awarii sieciowymi, 5° – dywersyfikacja produkcji

gospodarstwa (między towarową produkcję rolno-hodowlaną i prosumencką produkcję energetyczną) celem obniżenia ryzyka biznesowego towarowej produkcji rolniczej, czyli umożliwiającą zarządzanie ryzykiem cenowym produktów rolnych związanym z klęskami urodzaju i nieurodzaju w rolnictwie i ryzykiem cenowym na rynkach paliw i energii, 6° – produkcja (w trybie usługi) energii elektrycznej dla operatorów w stanach deficytu mocy w KSE (praca *on grid*), 7° – wyłączanie mikrobiogazowni (w trybie usługi dla operatorów) w stanach nadpodaży (na rynku bilansującym KSE) energii elektrycznej w ofertach z bloków WEK.

Tryb pracy *semi off grid* instalacji prosumenckiej z mikrobiogazownią. Jest to tryb pracy wymagający odpowiednich właściwości regulacyjnych agregatu kogeneracyjnego oraz inteligentnego interfejsu sieciowego. Przez agregat kogeneracyjny rozumie się tu: silnik spalinowy na biogaz, generator elektryczny w postaci maszyny elektrycznej synchronicznej lub asynchronicznej, ewentualnie przekształtnik energoelektroniczny. Przez inteligentny interfejs sieciowy rozumie się: aparaturę łączeniową, automatykę zabezpieczeniową, *smart grid* EP. Tryb pracy semi *off grid* jest realizowany za pomocą infrastruktury *smart grid* EP i polega na naprzemiennym stosowaniu trybu *off grid* oraz *on grid*. Naprzemienne stosowanie tych trybów jest wynikiem uczestniczenia mikrobiogazowni w rynkach energii elektrycznej i usług systemowych dla KSE (według koncepcji przedstawionej na rys. 1 w tekście głównym), czyli usług na rzecz operatorów działających na rynku energii elektrycznej (na rzecz operatora OSP, przede wszystkim jednak na rzecz operatorów OSD).

Mikrobiogazownia w gospodarstwie rolnym 1 (przypadek ogólniejszy). Miejscem realizacji łańcucha prosumenckiego realizowanego za pomocą mikrobiogazowni jest w tym wypadku gospodarstwo rolno-hodowlane scharakteryzowane w tab. 1 (jest to rzeczywiste gospodarstwo, które można uznać za bardzo reprezentatywne z punktu widzenia prosumerncki ego łańcucha wartości i potencjalnej inwestycji mikrobiogazowej). Gospodarstwo to jest dalej wykorzystane do zilustrowania ilościowego (liczbowego) najważniejszego zagadnienia w kontekście mikrobiogazowni traktowanej w kategoriach innowacji przełomowej. Zagadnieniem tym jest praca takiego właśnie źródła energii elektrycznej w trybie semi *off grid* (na mikrosieć typu PISE 2, ewentualnie na sieć nN/SN należącą do operatora korporacyjnego, jeśli ten ma zapotrzebowanie na usługi „systemowe").

Z kolei w tab. 2 przedstawione zostały dane mikrobiogazowni kontenerowej (mikrobiogazownia KMU-R), wyposażonej w agregat kogeneracyjny, ważne w kontekście jej właściwości ruchowych, szczególnie w kontekście produkcji energii elektrycznej. Z punktu widzenia pracy w trybie *semi off grid* charakterystyka mikrobiogazowni musi być przede wszystkim ukierunkowana na bilanse dobowe produkcji energii elektrycznej, tworzące podstawę pod grafikowanie godzinowe produkcji.

Lp.	Wielkość	Wartość
1	Powierzchnia gospodarstwa, ha	15
2	Liczba krów, szt.	20
3	Produkcja mleka, tys. l/rok	120
4	Liczba innego bydła, szt.	20
5	Zużycie kiszonki z kukurydzy do celów paszowych (krowy i inne bydło, po połowie; kiszonka z kukurydzy pokrywa 10% całego zapotrzebowania na paszę), t/rok	160
6	Zużycie oleju napędowego, tys. l/rok	2,5
7	Zużycie energii elektrycznej (na cele bytowe i do produkcji mleka, po połowie), MWh	5

Tab. 1. Charakterystyka (wybrane dane) małotowarowego gospodarstwa rolno-hodowlanego jako potencjalnego miejsca instalacji mikrobiogazowni (traktowanej docelowo w kategoriach źródła prosumenckiego dla zróżnicowanych sytuacji, patrz warianty 1, 2 i 3 poniżej), opracowanie własne

Przedstawione dane są realistyczne, ale wymagają wszechstronnej weryfikacji. Potrzebne są dalsze rozległe badania mające na celu implementację koncepcji polegającej na wykorzystaniu mikrobiogazowni w charakterze „pilota" innowacji przełomowej, którą jest cała energetyka prosumencka. Badania te powinny być zrealizowane przez „pretendentów" rynkowych w obszarze energetyki prosumenckiej, na przykład przez firmy franczyzowe, we współpracy z firmami typu *start up* (właściwymi dla środowiska uczelnianego).

