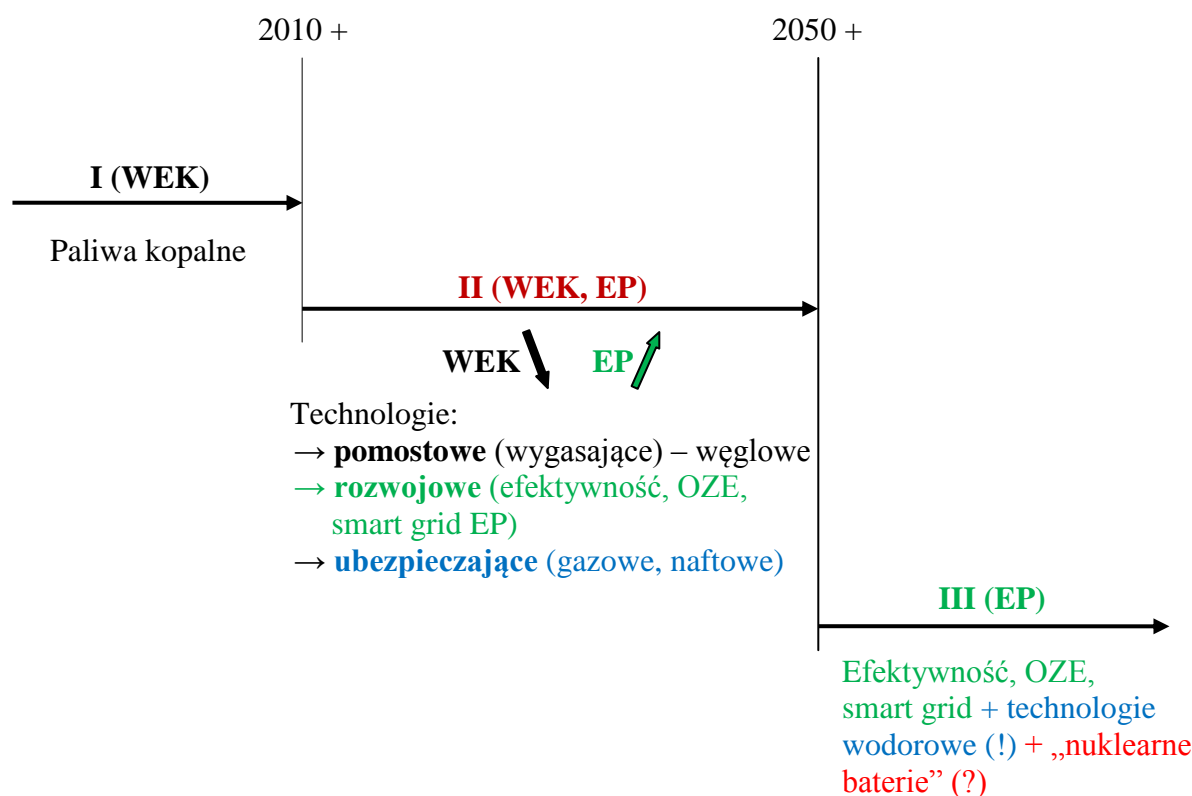


REFERENCYJNY BILANS ZASOBÓW NA POLSKIM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Model interakcji EP i WEK¹ (w kontekście zarządzania i sterowania) w ramach II trajektorii rozwoju

Popczyk Jan

Sposób rozumienia tytułowego bilansu. Tytułowy bilans (Referencyjny bilans zasobów na polskim rynku energii elektrycznej) jest kategorią ściśle związaną z nową (drugą, rozpoczynającą się) trajektorią rozwoju energetyki, która będzie narastać równoległe, co jest zrozumiałe, z wygasaniem dotychczasowej (pierwszej) trajektorii. Oczywiście, po wyczerpaniu się potencjału drugiej trajektorii nieuchronnie nastąpi seria innowacji przełomowych, i zapoczątkowanie (w odległej perspektywie) trzeciej trajektorii rozwojowej.



Rys. 1. Kolejne (trzy: I, II, III) trajektorie rozwoju systemów dostawy energii elektrycznej (opracowanie własne)

Właśnie w takiej perspektywie jest prezentowany w niniejszym RAPORCIE tytułowy bilans i tym różni się on od dotychczasowych kategorii takich jak: polityka energetyczna [1] oraz miksy energetyczne i mapy drogowe [2 do 7], które były/są rozpatrywane praktycznie tylko w perspektywie charakterystycznej dla I trajektorii rozwoju energetyki. Pod względem charakteru tytułowy bilans referencyjny jest najbardziej zbliżony do tego, co w ostatnim

czasie nazywa się powszechnie miksem energetycznym, jest jednak głębiej/inaczej udokumentowany analitycznie. Podkreśla się, że z punktu widzenia zderzenia I i II trajektorii rozwoju RAPORT jest integralny z autorskimi RAPORTAMI [8], [9], [10], [11], [12] w Bibliotece Źródłowej EP (BZEP)¹.

Cel edukacyjny w kontekście społecznym. Celem tym jest pokazanie narastającej szkodliwości rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej (zwłaszcza w obszarze elektroenergetyki), polegającej na dominującym w tej polityce niezrozumieniu dokonującej się strukturalnej przebudowy energetyki, tabl. 1. Trzeba tu podkreślić, że polityka ta, ukierunkowana na import przestarzałych (moralnie) technologii wytwórczych (węglowych, jądrowych) i masowy import paliw węglowodorowych (ropy w transporcie i gazu w ciepłownictwie), a także na rosnący import węgla kamiennego (dla elektroenergetyki) jest skutecznym narzędziem blokowania w Polsce nowej trajektorii rozwoju energetyki (prosumencka efektywność energetyczna, prosumenckie OZE, smart grid EP). W innym języku polityka ta jest emanacją systemowej gry interesów, którą można nazwać: korporacyjny kolonializm (wewnętrzny i zewnętrzny) vs prosumencka podmiotowość.

Tab. 1. Różne „sily/czynniki” transformacji: od społeczeństwa przemysłowego i energetyki WEK do społeczeństwa wiedzy i energetyki OZE/EP (opracowanie własne)

Lp.	Siła/czynnik	Energetyka	
		społeczeństwo przemysłowe ↓ WEK (łącznie z IPP)	(społeczeństwo wiedzy) ↓ OZE/EP
1	Oczekiwania	bezpieczeństwo energetyczne	rozwój zrównoważony
2	Technologie	wielkoskalowe („budowlane”)	rozproszone („fabryczne”)
3	Postęp (miejsce postępu)	termodynamika, fizyka jądrowa	przemysł ICT (głównie elektronika, teleinformatyka), biotechnologia
4	Finansowanie (inwestycje)	WEK (monopol narodowy) lub rynki kapitałowe łącznie z WEK (w przypadku obowiązywania zasady TPA)	<i>venture capital, private equity</i> (budowa fabryk oraz sieci usług) + banki (produkty bankowe) + prosumenci (instalacje)
5	Ekonomika (rynek końcowy)	kliencka (konsumencka)	behawioralna
6	Zasoby	Surowce (paliwa), kapitał	OZE, wiedza
7	Koncentracja wysiłku	produkcja energii	zarządzanie energią
8	Organizacja	korporacyjna (sektorowa)	sieciowa (elastyczna)
9	Siła	stabilność (monopol)	zmiana (innowacyjność)
10	Działania	biurokratyczne	holistyczne
	=	korporacyjny kolonializm (wewnętrzny i zewnętrzny)	prosumencka podmiotowość

Ważnym celem edukacyjnym jest także, w perspektywie określonej przez tab. 1, pokazanie narastającej szkodliwości rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej przez pryzmat tezy o tym, że współcześnie sojusz korporacyjno-energetyczny (blokujący przebudowę energetyki) staje się coraz silniejszym czynnikiem psucia demokracji, tab. 2. (Elektroenergetyka WEK, będąca w przeszłości odpowiedzią na wielką dynamikę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną – z super wielkimi projektami inwestycyjnymi wytwórczymi i przesyłowymi, oraz wielkimi technicznymi systemami elektroenergetycznymi – może dobrze funkcjonować tylko w środowisku interwencjonizmu państwowego i korporacjonizmu zawodowego.

¹ Strona internetowa www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.

Szczególnie zaś tego środowiska wymaga energetyka jądrowa – paramilitarna, która nie ma nic wspólnego z demokracją, ani z rynkiem. Z demokracją i z rynkiem niewiele wspólnego ma w ostatnich latach gazownictwo. Powtarza się tu ponadto za M. Friedmanem, że ropy naftowej i całej infrastruktury związanej z ropą, również nie można zaliczyć do elementów świata demokratycznego).

Tab. 2. Różne „wymiary” transformacji: od technologii WEK do technologii OZE/EP
(opracowanie własne)

Lp.	„Wymiar”	OZE/EP	WEK
1	Rynek vs korporacjonizm	<i>venture capital, private equity</i>	narodowy ład korporacyjny
2	Otwartość vs izolacjonizm	synergetyka	branżowość/sektorowość
3	Konkurencja vs monopol	silna konkurencja	regulacja: koncesjonowanie, TPA
4	Zasilanie w energię elektryczną	inteligentny dom/budynek <i>semi off-grid</i> , autonomiczny region energetyczny <i>semi off-grid</i> , ..., przemysłowy system energetyczny (słabo powiązany z SEE)	zasilanie z SEE
5	Rynek końcowy	prosument (globalny)	odbiorca (narodowy)
	=	demokracja	sojusz polityczno-korporacyjny

Cel gospodarczy. W przypadku starej trajektorii rozwojowej energetyka tworzyła środowisko (bezpieczeństwo energetyczne) dla rozwoju gospodarki i miała znaczenie nadrzędne (w zakresie strategii rozwojowej była nawet, do pewnego stopnia, autonomiczna: prognozy zapotrzebowania na energię/paliwa były tworzone w taki sposób, aby uzasadniać rozmach inwestycyjny kreowany przez korporację energetyczną). W przypadku nowej trajektorii prosumenci określają swoje cele (tworzą strategie rozwojowe, wybierają styl życia) i budują, stosownie do tych celów, swoje indywidualne bezpieczeństwo energetyczne (zatem energetyka u prosumentów jest sprawą wtórną). Oznacza to odwrócenie roli energetyki: energetyka nadrzędna zmienia się w „wynikową” (jest pochodną gospodarki i szeroko rozumianych stosunków społecznych).

Przebudowa całej energetyki (zmiana jej trajektorii rozwoju), to w wymiarze praktycznym nowe ukształtowanie segmentu energetycznego rynku wewnętrznego o łącznej rocznej wartości (z podatkami, i opłatami za uprawnienia do emisji CO₂) równej około 180 mld PLN, tab. 3. Nowe ukształtowanie pozwoli na istotną zmianę bilansu handlowego (stanowiącego część bilansu płatniczego) Polski. Mianowicie, w perspektywie długoterminowej chodzi o przeciwstawienie się dwóm wielkim zagrożeniom. Pierwsze jest związane z negatywnym wpływem energetyki na bilans płatniczy (handlowy) kraju. Drugie jest związane z rosnącą fiskalizacją energetyki.

Generalnie, 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 rynek wewnętrzny. Roczny wypływ środków na paliwa z importu: ropa (22 mln ton), gaz (11 mld m³), węgiel (12 mln ton), biomasa (2 mln ton) wynosi, łącznie, prawie 21 mld \$ (65 mld PLN).

Roczny wypływ środków na dobra inwestycyjne z importu: 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.

(Do oszacowania rocznego wpływu środków przyjęto bardzo uproszczony model. Mianowicie, posłużono się planowanymi harmonogramami realizacyjnymi poszczególnych inwestycji i założono równomierny rozkład nakładów inwestycyjnych. Ponadto, przyjęto udział importu w nakładach inwestycyjnych wynoszący około 50%).

Tab. 3. Kolonizacyjno-fiskalny model polskiej energetyki. Szacunkowe dane roczne (2013) w mld PLN obrazujące wymiar makroekonomiczny WEK w Polsce (opracowanie własne)

ENERGETYKA WEK						
Rynki końcowe (z podatkami i paropodatkami)	~180	paliwa transportowe		energia elektryczna	ciepło	
		100		48	30	
Import	>75	paliwa				
		Ropa	gaz	węgiel	biomasa ¹	
		45	15	3	0,6	
		dobra inwestycyjne				
		elektroenergetyka (głównie bloki węglowe)		gazownictwo	sektor paliw transportowych	
		5		3	3	
<i>know how</i> (usługi konsultingowe) – b.d.						
Podatki, paropodatki,	~80	akcyza – 36 (dominujący udział paliw transportowych)				
		VAT – 38 (dominujący udział ludności)				
		CO₂ – 6 (dominujący udział energetyki węglowej)				
Ukryte dopłaty	5	górnictwo węgla kamiennego – 5 (dominujący udział)				
MAKROEKONOMIA KRAJU						
PKB – 1600, zadłużenie – 800, deficyt budżetowy – 330, osiągalne przychody ludności – 600						

¹Do współspalania, i przede wszystkim do spalania w największych na świecie – o mocy jednostkowej 200 MW – biomasowych blokach kondensacyjnych.