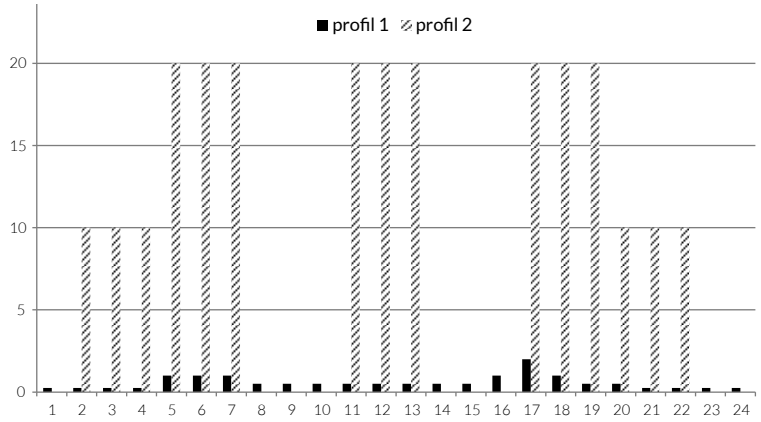
Lp.	Wielkość	Wartość
1	Dobowa (równomierna) produkcja biogazu, m^3	120
2	Dobowa (równomierna) produkcja energii chemicznej, kWh	600
3	Dobowa produkcja energii elektrycznej, kWh	240
4	Godzinowa produkcja energii elektrycznej (odpowiadająca mocy podstawowej, wynoszącej 10 kW, związanej z równomierną produkcją biogazu), kWh	10
5	Pojemność zasobnika biogazu, m^3	16
6	Zdolność magazynowa energii chemicznej, kWh	80
7	Zdolność produkcyjna „zasobnikowa" energii elektrycznej (pełne jednorazowe wykorzystanie zasobnika biogazu), kWh	30
8	Dopuszczalny czas wyłączenia agregatu kogeneracyjnego, h	3
9	Dopuszczalna moc elektryczna agregatu (wymagająca jego przewymiarowania w stosunku do mocy podstawowej), kW	20
10	Osiągalny czas pracy z dopuszczalną mocą elektryczną agregatu (czas do całkowitego „rozładowania" zasobnika biogazu , h	3
11	Maksymalna dobowa liczba cykli pracy agregatu „załącz/wyłącz"	4

Tab. 2. Charakterystyka (wybrane dane) mikrobiogazowni KMU-R (traktowanej docelowo w kategoriach innowacji przełomowej). Dane dobowe dla rocznego bilansu produkcji energii: energia chemiczna w biogazie – 210 MWh, energia elektryczna – 75 MWh, produkcja ciepła brutto – 95 MWh, opracowanie własne

Wiadomo natomiast, że elektroenergetyczne firmy korporacyjne z istoty rzeczy nie mają interesu w rozwijaniu energetyki prosumenckiej. Wskazuje na to zresztą w szczególności coraz częściej artykułowane już w sposób jawny stanowisko tych firm, że są one odpowiedzialne za wyniki finansowe, których oczekują udziałowcy, a nie za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców (mimo, że bezpieczeństwo takie jest przedmiotem zapisów koncesyjnych stanowiących podstawę funkcjonowania firm korporacyjnych).

Poniżej przedstawia się trzy warianty potencjalnego wykorzystania mikrobiogazowni KMU-R, zainstalowanej w gospodarstwie takim jak w tab. 1, w trybie *semi off grid*. We wszystkich tych wariantach gospodarstwo, z mikrobiogazownią scharakteryzowaną w tab. 2, nazywa się gospodarstwem bazowym. Podkreśla się, że dwa pierwsze warianty charakteryzują się przerywaną pracą agregatów kogeneracyjnych; odstawienia agregatów umożliwiają realizację różnorodnych celów, których szczegółowe omówienie wykracza poza niniejszy załącznik. W czasie odstawienia agregatu zasilanie gospodarstw (bazowego i innych) może być realizowane z sieci nN (OSD), a alternatywnie z własnych (gospodarstw) baterii akumulatorów. Wystarczające są do tego celu niewielkie zasobniki. Na przykład w wariancie 1 potrzebna byłaby dla gospodarstwa bazowego użyteczna energia magazynowa równa 1,5 kWh, czyli zasobnik o całkowitej zdolności magazynowej równej 3 kWh, przy dopuszczalnym roboczym rozładowaniu zasobnika/akumulatora równym 50%; inaczej, wystarczyłyby 4 akumulatory samochodowe. Dla każdego innego gospodarstwa niż gospodarstwo bazowe (wariant 2) wystarczyłyby 3 akumulatory samochodowe.

Wariant 1. Praca w trybie *semi off grid* na potrzeby gospodarstwa bazowego i rynku usług dla OSD. Jest to wariant z dominacją (94%) „ustawowej" sprzedaży energii elektrycznej do sprzedawcy z urzędu (zapotrzebowanie gospodarstwa stanowi jedynie 6% produkcji). Z tego powodu nie powinno się w gruncie rzeczy nazwać tego wariantu prosumenckim – w wariancie prosumenckim proporcje powinny być odwrotne; z drugiej strony, jest to wariant, który w stosowanym, na ogół przez środowisko korporacyjne, nazewnictwie ciągle jeszcze utożsamia się z prosumenckim (jest tak ze względu na brak ugruntowanej na razie definicji energetyki prosumenckiej).



Rys. 1. Godzinowy grafik energii elektrycznej (w kWh) gospodarstwa bazowego: zapotrzebowanie (profil 1), produkcja (profil 2), opracowanie własne

Przepływ energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE do sieci nN (OSD) jest obecnie główną osią konfliktu między prosumentami i operatorami OSD. Rzeczywiście, przykład zapotrzebowania i produkcji, według grafików godzinowych przedstawionych na rys. 1 (traktowany w sposób wyizolowany) nie jest zachęcający z punktu widzenia sieciowego do współpracy operatora OSD z producentem energii elektrycznej (odstępuje się tu od nazwy prosument). Z drugiej strony, z punktu widzenia systemowego są korzyści do zdyskontowania przez liderów rynkowych, czyli przez całą elektroenergetykę korporacyjną. Temu jest podporządkowany harmonogram pracy agregatów kogeneracyjnych. Mianowicie, agregaty pracujące z maksymalną mocą, możliwą dzięki zasobnikom biogazu, mogą łagodzić deficyt mocy w szczytach obciążenia KSE. W dolinach obciążenia KSE agregaty są natomiast wyłączone i tym samym gospodarstwo może przyczyniać się do łagodzenia problemów związanych z nadmiarem mocy wytwórczych w (wielkich) blokach przeznaczonych do pracy podstawowej.

Jednak pogłębiona analiza, związana z rolą systemową i sieciową mikrobiogazowni, prowadzi do diametralnej zmiany spojrzenia na korzyści. Mianowicie, analiza taka wskazuje na liczne obiektywne korzyści, nie tylko systemowe elektroenergetyki korporacyjnej w całości, ale także sieciowe, dotyczące operatorów, i to nie tylko dystrybucyjnych (OSD), ale także operatora przesyłowego (OSP). Wynika to choćby tylko z faktu, że ze względu na historyczne uwarunkowania rozwoju KSE na każdy 1 mld PLN zainwestowany w nowy blok o mocy rzędu 1000 MW potrzebne są inwestycje sieciowe wynoszące około 0,7 mld PLN (w tym około 0,3 mld PLN w sieć przesyłową).

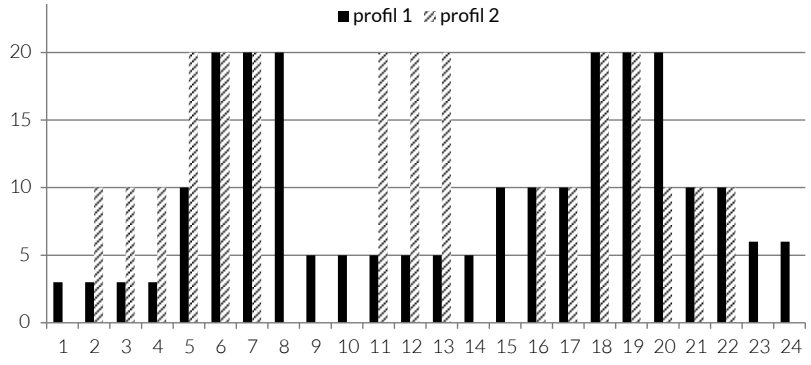
Niedostrzeganie tych korzyści, a nawet blokowanie przyłączeń mikrobiogazowni do sieci jest zrozumiałe na rynku energii elektrycznej: jest to klasyczne zachowanie liderów na wszystkich dojrzałych rynkach, a rynek energii elektrycznej jest pod tym względem najbardziej reprezentatywny. Z drugiej strony takie działania liderów tworzą w naturalny sposób pole do działania pretendentów rynkowych dążących do wykorzystania innowacji przełomowych. Warianty 2 i 3 są ilustracją potencjału różnorodności rozwiązań w energetyce prosumenckiej, czyli pokazują obszar biznesowy właściwy dla pretendentów.

Wariant 2. Praca w trybie *semi off grid* na potrzeby całej wsi/kolonii (25 gospodarstw zasilanych ze stacji transformatorowej SN/nN o mocy 100 kVA) i na potrzeby rynku usług dla OSD. Jest to wariant, który pod względem bilansowym nie różni się praktycznie od wariantu 1. W wariancie tym kooperacja odbiorców z gospodarstwem bazowym i utworzenie zbiorowego prosumenta (spółdzielni prosumenckiej na wsi, w kolonii), a pod względem technicznym w postaci sieci PISE 2 doprowadza do zmiany układu sił. Oczywiście, odrębną sprawą jest ukształtowanie i sposób dochodzenia do sieci PISE 2. Mianowicie, sieć ta może powstawać na ścieżce konfrontacyjnej, znanej w teorii gier jako strategia „jak ty mnie, tak ja tobie" (odbiorcy i nabywcy na rynku paliw i energii, prosumenci, a także pretendenci do rynku energe-

tyki prosumenckiej vs energetyka WEK). Nie jest to jednak najlepsza strategia ze względu na niepewność; lepsza jest współpraca, wynika to z ogólnej teorii ewolucji złożonych systemów.

Istnieje duży potencjał wykorzystania, w długim czasie, tego generalnego stwierdzenia. Dwa praktyczne sposoby zastąpienia konfrontacji przez współpracę mogą przybrać następujące postaci. Po pierwsze, korporacja (z rządem, bo będą potrzebne odpowiednie regulacje) zaoferuje prosumentom rynek usług systemowych, który jest coraz bardziej potrzebny w związku z niewydolnością inwestycyjną w obszarze energetyki korporacyjnej, zarówno w obszarze wytwórczym jak i sieciowym; wcześniejsze zapewnienie rzeczywistego działania zasady TPA jest oczywiście absolutnie potrzebne, ale nie jest już wystarczające. Po drugie, za rozwiązanie kooperacyjne można uznać sprzedaż przez lidera na rynku energii elektrycznej (przez energetykę korporacyjną) sieci nN zasilanej ze stacji transformatorowej SN/nN pretendentowi rynkowemu w segmencie PISE 2. Podkreśla się, że układy kooperacyjne (takie, o jakich powyżej napisano) powstają w Niemczech, Portugalii, Holandii i w innych krajach. Podobne działania są podejmowane również w Polsce i niosą z sobą ciekawe, konstruktywne doświadczenia.