Odrębną sprawą jest zakup szeroko rozumianego *know-how* w globalnych firmach konsultingowych (w ich polskich „oddziałach”). Znaczenie tego wpływu środków nie wynika z jego wymiaru finansowego (choć i ten jest ważny), ale przede wszystkim jest związane z wyjąłaniem kraju z kompetencji badawczych w dziedzinie energetyki. Skutkiem jest zwiększające się uzależnienie polskiej energetyki od globalnych interesów w łańcuchu obejmującym firmy konsultingowe, dostawców dóbr inwestycyjnych, dostawców paliw. (W czasie, kiedy na świecie dokonuje się historyczna przebudowa energetyki polski rząd nie dysponuje żadnym niezależnym centrum kompetencji energetycznych. Polskie firmy energetyczne wytwórczo-dystrybucyjno-handlowe, skonsolidowane pod hasłami konieczności budowy ich zdolności rozwojowych w warunkach konkurencji, nigdy nie podjęły nawet próby budowy własnych kompetencji badawczych, podobnych do tych, które w postaci „nauki koncernowej” posiadają, jako standard, dojrzałe światowe firmy WEK. W Polsce próba budowy takich kompetencji nie została podjęta nawet w PSE – firmie ustawowo odpowiedzialnej za bezpieczeństwo energetyczne kraju).

Odniesieniem do przedstawionych w tab. 3 danych dotyczących energetyki (w kontekście ich znaczenia) są dane makroekonomiczne. Są to przede wszystkim takie dane, przedstawione w tej samej tab. 3, jak: PKB, zadłużenie, budżet państwa (łącznie z częścią sfinansowaną za pomocą deficytu), a z drugiej strony roczne rozporządzone dochody ludności. Analiza energetyki WEK w kontekście makroekonomicznym naprowadza na wiele zagadnień, które wymagają odrębnego naświetlenia. Przykładowo podkreśla się tu, że światowy kryzys 2007-

2013 i ogólnie zmiany cywilizacyjne prowadzą do gwałtownego osłabienia PKB jako głównej dotychczas, obok liczby ludności, wielkości objaśniającej/egzogenicznej w prognozowaniu zapotrzebowania na energię/paliwa. Osłabienie to wiąże się z wieloma procesami. W tym miejscu sygnalizuje się trzy z nich, jako szczególnie ważne w kontekście interakcji energetyki EP i WEK w ramach II trajektorii rozwojowej, rys. 1.

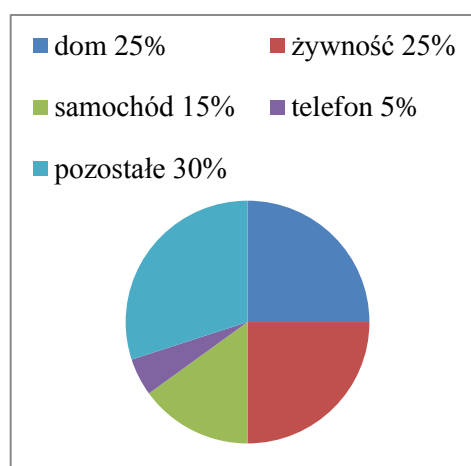
Po pierwsze, szybko narastają kłopoty rządów związane z rosnącym zadłużeniem państw i rośnie kreatywność w zakresie definiowania PKB. To osłabia wiarygodność PKB jako miary rozwoju gospodarki poszczególnych krajów. Po drugie, w wymiarze indywidualnym (człowieka) następują zmiany stylu życia w kierunku stylu zrównoważonego; zmiany te przenoszą się stopniowo na wymiar społeczny i powodują redukcję zapotrzebowania na energię/paliwa na poziomie krajowym. Po trzecie, na poziomie indywidualnym ważniejszą wielkością od PKB, jest majątek. Ten zaś na przykład w Grecji, dotkniętej bardzo głęboką zapaścią PKB, jest 4-krotnie większy niż w Polsce, a w „normalnej” Szwajcarii aż 20-krotnie; PKB na mieszkańca w 2013 roku w poszczególnych krajach wynosiło: Polska – 21 tys. \$, Grecja – 24 tys. \$, Szwajcaria 47 tys. \$).

Cel cywilizacyjny. Zahamowanie obecnego, bardzo niekorzystnego, trendu dotyczącego wpływu energetyki WEK na gospodarkę (tu rozpatrywanego w kontekście makroekonomii) z jednej strony i wyjście naprzeciw nowego trendu oznaczające potrzebę stworzenia warunków mikroekonomicznych do bogacenia się ludzi wymaga odwrócenia relacji gospodarka-energetyka. Mianowicie nadrzędność bezpieczeństwa energetycznego musi być zastąpiona nadrzędnością programu gospodarczego.

Niniejszy RAPORT nie aspiruje do wskazania całościowego programu gospodarczego dla Polski, ale Program Rewitalizacji Zasobów Mieszkaniowych (Budynkowych) i Restrukturyzacji Rolnictwa oraz Modernizacji Obszarów Wiejskich [9] (dalej Program Modernizacyjny) uznaje się tu jako środowisko bazowe każdego racjonalnego programu gospodarczego dla Polski, i jednocześnie jedno z najsilniejszych narzędzi przebudowy energetyki. W wymiarze praktycznym Program Modernizacyjny jest (może być, jeśli będzie realizowany) narzędziem budowy wielkiego rynku wewnętrznego, którego wartość trzeba dopiero oszacować.

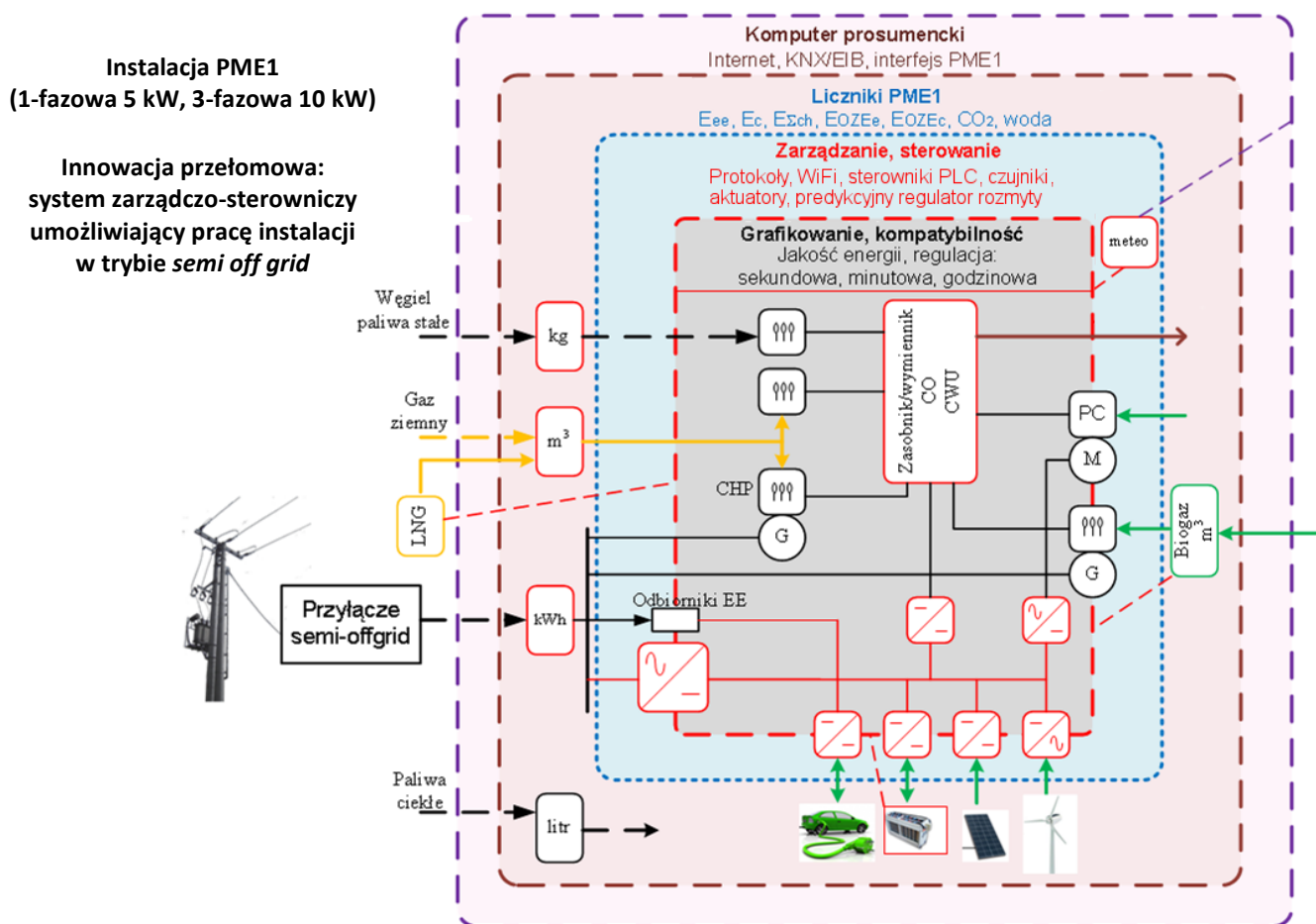
Jest zrozumiałe, że Program Modernizacyjny łączy w sobie wymagania bezpieczeństwa energetycznego i szanse na zwiększanie majątku, jakim są zasoby mieszkaniowe i inne zasoby budynkowe, a także szeroko rozumiane zasoby na obszarach wiejskich. Racjonalne jest założenie, że jednym ze źródeł finansowania Programu będzie w dużym stopniu zmiana struktury wydatków indywidualnego gospodarstwa domowego (rolnego). Struktura wydatków pokazana na rys. 2 obrazuje potencjał alokacji rozporządzalnych dochodów polskiego gospodarstwa domowego. Na pewno jest to alokacja z segmentu „samochód” do segmentu „dom” (w przyszłości „inteligentny pasywny dom *semi off grid*”). Siłą sprawczą tej alokacji będzie zmiana stylu życia ludzi (w tym często rezygnacja z własnych samochodów mająca przyczynę w zatłoczeniu miast i rozwoju *car sharingu*, a z drugiej strony rozwój telepracy).

Program Modernizacyjny w części dotyczącej zaangażowania prosumentów w przebudowę „swojej” energetyki będzie miał



Rys. 2. Struktura wydatków polskiego gospodarstwa domowego (opracowanie własne)

skutek, między innymi, w postaci materialnej infrastruktury smart grid EP, wykraczającej pod względem znaczenia daleko poza samą energetykę. Interfejs PME na rys. 3 obrazuje fakt, że energetyka prosumencka ma ogólnie charakter innowacji przełomowej. Jako taka będzie miała najpierw skutek społeczny w postaci rozwoju indywidualnego prosumentów, a następnie w postaci zmian społecznych (dojście do prosumpcji trzeciej generacji – wynik procesu rozwojowego: energetyka prosumencka → gospodarka prosumencka → społeczeństwo prosumenckie). W konsekwencji powstaną warunki (w sensie podejścia dialektycznego [10]) do kolejnej zmiany paradygmatu rozwoju i do zapoczątkowania kolejnej (III) trajektorii rozwoju, rys. 1.



Współpraca:
Uniwersytet Zielonogórski, AGH,
Euro-Centrum

Prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, dr hab. inż. Krzysztof Dębowski, dr inż. Marcin Fice,
dr inż. Jarosław Michalak, dr inż. Adrian Nocoń, dr inż. Marcin Zygmanski

Rys. 3. Interfejs PME (w wersji dla konstruktorów), stanowiący wyzwanie dla najzdolniejszych młodych inżynierów, którzy zamiast emigracji powinni wybrać udział w przebudowie energetyki w Polsce

Teza. Każdy prosument, we wszystkich segmentach EP (w Polsce od właściciela domu jednorodzinnego po zarząd KGHM) [8] ma, w kontekście technologicznym, możliwość (w wymiarze indywidualnym) zagwarantowania sobie bezpieczeństwa elektroenergetycznego za pomocą dojrzałych już technologii proefektywnościowych, OZE, technologii gazowych i inteligentnej infrastruktury (smart grid EP). Ekonomiczna opłacalność wykorzystania tej możliwości jest sprawą otwartą co najmniej w podwójnym sensie. Po pierwsze, na pewno na obecnym etapie nie wolno już ogólnej opłacalności energetyki prosumenckiej rozważać w kategoriach tradycyjnych modeli ekonomicznych: makroekonomicznych, ekstremalnie

kapitałochłonnych inwestycji i klienckich (mikroekonomicznych). Trzeba natomiast indywidualną opłacalność, w perspektywie prosumenta, rozpatrywać w kategoriach ekonomiki behawioralnej, charakterystycznej dla większości segmentów EP. Po drugie, indywidualna opłacalność bardzo silnie będzie zależna w kolejnych latach od tempa dyfuzji innowacji przełomowych (zarówno technologicznych jak i w sferze organizacji i zarządzania) do poszczególnych segmentów EP. Taka sytuacja jest wynikiem faktu, że ukształtowały się już, w wymiarze globalnym, przewagi konkurencyjne na nowej trajektorii rozwojowej energetyki (wielka trójka pretendentów do globalnych rynków EP, posiadających już innowacje przełomowe, to: USA – lider w obszarze smart grid, Chiny – światowa fabryka dóbr inwestycyjnych dla OZE i ogólnie dla EP, Niemcy – *Energiewende*, czyli realizacja unikatowego programu przebudowy najbardziej dojrzałej na świecie energetyki WEK).

Zastosowana metodyka. Jest to metodyka, której podstawą jest wykorzystanie zasady kosztów unikniętych w analizie skutków zastąpienia I trajektorii rozwoju II trajektorią. W metodyce tej podstawową rolę odgrywają bloki referencyjne WEK [11]. Nie jest naturalnie możliwe bezpośrednie porównywanie wskaźników ekonomicznych tych bloków z wskaźnikami rozwiązań z obszaru energetyki prosumenckiej; brak takiej możliwości jest istotą zmiany trajektorii. Z drugiej strony można, i trzeba, porównywać bloki referencyjne WEK i konkurencyjne rozwiązania energetyki prosumenckiej. Za punkt wyjścia do takiego porównania w najprostszym przypadku należy przyjąć, do czasu opracowania lepszej metodyki, koszt bloku referencyjnego obejmujący pełne nakłady inwestycyjne (z kosztami niezbędnej rozbudowy sieci) i pełne koszty eksploatacyjne (paliwo, opłaty za uprawnienia do emisji CO₂, ...) w całym okresie życia bloku. Dalej, trzeba dla każdego rozwiązania z obszaru energetyki prosumenckiej określić (ustalić) indywidualny model porównawczy. Oczywiście, będą to modele bardzo zróżnicowane: na jednym biegunie będzie model dla modernizacji oświetlenia (stosunkowo prosty), a na drugim – model dla prosumenckiego łańcucha wartości z mikrobiogazownią pracującą w trybie *semi off grid* (model bardzo złożony).

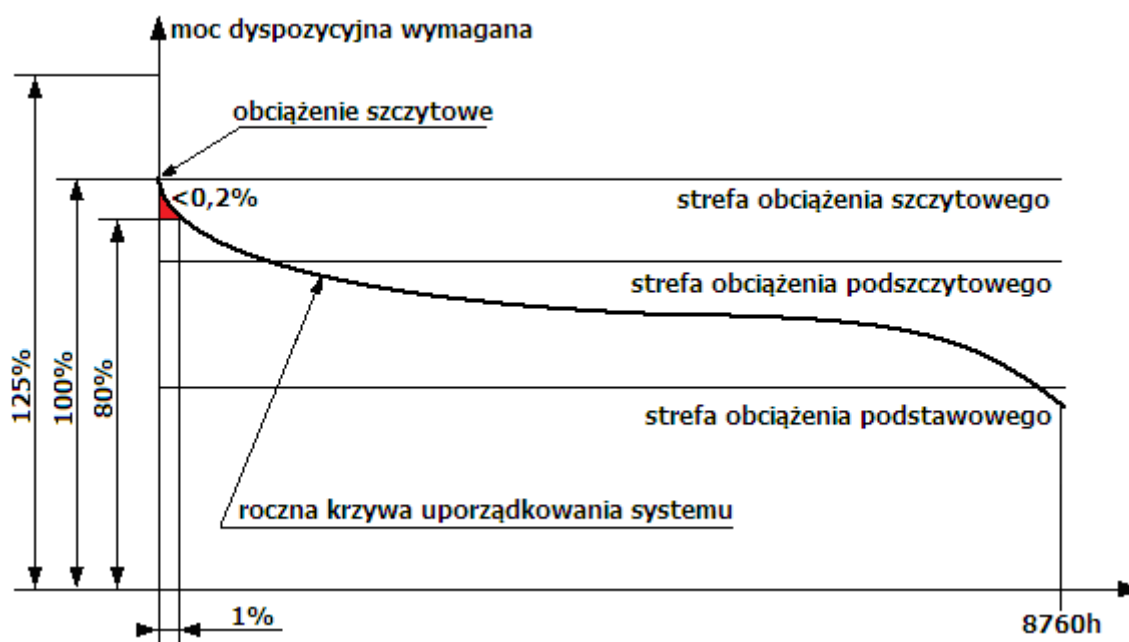
Ponadto, ważną cechą metodyki jest zastąpienie tradycyjnych metod analiz systemowych modelami mechanizmów rynkowych. Do tradycyjnych metod analiz systemowych zalicza się w szczególności prognozowanie (dotyczące krajowego zapotrzebowania na energię i paliwa), optymalizację systemową (dotyczącą rozwoju KSE) oraz korporacyjną ekonomikę jako podstawę decyzji inwestycyjnych (podejmowanych, w odniesieniu do inwestycji WEK, przez liderów rynków sektorowych, czyli przedsiębiorstwa korporacyjne, ograniczające się wyłącznie do stosowania innowacji zachowawczych). Z kolei do mechanizmów rynkowych zalicza się w szczególności strategie pretendentów do nowych rynków (rynków prosumenckich łańcuchów wartości), posiadających innowacje przełomowe, a ponadto decyzje inwestycyjne prosumentów we wszystkich segmentach EP, w tym mikrodecyzje charakterystyczne dla ekonomii behawioralnej w energetyce budynkowej (w szczególności w tej energetyce).

1. MODEL INTERAKCJI WEK i EP (II trajektoria rozwojowa)

Roczna krzywa uporządkowana. Niekwestionowaną zasadą wymiarowania bloków wytwórczych w systemach elektroenergetycznych, w tym ich struktury (udział bloków podstawowych, podszczytowych, szczytowych w ogólnej mocy wytwórczej) była przez ponad sto lat (i w dużym stopniu jeszcze jest) zasada pełnego pokrycia obciążenia szczytowego (niezależnie od tego jak krótkie w czasie jest to obciążenie), rys. 4, 6, 7. Dla zredukowania ryzyka wystąpienia deficytu mocy stosowano przy tym tzw. margines mocy, stanowiący nadwyżkę wymaganej mocy dyspozycyjnej ponad obciążenie szczytowe. (Przez

dziesięciolecia margines ten ukształtował się na poziomie około 25% w Europie i około 20% w USA, i taki obowiązywał do końca lat 80' minionego wieku).

Przy tym obciążenie szczytowe było prognozowane (z wykorzystaniem różnorodnych metod, w tym modeli ekonometrycznych) praktycznie przy pominięciu elastyczności cenowej popytu, co wynikało ze stosowanego cenotwórstwa polegającego generalnie na opłatach za moc i energię dla wytwórców oraz na taryfach strefowych (dobowych) i sezonowych (rocznych) dla odbiorców końcowych (uśredniających systemowe koszty stałe, przede wszystkim inwestycyjne, i koszty zmienne paliwa optymalizowane w ramach metodyki ERO). Kilkunastoletnie już funkcjonowanie rynku energii elektrycznej (na świecie i w Polsce), działającego w oparciu o zasadę TPA, jeszcze nie zmieniło tej sytuacji w istotny sposób w obszarze wymiarowania mocy wytwórczych. W rezultacie elektroenergetyka WEK działa ciągle w oparciu o model sterowania i zarządzania, w którym dla aktywnej roli odbiorców praktycznie nie ma miejsca. W takim modelu podstawą wymiarowania mocy wytwórczych jest uporządkowana roczna krzywa zapotrzebowania, którą tu nazywa się krzywą „naturalną”, rys. 4.



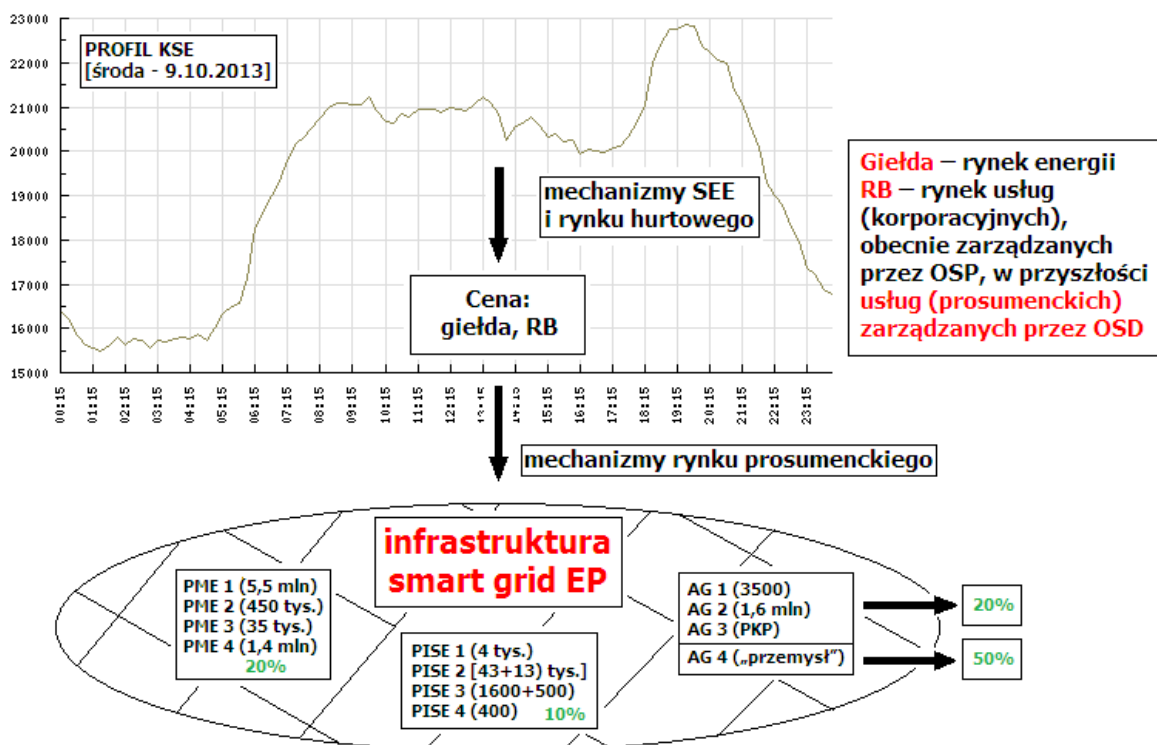
Rys. 4. Zasady wymiarowania zdolności wytwórczych w elektroenergetyce WEK
(opracowanie własne)

W przeszłości krzywa ta była podstawą do decyzji odnośnie centralnych (pozarynkowych, państwowych) inwestycji zapewniających właściwy margines mocy wytwórczej oraz właściwą strukturę tej mocy. Bilansowanie operatorskie (dyspozytorskie) w horyzontach rocznym i dobowym było też pozarynkowe (za jego realizacją odpowiadała w Polsce Państwowa Dyspozycja Mocy, przemianowana w 1992 r. na Krajową Dyspozycję Mocy). Narzędziami bilansowania było roczne (i kwartalne) planowanie mocy wytwórczych, a w wypadku bilansowania dobowego były to trzy rodzaje regulacji: pierwotna – sekundowa, wtórna – minutowa i trójna – godzinowa).

Zmiany rynkowe spowodowały, że pozarynkowe bilansowanie operatorskie zostało zastąpione mechanizmami rynkowymi oraz *quasi* rynkowymi. Mianowicie, roczne planowanie mocy wytwórczych zostało zastąpione mechanizmami rynkowymi w postaci kontraktów bilateralnych i giełdy energii elektrycznej, a trzy rodzaje regulacji, działające w ramach rynku technicznego/bilansującego, uzyskały status usług systemowych (rozwiązanie

ma charakter *quasi* rynkowy). Polityka energetyczna (proces konsolidacji/recentralizacji zapoczątkowany w polskiej elektroenergetyce w 2000 r.) zablokowała niestety ukształtowanie się mechanizmów rynkowych zdolnych do przezwyciężenia niewydolności inwestycyjnej elektroenergetyki WEK.

Podstawowy model powiązania WEK i EP. Zderzenie niewydolności inwestycyjnej elektroenergetyki funkcjonującej zgodnie ze starą trajektorią rozwoju z możliwościami wynikającymi z nowej trajektorii wymaga modelu ich (trajektorii) powiązania. Jest nim model przedstawiony, w wielkim uproszczeniu, na rys. 5. Starą trajektorię rozwoju odwzorowuje się w modelu za pomocą dobowego profilu KSE, a nową w postaci energetyki prosumenckiej, z wykorzystaniem jej segmentacji (segmenty: PME, PISE oraz AG). Do opisu powiązań trajektorii (starej i nowej) w modelu proponuje się wykorzystanie języka sterowania (technicznego) oraz zarządzania (biznesowego) [13]. Oczywiście, indywidualne instalacje (PME), lokalne sieci (PISE), przemysłowe systemy energetyczne (AG) traktuje się w modelu jako obiekty sterowania i zarządzania. Są to zatem, w przyjętej konwencji (teorii sterowania), obiekty reprezentujące gospodarkę energetyczną każdego indywidualnego prosumenta, na którą składają się procesy techniczne i biznesowe.