W wariancie 2 mamy do czynienia, w wymiarze praktycznym, z bilansowaniem się produkcji i zapotrzebowania w przedziałach dobowych. Na rys. 2 pokazana jest w szczególności sytuacja prawie całkowitego zbilansowania (zapotrzebowanie 240 kWh, produkcja 234 kWh). Jednak ze względu na trzykrotne (w ciągu doby) wyłączenie agregatu kogeneracyjnego (w okresach: nocnym, przedpołudniowym i przedwieczornym) grafiki godzinowe częściowo „rozmijają się". Polega to na „nadprodukcji" (w 7 godzinach, łącznie 60 kWh) i na braku zasilania (również w 7 godzinach, łącznie 60 kWh).



Rys. 2. Godzinowy grafik energii elektrycznej (w kWh): zapotrzebowanie wsi (25 gospodarstw), łącznie z gospodarstwem bazowym (profil 1), produkcja (profil 2)

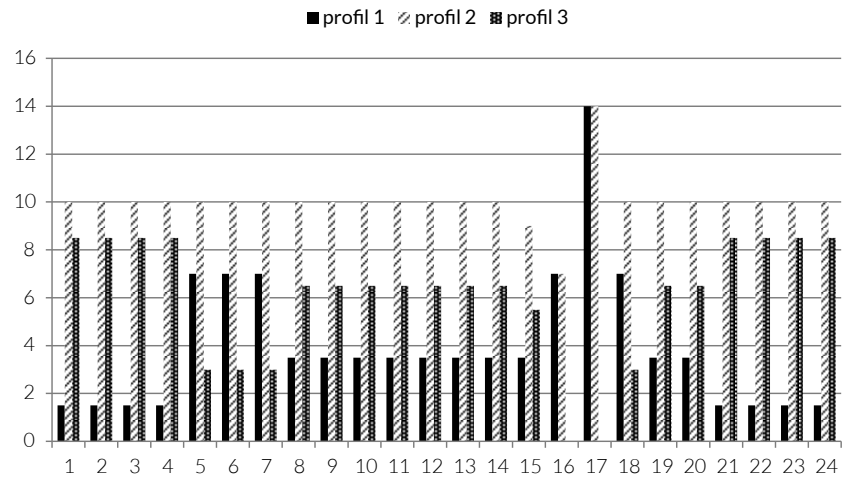
Rozmijanie się grafików tworzy bardzo korzystną sytuację do współpracy między spółdzielnią prosumencką i energtyką korporacyjną (operatorem OSD, ewentualnie OSP). Jej (współpracy) istota jest taka jak w przypadku wa-

riantu 1, o ile gospodarstwa (bazowe i wszystkie pozostałe) nie są wyposażone w akumulatory. Wyposażenie gospodarstw w akumulatory umożliwiłoby pracę sieci PISE 2 w trybie *off grid*.

Wariant 3. Praca w trybie *off grid* na łączne potrzeby gospodarstwa bazowego i 6 gospodarstw partnerskich, z uwzględnieniem transportu elektrycznego we wszystkich gospodarstwach. Jest to wariant pod względem sieciowym podobny do drugiego (zakłada się tu korzystne wzajemne usytuowanie gospodarstw partnerskich i gospodarstwa bazowego, umożliwiające wydzielenie zwartej części sieci nN i ukształtowanie PISE 2). Pod względem bilansowania i współpracy z KSE jest to natomiast wariant różny jakościowo od dwóch pierwszych. Mianowicie, zbiorowy prosument (spółdzielnia prosumencka) z wariantu 3 z natury rzeczy dysponuje możliwością bilansowania zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej, uwzględniając w pełnym zakresie wymaganą jakość tej energii, w trybie *off grid* (prosument nie potrzebuje współpracy z energetyką korporacyjną). Wynika to z bilansu uwzględniającego zapotrzebowanie na energię elektryczną potrzebną dla transportu elektrycznego.

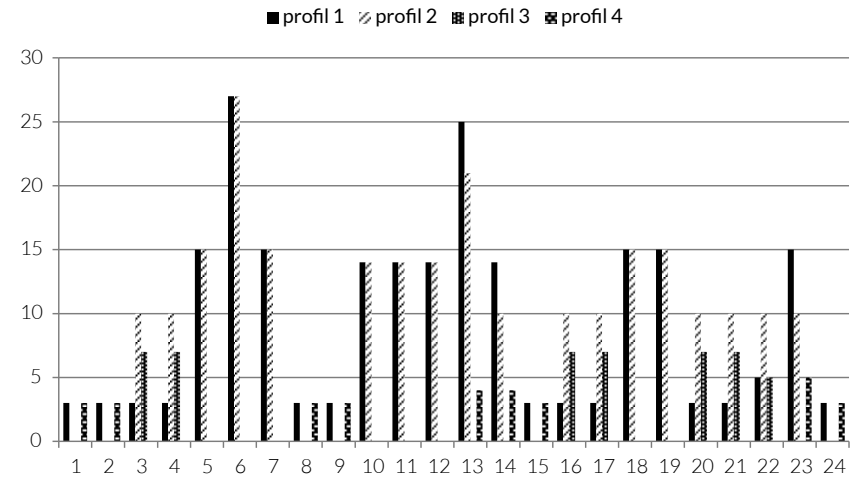
Mianowicie, roczny bilans (w trzecim wariancie analiza bilansu rocznego jest wystarczająca, a przy tym jest dużo prostsza) jest następujący. Zapotrzebowanie spółdzielni prosumenckiej na energię elektryczną dla potrzeb bytowych i produkcyjnych wynosi około 35 MWh (przyjmuje się, że zużycie gospodarstwa partnerskiego jest takie jak gospodarstwa bazowego i wynosi 5 MWh, tabl. 1). Zapotrzebowanie spółdzielni prosumenckiej na energię chemiczną dla potrzeb tradycyjnego transportu szacuje się natomiast na około 120 MWh (przyjmuje się, że zużycie paliwa przez gospodarstwo partnerskie wynosi około 70% zużycia gospodarstwa bazowego, wynoszącego 2,5 tys. litrów oleju napędowego, tabl. 1). Takie zapotrzebowanie na paliwo chemiczne przekłada się na zapotrzebowanie energii elektrycznej dla transportu elektrycznego wynoszące około 40 MWh (przyjmuje się jednakową pracę do wykonania przez transport tradycyjny i elektryczny, 3-krotne zmniejszenie zużycia energii jest wynikiem 3-krotnie większej sprawności energetycznej transportu elektrycznego w porównaniu z tradycyjnym). Zatem łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi 75 MWh, czyli tyle ile produkcja mikrobiogazowni (agregatu kogeneracyjnego).

Możliwość, z której skorzystano powyżej, dotycząca zastąpienia bilansu dobowego bilansem rocznym wynika stąd, że zdolności bilansowo-regulacyjne w sieci PISE 2 przekraczają w wariancie 3 znacznie potrzeby. Oczywiście, w tym wariancie zmienia się struktura zdolności: dominujące są w nim zdolności zasobnikowe w postaci baterii akumulatorów w samochodach elektrycznych, w samochodach dostawczych, w ciągnikach i w innych maszynach rolniczych.



Rys. 3. Godzinowy grafik energii elektrycznej (w kWh) uwzględniający wykorzystanie energii elektrycznej z mikrobiogazowni do transportu elektrycznego: zapotrzebowanie (profil 1), produkcja (profil 2), ładowanie akumulatorów (profil 3)

Mikrobiogazownia w gospodarstwie rolnym 2 (samobilansującym się). Gospodarstwo 2 jest rzeczywistym gospodarstwem rolno-hodowlanym, większym od gospodarstwa 1. Mianowicie, gospodarstwo 2 ma powierzchnię 45 ha, a liczba bydła wynosi 90 szt. Po zbadaniu bilansu energii elektrycznej gospodarstwa 2 okazało się, że mikrobiogazownia taka jak KMU-R (dane według tab. 2) praktycznie zapewnia w przedziałach rocznych samobilansowanie się zużycia i produkcji energii elektrycznej (roczne zużycie wynosi około 80 MWh i roczna produkcja także wynosi około 80 MWh). Przy rozliczeniach godzinowych w przedziałach dobowych występuje niewielkie niezbilansowanie: sprzedaż wynosi około 47 kWh (profil 3 na rys. 4), a zakup około 37 kWh (profil 4 na rys. 4). Przy tym w trybie pracy *semi off grid* zarówno sprzedaż jaki i zakup energii elektrycznej mogą być realizowane jako usługa systemowa dla operatora OSD lub OSP (w zależności od regulacji prawnych i rodzaju infrastruktury *smart grid*). Alternatywą jest praca mikrobiogazowni w trybie *off grid*; jednak w tym trybie musiałoby wystąpić (niewielkie) pogorszenie sprawności eksploatacyjnej mikrobiogazowni (instalacji PME) oraz pogorszenie parametrów niezawodnościowych zasilania gospodarstwa 2 w energię elektryczną. Pierwszą z wymienionych wad można bardzo efektywnie wyeliminować za pomocą dodatkowego wyposażenia mikrobiogazowni (instalacji PME) w baterię akumulatorów. Wystarczyłaby do tego bateria o pojemności energetycznej mniejszej od 10 kWh (przy dopuszczalnym rozładowaniu baterii do poziomu 50%).



Rys. 4. Godzinowy grafik energii elektrycznej (w kWh) dla gospodarstwa 2 (samobilansujacego się) uwzględniający wykorzystanie energii elektrycznej z mikrobiogazowni (na potrzeby technologiczne gospodarstwa i domu mieszkalnego): zapotrzebowanie (profil 1), produkcja (profil 2), usługa dla OSD – sprzedaż (profil 3), usługa

Opisane w załączniku zagadnienia przedstawiają konflikt, którego nie można już uniknąć, bo ma on przyczynę w zmianie trajektorii dalszego rozwoju. Przy tym wcale nie chodzi tu tylko o energetykę, bo zmiany mają charakter cywilizacyjny. Z drugiej jednak strony trzeba pamiętać, że energetyka korporacyjna jest obszarem największych interesów, i w konsekwencji największego oporu. Dysponuje też, z racji paramilitarnego charakteru, siłą nieporównywalną z siłą żadnej innej korporacji.

Załącznik w obecnej postaci nie rozwiązuje w satysfakcjonujący sposób żadnego praktycznego problemu, bo też nie taki jest jego cel. Celem załącznika jest pokazanie, że znaczenie energetyki prosumenckiej polega na zupełnie czymś innym niż energetyki WEK. Mianowicie, celem energetyki WEK jest zapewnienie, w oparciu o istniejące technologie i istniejące *know how* (przy ewentualnym zastosowaniu innowacji zachowawczych), dostaw energii elektrycznej (ogólnie paliw i energii); trzeba jednak podkreślić, że realizacja tego celu zwiększa nieadekwatność rozwiązań w zakresie funkcjonowania energetyki WEK w stosunku do potrzeb obszarów wiejskich, rodzi nowe wielkie problemy do rozwiązania, w tym związane z emisją CO_2. Energetyka prosumencka pojawia się natomiast tam, gdzie trzeba rozwiązywać, z zastosowaniem innowacji przełomowych, nabrzmiałe problemy związane z energetyką wiejską (budowa gospodarki niskoemisyjnej; efektywność energetyczna; inteligentna infrastruktura; ogólnie infrastruktura nowej generacji; zmiana stylu życia pojedynczego rolnika i całych społeczności wiejskich), a stosowane rozwiązania zapewniają automatycznie bezpieczeństwo energetyczne (za pomocą tych samych mechanizmów, za pomocą których demokracja i rynek zapewniają dobrostan ludzi i społeczeństw).