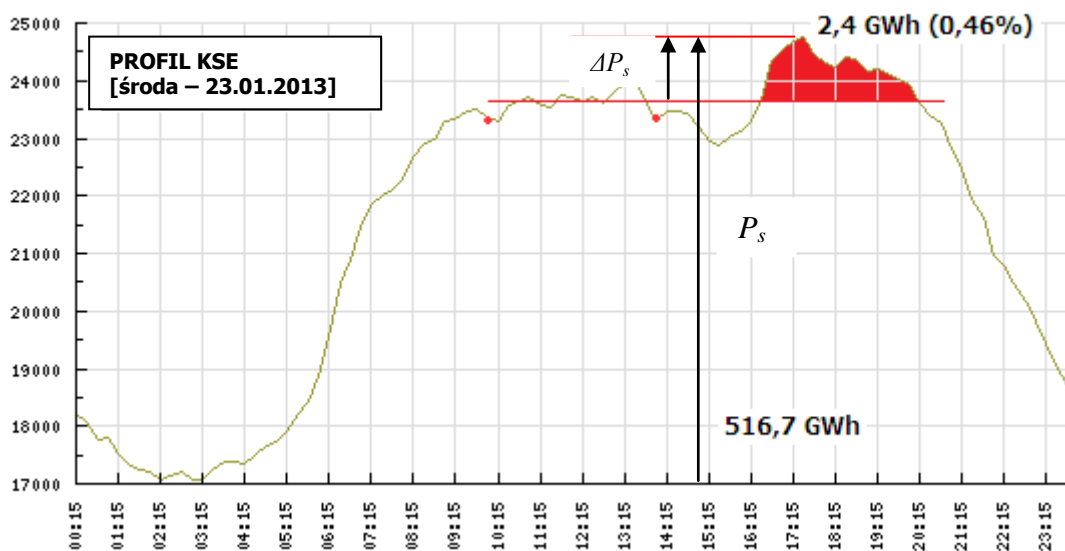
Rys. 5. Profil KSE i sygnał sterowniczy „sprzężony” z profilem, wysyłany w sposób ciągły w obszar energetyki prosumenckiej (PE). PME – prosumenckie (budynkowe) mikroinstalacje energetyczne, PISE – prosumenckie (lokalne: samorządowe, spółdzielcze, wspólnotowe) inteligentne sieci energetyczne, AG – autogeneracja (u przedsiębiorców, w przemyśle) [8]

Obydwie trajektorie są połączone ze sobą za pomocą sygnałów sterujących i/lub wielkości służących do celów rozliczeniowych, którymi są dwie najważniejsze ceny „sprzężone” z profilem KSE: cena giełdowa (*ex ante*) oraz cena na rynku bilansującym (*ex post*). Obydwie

te ceny są wynikiem działania mechanizmów rynkowych w obrębie energetyki WEK. Pierwsza z nich jest w modelu sygnałem „sterującym” (wysyłanym do inteligentnych liczników prosumentów) na prosumenckim rynku energii elektrycznej (oczywiście, sygnał ten będzie działał inaczej w każdym z segmentów EP). Druga jest natomiast charakterystyczna dla rynku usług systemowych (obecnie jest to rynek usług zarządzanych przez operatora OSP, ale w miarę rozwoju energetyki prosumenckiej będzie się tworzył rynek usług systemowych zarządzanych przez operatorów OSD).

Należy przyjąć, że cena z rynku bilansującego sprzężona z profilem KSE (wytwarzana przez operatora OSP) będzie służyć w energetyce prosumenckiej głównie do rozliczania usług świadczonych przez prosumentów na rzecz operatorów OSD. Potencjał poszczególnych segmentów EP do świadczenia usług systemowych jest bardzo zróżnicowany, największy jest niewątpliwie w wypadku segmentu AG. Trzeba ponadto uwzględnić, że oprócz zróżnicowania potencjału poszczególnych segmentów EP na rynku usług systemowych charakterystyczne jest jeszcze inne zjawisko. Mianowicie, w miarę zagęszczania impulsowania (próbkiwania) sygnału, którym jest cena giełdowa energii elektrycznej, rynek usług systemowych przekształca się w rynek energii elektrycznej. Z tym jest związane ogólne zmniejszanie się potencjału rynku tradycyjnych usług systemowych. Z drugiej strony, nie wiadomo jeszcze jakie inne usługi użyteczne dla KSE, poza wytworzonymi w jego historycznym procesie rozwoju, wytworzą się w procesie rozwoju energetyki prosumenckiej.

Z przedstawionych ogólnych uwag dotyczących modelu powiązania starej trajektorii rozwoju z nową wynika, że na gruncie teorii sterowania mamy do czynienia z układem hierarchicznym „profil KSE – energetyka prosumencka”, ze zmieniającą się dynamicznie (w długim horyzoncie czasowym), skomplikowaną sytuacją dotyczącą pętli sprzężenia zwrotnego. Mianowicie, w pierwszej fazie cena giełdowa będzie działała w energetyce prosumenckiej jako sygnał progowy, a sprzężenie zwrotne będzie słabe. W drugiej fazie, szybkiego wzrostu energetyki prosumenckiej, siła sprzężenia zwrotnego też będzie szybko rosła (rozwój energetyki prosumenckiej będzie blokował wzrost cen energii elektrycznej: giełdowej i na rynku bilansującym). W trzeciej fazie – rozwoju instalacji *semi off grid* – pętla sprzężenia zwrotnego będzie często przerywana, w trybie operatorskim (lub nawet trwale, w przypadku instalacji *off grid*).

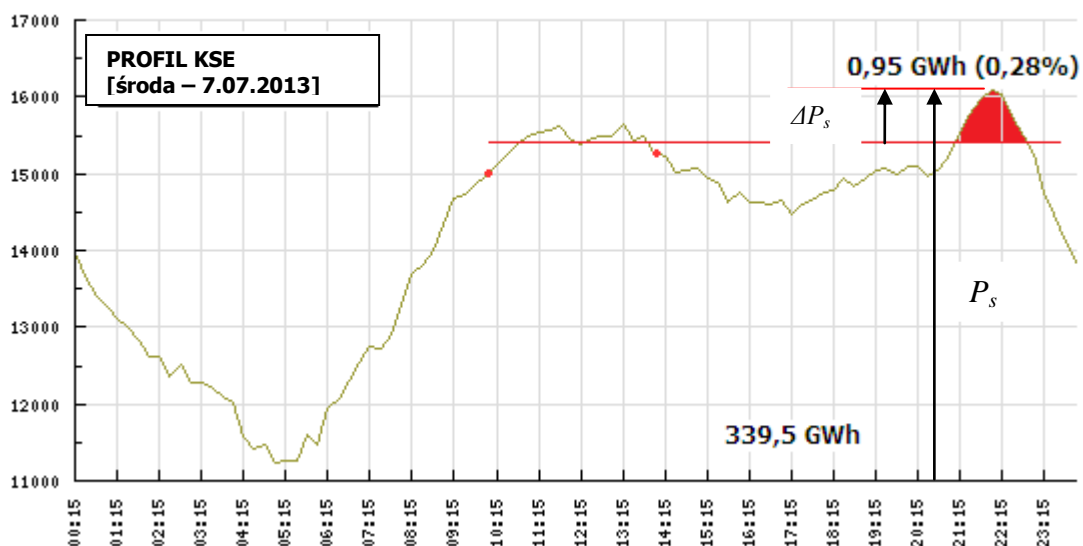


Rys. 6. Zimowy profil KSE wykorzystany w projekcie dydaktycznym [14, Paluszek M.]

Jeśli w krótkim czasie zostaną podjęte działania na rzecz konsekwentnego opisu powiązań starej trajektorii rozwoju z nową w terminach teorii sterowania oraz zarządzania, czyli zostanie zapoczątkowany opis informatyczny modelu powiązań, z rynkiem jako regulatorem, to bez wątpienia nastąpi znaczne przyspieszenie rozwoju energetyki prosumenckiej. W szczególności otworzą się wielkie możliwości badań nad sterowaniem predykcijnym z wykorzystaniem regulatorów neuronowych, rys. 3, które w przypadku obiektów takich jak PME, zaprojektowanych i masowo produkowanych zgodnie z koncepcją przedstawioną w [13], ma wielkie perspektywy. W ten sposób pojawia się możliwość przyspieszenia technologicznego w obszarze, który dotychczas był obszarem strukturalnej nieefektywności.

Graniczne dobowe profile KSE: zimowy („maksymalny”) i letni („minimalny”) przedstawione na rysunkach 6 i 7, odpowiednio (są to modele, które były przyjęte do analiz w projekcie dydaktycznym [14]), wyznaczają obszar, w którym należy szukać podstaw do szacowania potencjału implementacyjnego bardzo różnorodnych zasobów energetyki prosumenckiej. Z tego punktu widzenia graniczne dobowe profile KSE są z „natury” znacznie lepsze niż roczna krzywa uporządkowana, rys. 4. Przede wszystkim profile te są adekwatne do potrzeb w kontekście metodycznym (adekwatne do metod sterowania i zarządzania energetyką prosumencką, z masowymi procesami decyzyjnymi, realizowanymi przez prosumentów i przez infrastrukturę smart grid EP, z wykorzystaniem DSM/DSR i zasobników energii elektrycznej).

Ponadto, dobowe profile KSE w bardzo dużym stopniu ułatwiają percepcję potencjału poszczególnych zasobów energetyki prosumenckiej w kontekście praktycznym, zwłaszcza jeśli wiadomo, że dwoma wielkimi problemami KSE są: deficyt mocy (zimowy szczyt wieczorny) i konieczność zaniżania mocy bloków podstawowych (letnia dolina nocna). W takiej perspektywie oczywisty staje się potencjał modernizacji oświetlenia na jednym biegunie (szczyt obciążenia) i samochodu EV na drugim (dolina obciążenia); potencjał DSM/DSR możliwy do wykorzystania zarówno w szczycie jak i w dolinie; potencjał mikrobiogazowni *semi off grid* możliwy do wykorzystania w trybie sterowania predykcijnego przez 24 godziny na dobę i 365 dni w roku; potencjał budynkowych źródeł wytwórczych PV do zasilania instalacji klimatyzacyjnych, itd.



Rys. 7. Letni profil KSE wykorzystany w projekcie dydaktycznym [14, Paluszek M.]

Przyrosty mocy vs przyrosty energii. Odrębną sprawą, o samoistnym znaczeniu z punktu widzenia II trajektorii rozwoju (z punktu widzenia sterowania i zarządzania energetyką WEK-

EP), jest relacja moc-energia w strefie szczytu obciążenia wieczornego (i podobnie w strefie doliny nocnej) na dobowym profilu KSE. Zdefiniujemy dobowy szczyt wieczorny tak jak na rys. 6 i 7, a przyrost względny mocy w szczycie wieczornym, ponad jego „podstawę”, w następujący sposób:

$$P' = \frac{\Delta P_s}{P_s}, \quad (1)$$

gdzie ΔP_s jest przyrostem mocy szczytowej (oznaczenia na rysunkach 6, 7), a P_s – dobową mocą szczytową. Zdefiniowany dobowy przyrost względny mocy ponad podstawę szczytu wieczornego jest miarą bardzo ważnej właściwości dobowego profilu KSE, a jednocześnie niezwykle silnie zakorzenionej w monopolistycznej elektroenergetyce działania związanego z tą właściwością. Chodzi tu o działanie polegające na bezwarunkowej zasadzie pokrywania zapotrzebowania, traktowanego w kategoriach procesu losowego, niezależnie od czasu trwania zapotrzebowania szczytowego.

Podobnie, jak przyrost mocy ponad podstawę szczytu wieczornego, zdefiniujemy przyrost względny energii:

$$E' = \frac{\Delta E_s}{E_d}, \quad (2)$$

gdzie ΔE_s jest przyrostem (dobowej) energii w strefie szczytowej (energia pobrana ponad „podstawą” szczytu wieczornego, czerwone pola na rysunkach 6, 7), a E_d jest energią dobową (pod dobowym profilem KSE).

Interesująca jest analiza zdefiniowanych względnych przyrostów mocy i energii dla granicznych dobowych profili KSE. Dalej oznacza się je następująco: P'_z, P'_l, E'_z, E'_l , gdzie indeks z oznacza szczyt zimowy, indeks l – szczyt letni. Korzystając z profili przedstawionych na rysunkach 6 i 7 (i zaproponowanego na nich sposobu określenia strefy szczytu wieczornego) można (w przybliżeniu) oszacować dla szczytu zimowego: $P'_z = 5\%$, $E'_z = 0,46\%$. Dla szczytu letniego względne przyrosty mocy i energii wynoszą natomiast: $P'_l = 4\%$, $E'_l = 0,28\%$. Czyli stosunek:

$$\frac{P'_z}{E'_z} = 11, \quad (3)$$

a stosunek

$$\frac{P'_l}{E'_l} = 14. \quad (4)$$

Są to niewątpliwie wyniki zaskakujące, bardzo ważne dla KSE z punktu widzenia planowania inwestycyjnego (inwestycji w moce wytwórcze i w sieć przesyłową) oraz planowania dobowego (zasobów energetyki prosumenckiej). W przypadku obecnej struktury kosztów (stałych i zmiennych) w KSE wartości (3) i (4) oznaczają, że inwestycje w bloki węglowe (zwłaszcza klasy 1000 MW) pociągają za sobą całkowicie nieracjonalną strukturę kosztu krańcowego: mianowicie około 20-krotnie wyższy koszt mocy w porównaniu z kosztem energii (w oszacowaniu uwzględnia się nakłady inwestycyjne w blok węglowy i w sieć przesyłową oraz w sieci rozdzielcze zgodnie z koncepcją bloku referencyjnego [11]).

Podsumowanie. Podkreśla się, że zaprezentowane tu podejście, bazujące na względnych dobowych przyrostach mocy i energii w szczycie wieczornym, dotychczas nie było stosowane. Oczywiście, jest to podejście zasadniczo odmienne od podejścia charakterystycznego dla starej trajektorii rozwoju elektroenergetyki (trajektoria I), w którym dominujące znaczenie miały zawsze roczne (rok do roku) przyrosty: mocy szczytowej oraz rocznej energii. Według takiego podejścia stosunek przyrostu (rok do roku) rocznej energii do przyrostu mocy szczytowej był przez dziesięciolecia praktycznie równy 1 (podkreśla się, że w

tym podejściu wzrost rocznej energii przyjmuje się jako pierwotny, a wzrost mocy szczytowej jako wielkość wynikową). Bardzo istotnym skutkiem praktycznym było planowanie inwestycji, zwłaszcza wytwórczych, w „rytm” wzrostu rynku energii w wymiarze rocznym, i w konsekwencji nadmierny koszt mocy w jednoskładnikowym rynkowym koszcie energii elektrycznej.

Podobne postępowanie jak przedstawione w odniesieniu do dobowych profili KSE można zastosować w odniesieniu do rocznej krzywej uporządkowanej obciążenia (w praktyce dotychczas tego się nie robiło). Na rys. 4 zwymiarowano „ekspercko” (dla celów dydaktycznych)² strefę obciążeń szczytowych (utworzoną poprzez uszeregowanie największych obciążeń godzinowych, ze zbioru 8760 takich obciążeń) zakładając spadek mocy zapotrzebowanej w strefie o 20%. Na tej podstawie oszacowano, dla przedstawionej krzywej uporządkowanej, czas trwania strefy na około 90 godzin. Dalej można oszacować, że udział energii pobranej ponad podstawą strefy, w stosunku do całej energii rocznej wynosi poniżej 0,2% (przy szacowaniu zastosowano trójkątową aproksymację pola ponad podstawą strefy, a ponadto roczny czas wykorzystania mocy szczytowej w KSE równy około 5500 godzin). Czyli stosunek przyrostu mocy w strefie szczytowej do energii pobranej ponad podstawą strefy wynosi ponad 100.

Chociaż uzyskany wynik należy traktować wyłącznie jako poglądowy, to znacznie wzmacnia on tezę o nadmiernym koszcie mocy w jednoskładnikowym rynkowym koszcie energii elektrycznej w wypadku polityki inwestycyjnej charakterystycznej dla starej trajektorii rozwoju (inwestycje w bloki węglowe, jądrowe). Podkreśla się przy tym, że oszacowana wartość stosunku przyrostu mocy do przyrostu energii równa 100 dla rocznej krzywej uporządkowanej obciążenia KSE układa się w logiczny ciąg z wartościami 14 (4) dla dobowego profilu letniego oraz 11 (3) dla profilu zimowego i ma oczywiste wytłumaczenie jakościowe. W szczególności, wartość stosunku w przypadku rocznej naturalnej krzywej uporządkowanej wielokrotnie przewyższa wartość stosunku w przypadku zimowego profilu dobowego dlatego, że podstawa strefy szczytowej na profilu zimowym (23,5 GW, rys. 6) jest znacznie wyższa niż szczyt dobowy letni (16,0 GW, rys. 7). To oznacza, że obciążenia ze strefy szczytowej doby letniej (i większości dób między letnią, a zimową) nie wchodzi do strefy szczytowej na naturalnej rocznej krzywej uporządkowanej.

Przedstawione rozważania, i grube oszacowania, trzeba skonfrontować z próbami powrotu w niektórych krajach członkowskich UE do gwarancji zwrotu nakładów na moce wytwórcze, zwłaszcza w odniesieniu do najbardziej kapitałochłonnych bloków wytwórczych (jądrowych, węglowych). Oczywiście, podejmowane próby oznaczają dążenie do przywrócenia rozwiązań z przeszłości, czyli charakterystycznych dla monopolu. W elektroenergetyce amerykańskiej było to rozwiązanie znane pod nazwą zasady „zwrotu na kapitale” i było związane z ochroną konstytucyjną, a więc najbardziej fundamentalną, prywatnej własności (elektroenergetyka w USA zawsze była prywatna). W Europie była to opłata „stała” za moc w dwuskładnikowej opłacie za energię elektryczną (podkreśla się, że to rozwiązanie ukształtowało się w odmiennych, niż w USA, uwarunkowaniach własnościowych, mianowicie elektroenergetyce, która w dominującej części Europy Zachodniej została po II wojnie światowej znacjonalizowana).

Współczesne próby powrotu do gwarancji zwrotu nakładów inwestycyjnych na moce wytwórcze są realizowane pod hasłem niezbędności kontraktów na moc (mimo, że grupy interesów dążące do wprowadzenia kontraktów na moc stosują nazewnictwo rynkowe, to istota rozwiązania jest monopolistyczna). Próby podejmuje przede wszystkim Wielka Brytania, w odniesieniu do inwestycji w energetykę jądrową, a także Polska, w odniesieniu do bloków węglowych, np. nowych bloków w Elektrowni Opole.

² Rysunek ze skryptu: Popczyk J. *Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki)*. Gliwice 2006 (na prawach rękopisu).

Przedstawione rozważania i oszacowania dla polskich warunków w sposób bezdyskusyjny uzasadniają tezę, że kontrakty na moc wytwórczą w przypadku nowych bloków węglowych, w tym bloków budowanych w Elektrowni Opolu, są niedopuszczalne (nie powinny być stosowane), zwłaszcza do czasu wykorzystania innych sposobów redukcji zapotrzebowania w strefie dobowego obciążenia szczytowego, znacznie tańszych (są przesłanki, że teza ta znajdzie w nadchodzącej przyszłości potwierdzenie w oficjalnym stanowisku Komisji Europejskiej dotyczącym ogólnie kontraktów na moc). Więcej, na obecnym etapie nie powinny być także stosowane w Polsce kontrakty na rezerwę „zimną” w blokach istniejących (do czasu wyczerpania tańszych, bardzo różnorodnych rozwiązań prosumenckich, umożliwiających redukcji zapotrzebowania w strefie dobowego obciążenia szczytowego, rozdz. 3).

2. ZASOBY WYTWÓRCZE W POLSKIEJ ELEKTROENERGETYCE WEK

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 zasoby regulacyjne w KSE). Bloki klasy 120 MW (łącznie 24 bloki) budowano w latach 60' minionego 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' [15]. 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 każdy 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 bloków węglowych w elektrociepłowniach 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 [15]. 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 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 znowu 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 (w kontekście produkcji energii elektrycznej; 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 (łącznie z segmentem IPP) na rynku energii elektrycznej można w drugiej połowie 2014 r. podsumować następująco. Energetyka węglowa na węgiel kamienny – 18,5 GW (w tym elektrownie kondensacyjne – 14 GW, elektrociepłownie – 4,5 GW) i na węgiel brunatny – 9,5 GW; energetyka gazowa – 1 GW, energetyka wiatrowa – 4 GW, energetyka wodna – 2,5 GW (łącznie z elektrowniami szczytowo-pompowymi), energetyka biomasowa – 0,4 GW (dwa bloki kondensacyjne po 200 MW każdy).

Referencyjny blok węglowy przyjęty do dalszej analizy. 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 € [11] (wariant 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. Oprócz bloku 1075 MW (Enea – Koźlenice), którego realna budowa jest już zaawansowana i dwóch bloków o mocy jednostkowej 900 MW (PGE – Opole), których budowa jest

„symbolicznie” rozpoczęta, jest wiele innych bloków, z którymi są związane bardzo kosztowne „pozorowane” działania przygotowawcze. Są to następujące bloki: EdF – Rybnik, 900 MW (projekt „zamrożony”); Tauron – Jaworzno, 850 MW; Energa – Ostrołęka, 1000 MW (projekt „zamrożony”); Polenergia – Pelplin, 2x1000 MW (w połowie 2014 r. inwestor rozpatruje zmianę bloków na mniejsze, o mocy 800 MW każdy); Kompania Węglowa – Wola/Czczcott, 900 MW (w połowie 2014 r. rozpatruje się zmianę bloku na większy, o mocy 1000 MW).

Dane uzupełniające dla bloku referencyjnego są następujące: czas życia bloku – 50 lat (zakłada się rewers 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 CO₂ – 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 sieciowymi) – 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 CO₂ – 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 około 2-krotnie (czyli wynosząca 120 mld PLN) obrazuje, zgodnie z zasadą kosztu unikniętego, 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 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 elektroenergetyki WEK w kolejnych latach. Ponieważ najważniejszą 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 (analiza taka jak przedstawiona powyżej w punkcie: „Istniejące zasoby wytwórcze WEK ...”) 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.

Tab. 4. Bilans odstawionych, zrewitalizowanych i nowych bloków wytwórczych WEK w energetyce węglowej w latach 2014-2017 (opracowanie własne)

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
	Moc, 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
	Moc, razem	1080 MW	70 MW	-	- 1010
2016	200 MW	3	1/20 MW	-	- 580
	120 MW	6	1/10 MW	-	- 710
	Moc, razem	1320 MW	30 MW	-	- 1290
2017	1100 MW	-	-	1	1100
Razem (2014-2017)		2920 MW	200 MW	1100 MW	- 1620

Objaśnienia do tab. 4. Kolumna c – 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 tab. 4. 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 podejścia charakterystycznego dla I trajektorii rozwoju (ale nie dla II trajektorii) 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. w źródłach wszystkich rodzajów (czyli też w OZE). Taka sytuacja 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 (do mocy „dyspozycyjnej”) 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 trajekcją rozwoju.

3. UJAWNIAJĄCY SIĘ DYNAMICZNIE POTENCJAŁ ENERGETYKI PROSUMENCKIEJ

Ostatnie lata pokazują, że energetyka prosumencka jest bez wątpienia rogiem obfitości. Przy tym ocena ta na razie ma podstawę głównie w mentalnościowym przełamywaniu barier związanych z likwidacją monopolu w elektroenergetyce. Bez wątpienia zasadna jest w tym kontekście teza, że elektroenergetyka prosumencka współcześnie zaczyna działać w Polsce tak jak zmiany ustrojowe po 1989 r. (Procesy demonopolizacyjne w elektroenergetyce są opóźnione o ćwierć wieku w stosunku do procesów liberalizacyjnych w gospodarce. Przy tym, podkreśla się, że istnieje wiele obiektywnych powodów tego opóźnienia. Najważniejszy jest taki, że polska gospodarka wchodziła w model, który na świecie był standardem, a elektroenergetyka światowa wchodzi dopiero współcześnie w etap głębokiej demonopolizacji, następujący po wyczerpaniu się potencjału konkurencji wyzwolonej za pomocą zasady TPA. Z drugiej strony przeprowadzone w ostatnim dziesięcioleciu procesy konsolidacyjne w polskiej elektroenergetyce utrudniają skuteczne jej przebudowę).

Energetyka przemysłowa. Przykładem, że energetyka przemysłowa (segment AG energetyki prosumenckiej [11]) staje się ważnym graczem na rynku energii elektrycznej są następujące wybrane inwestycje wytwórcze zrealizowane/realizowane w okresie 2013-2015 (są to zawsze inwestycje w wydłużonym łańcuchu wartości, obejmującym działania proefektywnościowe i prośrodowiskowe). **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 2015 r. 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 r. wyniosło 2,5 TWh vs 4 TWh/a w wariacie *bussines as usual*, a w 2013 r. uruchomiono 2 bloki *combi* o mocy jednostkowej 45 MW każdy (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 ciepła, odpowiednio); w 2013 r. 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. m³/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), komentarz do tab. 4.