Znaczenie energetyki prosumenckiej rozwijanej w zakresie takim jak przedstawiony (rolnictwo, bezpieczeństwo energetyczne, budownictwo,

transport, inteligentna infrastruktura) polega w szczególności na tym, że tworzy ona podstawy pod konwergencję technologiczną, która na tak wielką skalę nie miała jeszcze nigdy miejsca na obszarach wiejskich.

Zał. 11. UNIJNA/RZĄDOWA EKONOMIKA PRZEBUDOWY ENERGETYKI. POTENCJAŁ PROGRAMÓW WSPARCIA VS POTENCJAŁ USTAWY OZE

Krytyczna analiza systemów wsparcia ochrony środowiska, efektywności energetycznej i OZE jest warunkiem zwiększenia efektywności wielkich nakładów finansowych (zasobów ekonomicznych) ukierunkowanych na przebudowę energetyki. Podkreśla się to, bo w Polsce jest praktycznie niedostrzegany fakt, że perspektywa budżetowa 2014–2020 jest w UE dedykowana ogólnie (w kluczowym stopniu) przebudowie energetyki, widzianej w szerokim środowisku synergetyki (środowisko obejmujące cztery strukturalnie nieefektywne obszary gospodarki, mianowicie: energetykę, budownictwo, rolnictwo/żywność, transport, a ponadto bezpieczeństwo ekologiczne i inteligentną infrastrukturę). Jest to widoczne w podejściu do finansowania nauki w całej UE (badania podstawowe i utylitarne), które to podejście jednoznacznie obrazuje Program Horizon. (Dostępne w tym Programie środki wynoszą 80–90 mld €. Największymi wyzwaniami społecznymi zapisanymi w Programie są: bezpieczeństwo żywnościowe i zrównoważone rolnictwo; zrównoważony transport; bezpieczna, czysta i efektywna energia; środowisko. Najwyższym priorytetem technologicznym jest rozwój technologii ICT).

Polska jest za to zdominowana od wielu lat przez zupełnie już jałową dyskusję dotyczącą ustawy OZE, a praktycznie dopłat do OZE, które ta ustawa ma zagwarantować. (Podkreśla się, że ustawa OZE ma wykreować **przejściowy** system wsparcia finansowany w gruncie rzeczy za pomocą mechanizmu subsydiowania „skrośnego", ale nie podpadającego pod niedozwoloną pomoc publiczną, zakłócającą konkurencję. Jest to możliwe dzięki dyrektywie 2009/28, która dopuszcza integrację system wsparcia OZE z mechanizmami rynkowymi, zapewniającymi opłacalność rozwiązań nie spełniających kryteriów konkurencyjności rynkowej).

Chociaż ustawa OZE jest postrzegana jako najważniejszy system wsparcia, to z drugiej strony Polska ma (ponad trzy lata po wymaganym terminie harmonizacji dyrektywy 2009/28) podstawowe kłopoty w jego ukształtowaniu. Jest to wielkie niebezpieczeństwo, zwłaszcza jeśli się uwzględni, że dyskusja ta jest skoncentrowana na długoterminowych systemach dopłat, uwalniających inwestorów od jakiegokolwiek ryzyka inwestycyjnego; dyskusja jest prowadzona w taki sposób, jakby systemy wsparcia miały być „wieczne". (Tu trzeba się zgodzić z uzasadnieniem dołączonym do projektu ustawy OZE, który został skierowany przez rząd do parlamentu. Mianowicie, że nie można kontynuować systemu dopłat, lobbowanego przez grupy interesów OZE, w którym dopłaty rosną praktycznie proporcjonalnie do udziału OZE w bilansie energetycznym kraju: od obecnych dopłat na poziomie 3 mld PLN w skali rocznej do 11 mld w 2020 r.).

Tym bardziej potrzebne jest w Polsce wykorzystanie bardzo już bogatych doświadczeń innych krajów członkowskich. Sztandarowym przykładem takich doświadczeń (w skali globalnej) jest *Energiewende* – niemiecki system wsparcia. Jego istotą jest szokowa przebudowa energetyki: w mniejszym stopniu pod wpływem unijnych regulacji składających się na Pakiet 3x20, w większym w ramach wewnętrznej (niemieckiej) polityki gospodarczej. Dlatego jest to szczególnie ważny przykład w kontekście unijnych regulacji dotyczących niedozwolonej pomocy (zakłócającej zasady otwartej konkurencji).

Dwa główne, poza ustawą OZE, polskie segmenty wsparcia w okresie 2014–2020. Pierwszym segmentem, o kluczowym znaczeniu (ważniejszym niż ustawa OZE) jest segment wsparcia finansowany za pomocą funduszy strukturalnych (w tym spójności). Pod tym względem najważniejsze są Regionalne Programy Operacyjne (RPO) dedykowane poszczególnym województwom, a ponadto Krajowe Programy Operacyjne (KPO), w tym programy ponadregionalne (dla spójnych terytorialnie regionów obejmujących dwa i więcej województw). Drugim segmentem są krajowe fundusze mające status funduszy celowych, zarządzanych przez rządowe agencje wykonawcze.

W odniesieniu do drugiego segmentu wsparcia (krajowego) podkreśla się, że polityka rządowych agencji wykonawczych w zakresie wykorzystania środków publicznych jest podobna, przynajmniej formalnie, do polityki unijnej, co oznacza, że jej priorytetem jest przebudowa polskiej energetyki w okresie 2014–2020. Jest to ważne z uwagi na znaczną wartość środków publicznych znajdujących się w dyspozycji rządowych agencji wykonawczych (oczywiście, są to środki znacznie mniejsze od tych, które są dostępne w programach RPO i KPO).