Ciepłownictwo (korporacyjne). 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) [16]. 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 kogeneracja), i są na rynku „blisko” prosumentów. Jest to zupełnie inna sytuacja niż w przypadku energetyki wiatrowej zdominowanej przez inwestorów z segmentu IPP.

Cztery inne charakterystyczne segmenty. 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 przedstawia się, za artykułem [11], cztery z nich, zarówno po stronie podażowej jak i popytowej. Należą one niewątpliwie do zasobów najbardziej charakterystycznych. Są to:

1. Modernizacja oświetlenia. Na szeroką skalę jest najszybszy sposób wejścia Polski w proces masowego pobudzenia rozwoju energetyki prosumenckiej, jednocześnie najprostsza i niezwykle skuteczna alternatywa 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 [14, Kaniowski] (uwzględniając tylko oświetlenie w gospodarstwach domowych, bez pozostałych segmentów oświetlenia³). To oznacza zmianę jakościową profilu KSE polegającą na tym, że w godzinach dotychczasowego wieczornego, zimowego szczytu obciążenia możemy mieć „płytką” (lokalną) dolinę. Analiza efektywności ekonomicznej modernizacji oświetlenia, niezwykle korzystna, przedstawiona jest w artykule [11].

2. Mikrobiogazownie, z mikromagazynem biogazu, pracujące w trybie semi off grid. Stanowią one najbardziej atrakcyjny zasób energetyki prosumenckiej (na terenach wiejskich), w aspekcie elastyczności ruchowej, ale także modernizacji obszarów wiejskich (reelektryfikacja) [9]. 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 [9]. Mianowicie, jest to 230 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 ponad 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

³ Takich jak: oświetlenie zewnętrzne w miastach i w gminach, oświetlenie dróg, w tym autostrad, oświetlenie hal fabrycznych, oświetlenie biurowców, marketów, itd.

połowie tego potencjału zapewniłoby zbilansowanie całego zużycia energii elektrycznej na obszarach wiejskich, na cele gospodarstw domowych i rolnictwa (obecnie około 12 TWh).

3. Układy zasilania gwarantowanego (UZG), zwłaszcza agregaty prądotwórcze. Stanowią one 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 r. (i podpisał pierwszą umowę). Sumę mocy agregatów prądotwórczych w dotychczasowych (tradycyjnych) układach gwarantowanego zasilania (u odbiorców) szacuje się na około 1000 MW [14, Chodorek]. Wykorzystanie 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, z uwzględnieniem akcyzy, 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 firma realizująca serwis 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 r. 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). Oczywiście, 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)⁴.

4. ZDERZENIE CZY WSPÓLISTNIENIE DWÓCH TRAJEKTORII ROZWOJU?

Opisany powyżej dynamicznie ujawniający się potencjał energetyki prosumenckiej jest zapowiedzią nadchodzących kłopotów elektroenergetyki korporacyjnej nastawionej na budowę nowych bloków węglowych i elektrowni jądrowych. Inaczej, jest to przesłanka wystąpienia kolejnej fali wielkich *stranded costs* w tej części (korporacyjnej) polskiej elektroenergetyki, fali jeszcze silniejszej niż pierwsza, która została spowodowana rządową strategią konsolidacyjno-prywatyzacyjną (najpierw konsolidacja, potem dopiero prywatyzacja na giełdzie) zrealizowaną w okresie 2000 (utworzenie Południowego Koncernu Energetycznego) do 2013 (prywatyzacja Energi).

Gieldowa (kapitałowa) weryfikacja przebudowy energetyki. Przykładem obrazującym wymownie skutki rządowej strategii konsolidacyjno-prywatyzacyjnej jest spadek wartości

⁴ Oszacowanie podaje się wyłącznie jako bardzo zgrubną ilustrację. Należy przyjąć, że działania FOEEiG doprowadzą w krótkim czasie do zwiększenia wiarygodności oszacowania.

polskich korporacyjnych firm elektroenergetycznych po ich wejściu na giełdę (GPW) [17]. Na przykład Enea od listopada 2008 r. (wejście na giełdę) do kwietnia 2011 r. straciła aż 49% swojej wartości giełdowej. Spadek wartości Grupy PGE w okresie od listopada 2009 r. (wejście na giełdę) do kwietnia 2011 r. był niewiele mniejszy – równy 41%. (Zarówno w wypadku Enei jak i PGE były to spadki po ich indywidualnym jednolitym „unormowaniu” względem spadku indeksu WIG 20⁵).

Analiza udziału przedsiębiorstw WEK na GPW, zwłaszcza w świetle indeksu WIG 30 (publikowanego od 23 września 2013 r.) prowadzi do bardzo niepokojących wniosków odnośnie stanu całej polskiej gospodarki (struktury rodzajowej przedsiębiorstw). Otóż na 30 największych spółek notowanych na tym parkiecie aż 9, to spółki energetyczne: 4 elektroenergetyczne (PGE, Tauron, Energa, Enea), 2 węglowe (Bogdanka, JSW); 1 gazowa (PGNiG), 2 „naftowe” (PKN Orlen, Lotos); podkreśla się tu, że nie ma na parkiecie WIG 30 – ze względu na bardzo złą kondycję ekonomiczną, uniemożliwiającą prywatyzację – dalszych 2 spółek węglowych (Kompania Węglowa, największa firma węglowa w Europie, i Katowicki Holding Węglowy – dwie spółki skarbu państwa). Drugą grupą, poza spółkami energetycznymi, jest na parkiecie WIG 30 grupa bankowa: 6 banków kontrolowanych kapitałowo przez wielkie zagraniczne korporacje bankowe i dodatkowo 1 bank polski (PKO BP). Trzecią grupą są spółki z obszarów: ubezpieczenia (1), handel (3), media (2), infrastruktura telekomunikacyjna (1). Czwartą grupą, obejmującą 6 spółek, są spółki surowcowe (KGHM) i produkcyjne z obszaru techniki niskiej, średnio-niskiej i średnio-wysokiej (chemia – 2, żywność – 1, odzież – 1, produkcja zróżnicowana, w tym metalowa – 1). Tylko jedną spółkę z parkietu WIG 30 można zaliczyć do produkcyjnych w obszarze techniki wysokiej (produkcja oprogramowania komputerowego).

Przedstawiona struktura rodzajowa spółek z parkietu WIG 30 pokazuje jednoznacznie, że polska gospodarka jest typową gospodarką peryferyjną, znajdującą się w opóźnionej fazie (obecnie korporacyjnego) rozwoju „zależnego”. Stąd przebudowa energetyki WEK w EP musi być traktowana jako część znacznie ważniejszego procesu wyjścia z tej niekorzystnej sytuacji, zabezpieczenia się przed nietrafionymi inwestycjami w energetyce. (Na obecnym etapie najbardziej realną szansą wyjścia polskiej energetyki z modelu peryferyjnego rozwoju zależnego jest rozwój rolnictwa energetycznego. Inne możliwości zostały już pod tym względem w dużym stopniu utracone).

Najwymowniejszym przykładem *stranded cost*, na które są narażone energetyczne przedsiębiorstwa korporacyjne, niezdolne do trwałego funkcjonowania na II trajektorii rozwoju, jest spadek wartości giełdowej, który dotknął europejskie „ikony” energetyki WEK w ciągu ostatnich pięciu lat [18]. Na przykład dwie najważniejsze firmy niemieckie, RWE i E.ON, straciły 49% i 37%, odpowiednio. Dwie najważniejsze firmy francuskie, GdF Suez i EDF, straciły natomiast 37% i 14%, odpowiednio. Spadki wartości firm niemieckich jak i francuskich, działających w biegunowo różnych środowiskach (RWE i E.ON działają w środowisku *Energiewende*, ekstremalnym – najbardziej progresywnym na świecie – w kontekście przebudowy rynku energii elektrycznej; firmy francuskie działają natomiast w środowisku odchodzącym bardzo wolno od tradycyjnego modelu monopolistycznego) pokazują już ogólnie, że firmy korporacyjne od *stranded costs* nie mają ucieczki. Oczywiście, błędne decyzje inwestycyjne, petryfikujące tradycyjny portfel technologii wytwórczych (i w ślad za tym segment sieciowy KSE) znacznie zwiększają negatywny wymiar problemu polskiego.

⁵ Mimo, że Enea była w przeszłości notowana na parkiecie WIG 40 (uzasadnieniem, do czasu wprowadzenia parkietu WIG 30 na giełdę, przemawiającym za przyjęciem indeksu WIG 20 do normowania spadku wartości Enei było to, że swoimi „właściwościami” bardziej odpowiadała ona spółkom notowanym na parkiecie WIG 20 niż na parkiecie WIG 40).

Biegunowo odmiennym (i spektakularnym) doświadczeniem w stosunku do tego, którym jest dramatyczny spadek wartości giełdowej firm korporacyjnych w energetyce WEK, jest bardzo wielki wzrost kapitalizacji amerykańskiej firmy Tesla, produkującej samochody elektryczne, które są innowacją przełomową i bardzo ważną składową II trajektorii rozwoju energetyki (transport elektryczny, zasilany energią elektryczną ze źródeł OZE, jest ważnym ogniwem prosumenckich łańcuchów wartości). Kapitalizacja tej firmy wzrosła tylko w 2013 r. o 350%, do około 20 mld \$ na koniec roku, czyli do połowy kapitalizacji GM (podkreśla się, że debiut giełdowy Tesli, pierwszy na rynku motoryzacyjnym w USA od 1956 r., nastąpił w połowie 2010 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%.

(W tym miejscu podkreśla się, że Elon Musk, twórca sukcesu firmy Tesla, ogólnie tworzy nowe standardy biznesowe i nowe środowisko rozwoju innowacji przełomowych. Charakterystyczna jest pod tym względem jego decyzja z połowy 2014 r. o udostępnieniu konkurentom patentów posiadanych przez Teslę w obszarze transportu elektrycznego. Decyzja ta jest odpowiedzią na szokowy postęp technologiczny, który powoduje szybkie „starzenie” się patentów. Zarazem jest zaproszeniem Tesli skierowanym do konkurentów do wspólnych działań na rzecz budowy szeroko rozumianej infrastruktury transportu elektrycznego, która przyspieszy rozwój tego transportu).

Polskie ryzyko *stranded costs*. Zagrożenie związane z budową nowych bloków węglowych w Polsce pokazuje w szczególności (i tylko sygnalnie, dla okresu 2013-2020) zestawienie potrzeb na rynku energii elektrycznej, istniejących zasobów w elektroenergetyce węglowej i potencjału energetyki EP przedstawione w tab. 5. Zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną oszacowane według podejścia charakterystycznego dla I trajektorii rozwoju (*business as usual*) rośnie ze 115 TWh w 2013 r. do 121 TWh w 2020 r. (roczny wzrost zapotrzebowania wynosi 1%, przy rocznym wzroście PKB wynoszącym 3%). Oznacza to w odniesieniu do rynku energii elektrycznej roczny wymiar zadań inwestycyjnych (utożsamianych w przypadku I trajektorii rozwoju wyłącznie z elektroenergetyką WEK) gwarantujących roczny przyrost mocy dyspozycyjnej (w przybliżeniu mocy zainstalowanej) równy około 250 MW. Jest to przyrost mocy wynikający z charakterystycznego (dla I trajektorii rozwoju) bezpośredniego – w stosunku 1:1 – powiązania z przyrostem energii (roczny przyrost produkcji w KSE wynosi około 1,5 TWh).

Przy strategii przedsiębiorstw korporacyjnych ukierunkowanych na budowę bloków węglowych klasy 1000 MW oznacza to, że jeden taki blok powinien być włączany do KSE co cztery lata. Roczny czas wykorzystania jego mocy znamionowej powinien wynosić około 6 tys. godzin, a to jest praktycznie nieosiągalne dla bloku 1000 MW przy istniejących w KSE ograniczeniach systemowych (sieciowych, elektrownianych). Oczywiście, konieczność zaniżania mocy bloku, w stosunku do założeń projektowych, skutkuje obniżeniem jego sprawności oraz wzrostem kosztów kapitałowych w jednoskładnikowym koszcie energii elektrycznej, czyli pogorszeniem ekonomiki bloku w stosunku do tej, która stanowi podstawę decyzji inwestycyjnej.

Ilościowo-jakościowy, czyli „eklektyczny” charakter tab. 5 jest odzwierciedleniem istoty elektroenergetyki rynkowej. Z punktu widzenia ryzyka *stranded costs* (ważnego w kontekście strategii gospodarczej rządu i bardzo kapitałochłonnych decyzji inwestorskich przedsiębiorstw korporacyjnych, a także inwestorów z segmentu IPP) ważna jest wiarygodna (nie musi być ścisła) informacja ilościowa dotycząca zapotrzebowania na energię elektryczną i mocy szczytowej tego zapotrzebowania oraz informacja ilościowa dotycząca istniejących zasobów wytwórczych elektroenergetyki WEK: przede wszystkim węglowej, ale także

gazowej, wiatrowej (farmy wiatrowe) i wodnej. Z drugiej strony, ważna jest świadomość możliwości działań konkurencyjnych w całej energetyce prosumenckiej; oczywiście w tym wypadku najważniejsze są mechanizmy i oszacowania potencjału w poszczególnych jej segmentach, a nie szczegółowe dane liczbowe. Stosownie do przedstawionych uwag jest skonstruowana tab. 5. Przy tym dane w tab. 5 mają w dużym stopniu podstawę w oszacowaniach przedstawionych w rozdz. 2 (oczywiście, nie są one tożsame z tymi oszacowaniami).

Tab. 5. Synteza potencjału elektroenergetyki WEK (*business as usual*) i EP w ramach II trajektorii rozwoju na rynku energii elektrycznej (opracowanie własne)

Lp.	Wyszczególnienie	2013		2020			
				Model I trajektorii rozwoju		Model II trajektorii rozwoju	
		Energia TWh	Moc MW	Energia TWh	Moc MW	Energia TWh	Moc MW
ZAPOTRZEBOWANIE		115	25000	121	26000	<121	<26000
ZASOBY WEK							
1	Energetyka węglowa	140	28500	135	26900	140	26900
2	Energetyka gazowa	7	1000	10	1500	10	1500
3	Farmy wiatrowe (głównie segment IPP)	6	3000	18	9000	18	9000
4	Elektrownie wodne	2	1000	2	1000	2	1000
Razem WEK		155	-	165	-	170	-
(WYBRANE) ZASOBY EP							
1	AG – wytwarzanie	10	1800	20	3000	20	3000
2	AG – DSM/DSR	-	-	-	-	-1	-2000
3	AG – efektywność	-	-	-	-	-4	-1000
4	Ciepłownictwo – wytwarzanie	0,5	100	1	200	1	200
5	Oświetlenie (ludność)	-	-	-5	-2300	-5	-2300
6	Mikrobiogazownie	-	-	+++	++	+++	+++
7	Ogniwa PV	-	-	+++	+	+++	+
8	Gazowa kogeneracja budynkowa	-	-	++	+	+++	++
9	Mikrowiatraki	-	-	+	-	++	-
10	UZG	-	-	-	-	0,1	1000
11	Car sharing, EV (transport)	-	-	-	-	+	+
12	Małe elektrownie wodne	-	-	+	+	+	+
13	Smart grid EP	-	-	+	++	++	+++
Razem EP		10,5	1900	21	5500	> 31	> 9500
DEFICYT		nie występuje					
NADWYŻKA		-	-	duża	duża	b. duża	b. duża

Do danych dotyczących energetyki węglowej, przedstawionych w tab. 5, obowiązuje następujący komentarz. Po pierwsze, łączna moc zainstalowana bloków uwzględnia biomasowe bloki kondensacyjne (2 bloki o mocy 200 MW każdy); zakłada się, że w przyszłości, na razie trudnej do określenia, bloki te zostaną przystosowane do spalania węgla (zostaną zrewitalizowane). Po drugie, bilans mocy bloków w 2020 r. nie uwzględnia bloków w Elektrowni Opole (2 bloki o mocy 900 MW każdy). Po trzecie, uwzględniając, że energetyka węglowa jest głównym zasobem regulacyjnym w KSE trzeba produkcję energii elektrycznej wykazaną w przypadku tej energetyki dla 2020 r. traktować jako produkcję

osiągalną. Rzeczywista produkcja będzie bliska osiągalnej dla zasad wykorzystania bloków węglowych charakterystycznych dla I trajektorii rozwoju. Produkcja wykazana dla II trajektorii jest większa: produkcja ta została oszacowana jako potencjał produkcyjny przy założeniu wykorzystania realnego potencjału DSM (gdyby produkcję tę szacować na podstawie osiągalnej dyspozycyjności bloków węglowych, równej około 80%, to byłaby ona równa około 180 TWh).

Z analizy zasobów energetyki WEK przedstawionych w tab. 5 wynika, że energetyka ta jest, zarówno pod względem mocy jak i produkcji energii elektrycznej, w bardzo dobrej równowadze rynkowej z antycypowanymi potrzebami. Podkreśla się przy tym, że produkcja energii elektrycznej w energetyce gazowej, wiatrowej i wodnej, wykazanej w tab. 5 w zasobach WEK, ma charakter „wymuszony”. Nie stanowi to jednak bariery w zapewnieniu skutecznego bilansowania popytu i podaży w KSE (rezerwa mocy i zdolności regulacyjne w blokach węglowych są wystarczające z punktu widzenia dotrzymania parametrów, szczególnie częstotliwościowych, obowiązujących w KSE, i ogólnie w UCTE). To jednak oznacza, że inwestycja w nowe bloki w Elektrowni Opole tworzy wielkie ryzyko wystąpienia *stranded costs* w energetyce WEK.

Ryzyko to znacznie jeszcze rośnie, kiedy uwzględni się potencjalne zasoby energetyki EP. Zasoby te zostały w tab. 5 w części zwymiarowane, a w części zasygnalizowane jakościowo. Bez wątplenia największe zasoby możliwe do wykorzystania do 2020 r. są zlokalizowane w przemysłowej EP, i te zostały zwymiarowane (jedynie bardzo zgrubnie), wiersze 1, 2, 3. Są to zasoby w trzech obszarach: autogeneracja, efektywność energetyczna oraz OZE. Segment autogeneracyjny (AG) stanowi kogeneracja, obecnie węglowa i gazowa (te zasoby są najdokładniej udokumentowane [19]), ale w kolejnych latach praktycznie będzie to tylko kogeneracja gazowa. Obszar efektywności energetycznej obejmuje przede wszystkim napędy (silniki elektryczne), grzejnictwo i oświetlenie. Obszar OZE obejmuje bardzo duży potencjał wykorzystania ciepła odpadowego i pomp ciepła. Ponadto jest to bardzo duży potencjał wykorzystania ogniw PV (w tym hybrydowych) – ze względu na duże „zasoby” dachów, ale także silną korelację zapotrzebowania energii elektrycznej i jej produkcji w PV, wreszcie bardzo dużą synergię hybrydowych źródeł PV i kogeneracji gazowej związaną ze strukturą kosztów tej ostatniej (wysokie koszty zmienne/paliwowe, niskie koszty stałe/inwestycyjne). Mniejsze są, ale istnieją, zasoby związane z utylizacją przemysłowych surowców odpadowych, a także z „przemysłową” energetyką wiatrową.

Oprócz zasobów przemysłowej EP bardzo ważne w horyzoncie 2020 są zasoby efektywnościowe w segmencie oświetleniowym poza przemysłem, czyli w gospodarstwach domowych, w całej energetyce budynkowej poza gospodarstwami domowymi i w oświetleniu zewnętrznym (drogi, place). Zasoby przedstawione w wierszu 5, dotyczące gospodarstw domowych [14], są najistotniejszymi zasobami energetyki prosumenckiej, możliwymi do wykorzystania w ciągu kilku najbliższych lat. Specyfika i waga (wieloaspektowa) tych zasobów zasługuje na dodatkowy komentarz. Po pierwsze, w ich wypadku formuła EP nie ma krytycznego znaczenia: są one możliwe do wykorzystania w formule dotychczasowego „odbiorcy”. Jednak formuła EP pozwala na włączenie zasobów w holistyczny model całej gospodarki energetycznej prosumenta. W ramach tego modelu prosument może natychmiast skojarzyć, że czas życia lampy led (25 lat, przy trwałości 50 tys. godzin i rocznym czasie świecenia 2 tys. godzin) jest u niego równy czasowi życia przyszłego ogniwa PV, mikrowiatraka, mikrobiogazowni, ... Tu powstaje zatem szansa na masowe przyspieszenie integracji modelu ryzyka charakterystycznego dla EP, który jest kompletnie odmienny od modelu ryzyka klienta energetyki WEK. Po drugie, efektywność ekonomiczna wymiany oświetlenia w tradycyjnym modelu klienta energetyki WEK w ostatnich dwóch latach (w Polsce; światowy proces gwałtownych obniżek cen lam ledowych zapoczątkowali producenci japońscy już w 2009 r.) ukształtowała się w segmencie gospodarstw domowych na bardzo

wysokim poziomie: prosty okres zwrotu nakładów związany z wymianą pierwszej tradycyjnej żarówki na lamę led w reprezentatywnym gospodarstwie domowym wynosi kilka miesięcy. Poza gospodarstwami domowymi, czyli w pozostałej energetyce budynkowej, a także w przypadku oświetlenia zewnętrznego, efektywność ekonomiczna jest znacznie niższa, bo potencjalna redukcja zużycia energii elektrycznej nie jest 10-krotna, a znacznie mniejsza. Dlatego, że poza gospodarstwami domowymi przeprowadzona została w dużym zakresie już wcześniej modernizacja oświetlenia tradycyjnego na energooszczędne. Zastosowanie oświetlenia led po takiej modernizacji umożliwi dalszą redukcję zużycia energii elektrycznej, ale jest to w wielkim przybliżeniu redukcja 3-krotna, nie większa.

Pozostałe zasoby energetyki prosumenckiej, wiersze 6 do 13, są zasobami „startowymi”. W wymiarze bilansowym nie odegrają one w Polsce do 2020 r. istotnej roli. W tym okresie zostaną jednak przygotowane do włączenia po 2020 r. w obszar mechanizmów rynkowych (uwolnionych od obecnych ułomności rynku energii elektrycznej, związanych z dominacją regulacji, w tym dotyczących: wsparcia OZE, pomocy specjalnej dla górnictwa, niepełnych opłat wytwórców za uprawnienia do emisji CO₂, statusu inwestycji pożytku publicznego dla sieci elektroenergetycznych, ...), czyli do funkcjonowania w warunkach otwartej konkurencji. Znaczenie tych zasobów wiąże się z ich liczebnością i przede wszystkim z różnorodnością właściwości. Na przykład smart grid EP jest ważny w mniejszym stopniu z powodu bilansu energii elektrycznej, jest znacznie ważniejszy z powodu mocy szczytowej. Mikrowiatraki (bez zintegrowanych z nimi zasobników akumulatorowych) na odwrót: mają wpływ na bilans energii elektrycznej, praktycznie nie mają wpływu na bilans mocy szczytowej. Z kolei mikrobiogazownie (z zasobnikami biogazu), pracujące w trybie *semi off grid*, mają wpływ na bilans energii elektrycznej (i ciepła), ale także na bilans mocy (stają się wręcz źródłami regulacyjnymi w prosumenckich mikroinstalacjach i mikro sieciach). ...

Ranking (stos) prosumenckich technologii referencyjnych. Bardzo szybko krystalizuje się ranking tych technologii w kontekście ich konkurencyjności. Przykład takiego rankingu przedstawiono w tab. 6. Ranking ma znaczenie wywoławcze, a przedstawione oszacowania potencjału mają w gruncie rzeczy tylko jakościowe znaczenie. Z drugiej strony takie przedstawienie potencjału jest wystarczająco wiarygodne w kontekście fundamentalnej sprawy, którą jest budowa opisu energetyki (na okres po 2020 r.) umożliwiającego „powierzenie” rynkowi bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego (wyeliminowanie ustaw specjalnych).

Ranking technologii nie budzi na obecnym etapie istotnych wątpliwości pod względem ekonomicznym do wiersza 13 (włącznie). Oczywiście, trzeba uwzględnić, że dopóki rynki związane z poszczególnymi technologiami nie staną się w pełni płynne, to będą się odbywały „przetaskowania” w rankingu (sam ranking trzeba zresztą w strategicznym horyzoncie długoterminowym 2050 traktować jako dynamiczny). Miejsce rolnictwa energetycznego (wiersz 14) i *car sharingu* (wiersz 15) należy natomiast obecnie uznać za sprawę jeszcze całkowicie otwartą. Przy tym w wypadku rolnictwa istotną rolę może odegrać w kolejnych latach zmiana WPR w UE oraz dalsze losy Rundy Doha.

Tabela 6 ma charakter podobny jak tab. 5, jest jednak, w porównaniu z tą ostatnią, jeszcze bardziej ukierunkowana na jakościową charakterystykę zasobów. Jest to zrozumiałe jeśli uwzględnimy, że tab. 5 dotyczy horyzontu średnioterminowego (2020), a tab. 6 długoterminowego (2050). Inaczej, tabl. 5 ma charakter częściowo zbliżony do „planistycznego”, tab. 6 koncentruje się natomiast na potencjale zasobów osiągalnych za pomocą mechanizmów rynkowych, bez ryzyka utraty bezpieczeństwa energetycznego. To ostatnie zastrzeżenie wymaga komentarza. Mianowicie, wraz z rozwojem energetyki prosumenckiej odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne stopniowo przenosi się z energetyki WEK na prosumenta (i na rynek, w podobnym sensie jak w przypadku

bezpieczeństwa żywnościowego); to jest najgłębsza istota dokonującej się przebudowy energetyki. Jedną z konsekwencji jest nowa koncepcja prosumenckich instalacji energetycznych, wynikająca z rys. 3 (dlatego pominięto w tab. 6 zasób w postaci UZG, występujący w tab. 5).