Do najważniejszych rządowych agencji wykonawczych, których zadaniem jest wspieranie przebudowy energetyki należą: NFOŚiGW, NCBiR, WFOŚiGW (x 16) i inne. Szacunkowy budżet roczny NFOŚiGW wynosi 4 mld PLN, zatem roczne wsparcie przebudowy energetyki powinno się kształtować na poziomie około 0,8 mld PLN (20% całego budżetu). Wsparcie roczne przebudowy energetyki realizowane przez NCBiR może być nawet większe. Wynika to z faktu, że MNiSzW dąży do tego, aby w całym okresie 2014–2020 budżet NCBiR osiągnął 9 mld €. Zatem na wsparcie przebudowy energetyki powinny być przeznaczone środki wynoszące ponad 7 mld PLN (20 % budżetu). Uwzględniając, że środki te będą wydatkowane przez 6 lat (2015–2020) otrzymuje się roczne wsparcie na przebudowę energetyki wynoszące około 1,2 mld PLN.

Programy RPO. Na podstawie bardzo zgrubnych szacunków można ustalić, że finansowanie przebudowy (szeroko rozumiane) energetyki w ramach tych programów (łącznie w 16 województwach) wyniesie w perspektywie

budżetowej 2014–2020 nie mniej niż 5 mld € (około 20% łącznych środków, wynoszących we wszystkich RPO około 25 mld €), czyli ponad 20 mld PLN.

Takie wsparcie powinno pobudzić rynki prosumenckie (rynki usług, sprzedaży urządzeń) o łącznej wartości ponad 120 mld PLN, tabela. Podkreśla się, że wszystkie dane przyjęte w tabeli mają bardzo dyskusyjny charakter. Jednak wielka waga wyniku końcowego, którym jest wartość rynku energetyki prosumenckiej pobudzonego w horyzoncie 2020, nie budzi żadnych wątpliwości. Uwzględnione w tabeli procentowe luki finansowe dla rynków energii elektrycznej i ciepła (przeciętne w okresie do 2020 r.) są racjonalne w świetle analizy doświadczeń występujących na obecnym etapie rozwoju energetyki prosumenckiej. Odrębną sprawą jest luka finansowa na rynku transportu przyjęta w tabeli na poziomie 30%. W tym wypadku doświadczenia są jeszcze bardzo skromne, dlatego podana wartość wymaga wszechstronnej weryfikacji (przy tym trzeba uwzględnić, że jest to wartość luki dotycząca bardziej budowy infrastruktury dla transportu elektrycznego, a w mniejszym stopniu pobudzenia rynku sprzedaży samych samochodów elektrycznych).

Lp.	Rynek	Udział w finansowaniu	Luka finansowa	Wartość rynku mld PLN
1	Energia elektryczna	50%	20%	50
2	Ciepło	30%	10%	60
3	Transport (infrastruktura dla systemu *car sharing*, z samochodami EV)	20%	30%	13
4	**Razem**	**–**	**–**	**123**

Tabela. Dane wyjściowe do oszacowania rynku energetyki prosumenckiej w 2015 r. wykreowanego przez (wojewódzkie) programy RPO, opracowanie własne

Wykorzystując przedstawione w tabeli wartości pobudzonych rynków można oszacować odpowiadające tym wartościom liczby mikroinstalacji prosumenckich. Na przykład za połowę z 50 mld PLN (rynek energii elektrycznej), czyli za 25 mld PLN, można zainstalować prawie 0,6 mln układów MOA (przy koszcie jednego układu wynoszącym 45 tys. PLN). To oznaczałoby wyposażenie w układy MOA ponad 8% wszystkich domów jednorodzinnych w Polsce.

Gdyby drugą połowę z 50 mld PLN przeznaczyć na mikrobiogazownie (o jednostkowej mocy elektrycznej podstawowej 10 kW, a szczytowej 20 kW; koszt takiej mikrobiogazowni szacuje się tu na około 300 tys. PLN), to można by zainstalować ich ponad 80 tys. To oznaczałoby wyposażenie w mikrobiogazownie około 25% wszystkich gospodarstw towarowych o powierzchni (10–50) ha, których jest 320 tysięcy.

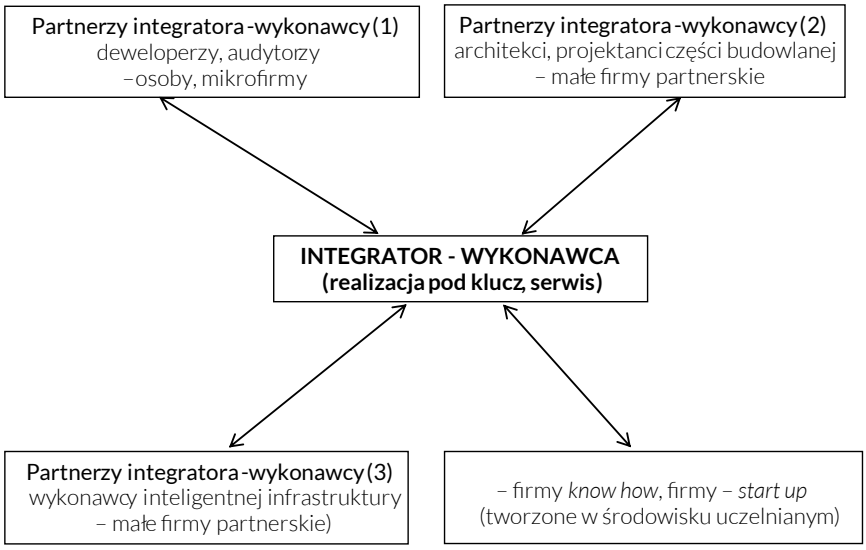
Zał. 12. SIECIOWA STRUKTURA BIZNESU NA RYNKU EP (w segmencie budynkowym)

Na rysunku pokazano w największym uproszczeniu strukturę biznesu sieciowego właściwą dla startowego (obecnego) etapu rozwoju rynku EP. W strukturze tej kluczowi, bo na obecnym etapie „deficytowi", są: integrator-wykonawca oraz firmy *know how* (*start up*).

Powszechnie za czynnik hamujący rozwój rynku EP w Polsce uznaje się brak wsparcia ekonomicznego, czyli brak odpowiednich regulacji prawnych (ustawowych). W tym zakresie nie należy się spodziewać przełomu. Wielkie znaczenie dla perspektyw rozwoju rynku EP mogłoby mieć przyjęcie na poziomie państwa odpowiednich strategii/programów, na przykład takich jak Krajowy/Narodowy program rewitalizacji zasobów mieszkaniowych do standardu inteligentnego domu zero-energetycznego i restrukturyzacji rolnictwa. Jednak w tym zakresie również nia można liczyć na przełom.

Z drugiej strony (na drugim biegunie) powstają regulacje samorządowe, które na pewno są już uwarunkowane rosnącym kapitałem społecznym, i będą pobudzać rozwój rynku EP. Jest to na przykład decyzja Sejmiku Województwa Małopolskiego o eliminacji węgla z ciepłownictwa rozproszonego, którą można uznać za początek likwidacji 1 mln indywidualnych pieców/kotłów węglowych w Polsce, i tym samym otwarcie drzwi do rozwoju rynku EP, w szczególności do zastosowań takich technologii jak: technologie domu pasywnego, piece/kotły na biomasę stałą, kolektory słoneczne, pompy ciepła, mikrobiogazownie (w gospodarstwach rolnych) i inne.

Uznając brak wsparcia ekonomicznego kreowanego ustawowo i brak strategii/programów (na poziomie państwa) za barierę, a narastającą aktywność samorządów za czynnik pobudzający, trzeba jednak stwierdzić, że zasadnicze uwarunkowania dotyczące rozwoju rynku EP tkwią obecnie gdzie indziej. Mianowicie, są one związane z naturą charakterystyczną ogólnie dla innowacji przełomowych, do których należy energetyka prosumencka. W tym kontekście istotne jest stwierdzenie, że rynku EP praktycznie nie ma, a potentaci rynkowi, czyli energetyczne przedsiębiorstwa korporacyjne, rynku tego nie rozwiną z wielu powodów, między innymi dlatego, że z innowacjami przełomowymi sobie nie radzą i nie wykorzystują ich – generalnie, a nie tylko w energetyce – do zapewnienia sobie przyszłości [4].



Rys. Struktura biznesu sieciowego na rynku EP (w segmencie budynkowym)

Ponieważ rynku EP jeszcze nie ma, to do przedsiębiorców-liderów (pretendentów rynkowych) należy jego ukształtowanie. Na rysunku przedsiębiorca-lider jest nazwany integratorem-wykonawcą (taka nazwa określa tu w przybliżeniu zakres działania pretendenta na rynku EP). Poniżej formułuje się dwie charakterystyczne uwagi przedstawiające wybrane uwarunkowania dla pretendentów na rynku EP.

1. Ponieważ regulacje prawne (OZE, ale nie tylko) nie zapewniają w Polsce, na obecnym etapie, opłacalności biznesowej zastosowań poszczególnych technologii (rozwiązań) traktowanych odrębnie, to trzeba kształtować technologie referencyjne obejmujące łańcuchy wartości właściwe dla charakterystycznych ścieżek rozwoju rynku EP. Trzy takie ścieżki dotyczą (modelowo) następujących potencjalnych segmentów tego rynku: 1° – prosumenci biedni (niezorientowani w nowych technologiach: właściciele domów, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe), 2° – prosumenci bogaci (w tym przedsiębiorcy), przy tym szukający innowacyjnych rozwiązań, 3° – prosumenci korzystający z systemów wsparcia (NFOŚiGW, WFOŚiGW, RPO, NCBiR i innych).

2. Przyszły sukces integratora-wykonawcy, pretendenta na rynku EP, będzie zależał od wyboru właściwej kolejność implementacji technologii prosumenckich. W wielkim uproszczeniu można przyjąć za racjonalną kolejność następującą.

2.1. Modernizacja oświetlenia (zastosowanie oświetlenia ledowego).

2.2. Głęboka termomodernizacja (wykorzystanie technologii domu pasywnego).

2.3. Ogrzewanie, produkcja ciepłej wody użytkowej, klimatyzacja (kocioł gazowy, kolektor słoneczny, pompa ciepła, kominek biomasowy).
2.4. *Smart grid* EP.
2.5. Mikrobiogazownia, układ MOA.
2.6. Samochód elektryczny EV.

W świetle przedstawionych uwag, ale przede wszystkim w świetle całokształtu dynamiki interakcji dwóch trajektorii rozwoju w energetyce, pomostowej/zstępującej i nowej/wstępującej, można przyjąć, że nawet bez wsparcia istnieją już możliwości budowy zróżnicowanych modeli biznesowych i struktur biznesu sieciowego na rynku EP, jednak tylko w oparciu o modele *joint venture, private equity*, PPP, spółdzielczość, *outsorcing*, franczyza, inne (czyli ogólnie modele charakterystyczne dla wschodzących rynków wysokiego ryzyka).