W wierszach 1 do 5 oraz 12, 14 i 15 podano w tab. 6 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 i 15 mogą się stać ekonomicznymi w krótkim czasie (w perspektywie 2020) pod wpływem wsparcia, a w dłuższym czasie (w perspektywie 2030) nawet bez wsparcia, pod wpływem regulacji środowiskowych (klimatycznych) i mechanizmów rynkowych.

Tab. 6. Ekspercki (autorski) ranking prosumenckich zasobów i technologii referencyjnych, na trzech rynkach: energii elektrycznej, ciepła, transportu (opracowanie własne)

Lp.	Technologia	Potencjał (2050)	
		moc szczytowa	energia
1	Oświetlenie (ludność)	– 3 GW	– 6 TWh
2	DSM/DSR (przemysł)	– 2 GW	– 1 TWh
3	Głęboka termomodernizacja (zasoby mieszkaniowe i ogólnie budynkowe)	Możliwa redukcja zużycia ciepła: > 50% (> 150 TWh _{ch})	
4	Mikrobiogazownia <i>semi off grid</i> (w małotowarowym gospodarstwie rolnym)	3 GW	12 TWh _{el}
5	Technologie utylizacyjne (miasta/gminy)	5 GW	> 30 TWh _{ch}
6	Pompa ciepła (budynki)	Do poziomu samobilansowania	
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)	Do poziomu samobilansowania	
12	Modernizacja technologiczna, w tym procesowa (przemysł)	Możliwość zwiększenia produkcji – przy obecnym zużyciu energii elektrycznej: 50 do 100%	
13	Kogeneracja gazowa 3 (przemysł)	Do poziomu samobilansowania	
14	Biogazownia (rolnictwo energetyczne) (przedsiębiorcy – wielkotowarowe przedsiębiorstwa rolne)	10 GW	Możliwe wykorzystanie 3 mln ha, 240 TWh _{ch} (80 TWh _{el} + 100 TWh _c)
15	<i>Car sharing</i> , EV (transport)	Możliwa redukcja zużycia paliw transportowych: > 50% (> 100 TWh _{ch})	

Dla technologii budynkowych wymienionych w wierszach 6 do 10, a także dla gazowych technologii kogeneracyjnych w wierszach 11 (mali i średni przedsiębiorcy) i 13 (przemysł) nie podano oszacowań dla rynku krajowego, bo są to technologie, które nie podlegają ograniczeniom podażowym, a jedynie popytowym (dla scharakteryzowania potencjału zastosowano ogólną formułę „poziom samobilansowania”). Ich konkurencyjność już obecnie jest bezsporna, ale tylko na rynkach wolnych od ułomności (główne ułomności wiążą się z

nieprawidłowymi regulacjami dotyczącymi internalizacji kosztów zewnętrznych, przede wszystkim związanych ze środowiskiem, a na rynku energii elektrycznej z opłatami przesyłowymi i usługami systemowymi). Dopóki ułomności nie zostaną wyeliminowane zastosowanie rozpatrywanych technologii można pobudzić za pomocą wsparcia (powinno ono być stosowane bardzo ostrożnie).

Technologie wymienione w wierszach 4, 5 i 14 mają ograniczony (bilansowy) potencjał podaży. Przy tym w wypadku mikrobiogazowni w gospodarstwach rolnych (technologia utylizacyjno-rolnicza) i technologii utylizacyjnych w miastach (gminach) potencjał jest warunkowany względami ochrony środowiska. W wypadku rolnictwa energetycznego potencjał jest ograniczony wydajnością rolnictwa (pod tym względem największe znaczenie mają decyzje polityczne dotyczące GMO) oraz równowagą bezpieczeństwa żywnościowego i energetycznego w gospodarce prosumenckiej (w społeczeństwie prosumenckim).

5. 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 w kluczowym stopniu przebudowie energetyki, widzianej w szerokim środowisku synergetyki [20] (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 wyzwaniem 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).

Ustawa OZE. Polska jest 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 na razie 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 w pierwszej połowie 2014 r. 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).

Potencjał przebudowy polskiej energetyki za pomocą programów RPO. Segmentem wsparcia przebudowy energetyki o kluczowym znaczeniu (ważniejszym niż ustawa OZE) jest (powinien być) 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).

Na podstawie bardzo zgrubnych szacunków można ustalić, że finansowanie przebudowy (szeroko rozumiane) energetyki w ramach programów RPO (łącznie w 16 województwach) wyniesie (powinno wynieść) 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 7. Podkreśla się, że wszystkie dane przyjęte w tabeli mają bardzo dyskusyjny charakter. Jednak wielka waga wyniku końcowego, którym mogłaby być wartość rynku energetyki prosumenckiej pobudzonego z pomocą programów RPO 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).

Tab. 7. Dane wyjściowe do oszacowania rynku energetyki prosumenckiej w 2020 r. wykreowanego przez (wojewódzkie) programy RPO (opracowanie własne)

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 <i>car sharing</i> , z samochodami EV)	20%	30%	13
Razem		-	-	123

Wykorzystując przedstawione w tab. 7 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 325 tysięcy.

Trzeci polski segment wsparcia przebudowy energetyki w okresie 2014-2020. Segmentem tym są krajowe fundusze mające status funduszy celowych, zarządzanych przez rządowe agencje wykonawcze. W odniesieniu do tego segmentu 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.

Charakterystycznym przykładem wsparcia w trzecim segmencie jest program Prosument. Łączna wartość wsparcia zaplanowanego w programie Prosument na okres 2014-2020 wynosi 600 mln PLN. Program będzie realizowany przez operatorów, którymi będą w części samorządy, a w części bank wyłoniony w trybie przetargu. Beneficjentami programu mogą być osoby fizyczne, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, a także samorządy. Wsparcie jest przeznaczone na instalację źródeł elektrycznych, w tym kogeneracyjnych, o elektrycznej mocy zainstalowanej do 40 kW (ogniwa PV, mikrowiatraki i mikrobiogazownie) oraz źródeł ciepła o cieplnej mocy zainstalowanej do 300 kW (kotły opalane biomasą, pompy ciepła, kolektory słoneczne).

Program Prosument można, ze względu na jego zaawansowanie merytoryczno-organizacyjne, uznać za „demonstracyjny” w kontekście wsparcia przebudowy polskiej energetyki w okresie 2014-2020. Nie wchodząc w szczegóły jego mechanizmów przyjmuje się w tym miejscu (hipotetycznie), że całe wsparcie (600 mln PLN) jest przeznaczone na pokrycie luki finansowej u beneficjentów. Z dostępnych dokumentów wynika, że luka w przypadku źródeł elektrycznych (i kogeneracyjnych) może stanowić do 30% wartości inwestycji (kosztów kwalifikowanych), a w przypadku źródeł ciepła do 15%.

Taki poziom wsparcia na obecnym etapie rozwoju technologii OZE należy uznać za wysoki (można przyjąć, że ten wysoki poziom wsparcia ma pewne uzasadnienie w demonstracyjnym charakterze programu Prosument; w kolejnych programach wsparcie musi być wymiarowane bardziej racjonalnie, niżej). Gdyby hipotetycznie przyjąć, że połowa wsparcia w programie Prosument zostanie przeznaczona na rynek energii elektrycznej, a druga połowa na rynek ciepła, to wsparcie to mogłoby pobudzić rynek energetyki prosumenckiej (urządzenia, technologie, usługi) o łącznej wartości 3 mld PLN.

Ryzyko nieefektywności systemów wsparcia. Okres do 2020 r. ma dla Polski krytyczne znaczenie z punktu widzenia przebudowy energetyki. Wynika to z dotychczasowych błędów

w zakresie kształtowania systemów wsparcia ukierunkowanych na rozwój OZE (także na poprawę efektywności energetycznej i ochronę środowiska). W odniesieniu do przeszłości formułuje się poniżej następującą 3-punktową ocenę.

- 1.** Polska stworzyła jeden z najbardziej marnotrawnych w UE (obok Republiki Czeskiej, Hiszpanii) system wsparcia realizacji celów Pakietu 3x20. W systemie tym cel w zakresie związanym z OZE, realizuje się praktycznie tylko za pomocą „najdroższego” wsparcia produkcji energii elektrycznej, nie wykorzystuje się natomiast możliwości związanych z najefektywniejszym wsparciem produkcji ciepła (wsparcie kogeneracji jest inną sprawą).
- 2.** W produkcji energii elektrycznej stosuje się, do realizacji celu związanego z OZE, regulacje prawne preferujące całkowicie nieracjonalną ze względów fundamentalnych technologię współspalania (dominującą, o udziale około 50%). Regulacje te zapewniają ponadto dofinansowanie wybudowanych w przeszłości wielkich elektrowni wodnych (udział wynoszący prawie 25%), które zostały już praktycznie zamortyzowane. Wreszcie są to regulacje zapewniające (przynajmniej do 2012 roku) rozwój wielkich farm wiatrowych (udział powyżej 25%).
- 3.** W rezultacie za 15 mld PLN wsparcia elektroenergetyki WEK (w postaci zielonych certyfikatów, pod hasłem wspierania OZE) Polska nie wykreowała od 2006 r. żadnej przewagi konkurencyjnej w obszarze innowacyjnych technologii energetycznych i nie osiągnęła możliwych efektów w zakresie środowiska.

W kontekście dotychczasowych negatywnych doświadczeń podkreśla się znaczenie systemów wsparcia ukierunkowanych na pokrycie inwestycyjnej luki finansowej. Istotą takich systemów wsparcia jest wyjście naprzeciw trendom polegającym na bardzo szybkim spadku cen urządzeń, technologii i usług na rynku energetyki prosumenckiej (uniwersalna właściwość wschodzących rynków innowacyjnych). Dzięki tym systemom wsparcia za pomocą środków publicznych można efektywnie dostosowywać do zmniejszającej się dynamicznie luki finansowej, zróżnicowanej dla różnych technologii.

6. HORYZONT KOLEJNEJ (DRUGIEJ) ZMIANY PARADYGMATU ROZWOJU ENERGETYKI

Horyzont ten należy rozpatrywać w kontekście trzech trajektorii rozwojowych, rys. 1, 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.

Uznaje się, że rządowa polityka energetyczna [1] 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 rosnąca ekonomiczna niewydolność polskiego górnictwa (starta Kompanii Węglowej na sprzedaży węgla w 2013 r. wyniosła prawie 1 mld PLN) nie dostarczają żadnych przesłanek do tezy, że w długim horyzoncie czasowym można wydobyć i podtrzymać na obecnym poziomie.

Potencjał intensyfikacji wykorzystania sieci elektroenergetycznych, w szczególności przesyłowych. O ile technologie zarządzania reasursami technicznymi bloków węglowych (zarządzanie obejmujące naprężenia termiczne i mechaniczne, szczególnie wynikające z działania sił elektrodynamicznych) są na wysokim poziomie i bardzo dobrze jest rozpoznany potencjał rewitalizacji tych bloków, to w przypadku oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznych i szacowania potencjału intensyfikacji wykorzystania zasobów sieciowych oraz wydłużania czasu ich użytkowania sytuacja jest biegunowo odmienna. Przy tym podstawowy problem polega na tym jak traktować brak – nigdy nie przewyższony, w całej historii elektroenergetyki – satysfakcjonującego modelu eksploatacyjnego, w tym wiarygodnego modelu oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznych. Mianowicie, czy brak zakwalifikować jako słabość badawczą (w dziedzinie *know how*), czy jako skutek obiektywnych właściwości sieci. Podkreśla się, że monopolistyczna elektroenergetyka była ukierunkowana na przewyższanie słabości badawczej (przy tym często było to tylko pozorowanie działań). Rynkowa elektroenergetyka musi natomiast wytworzyć strategie eksploatacyjne respektujące wielką nieokreśloność, stanowiącą istotę eksploatacji sieci elektroenergetycznych.

Trudność, o której napisano powyżej stworzyła w ostatnich kilkunastu latach przestrzeń do kreowania szumu informacyjnego dotyczącego stanu sieci elektroenergetycznych. Najdrastyczniejszym potwierdzeniem tej tezy jest fakt, że grupy interesów inwestycyjnych (i nie tylko) bez żadnych podstaw kreują pogląd o nieadekwatności elektroenergetycznych sieci przesyłowych do potrzeb i tworzą presję na inwestycje w tym obszarze. Z drugiej strony, według raportu [21] elektroenergetyczne sieci przesyłowe są w Polsce w dobrym stanie: w Polsce średni wiek linii przesyłowych w 2012 r. kształtował się poniżej 40 lat, a w Szwajcarii wynosił około 42 lata, w Niemczech aż 50 lat.

Najważniejszym stwierdzeniem w raporcie [21] jest bez wątpienia informacja o zmianie przez operatora OSP „normatywnej” zasady dopuszczalności czasu eksploatacji linii z 40 do 70 lat. Chociaż ta zasada nie ma silnych podstaw merytorycznych, to umożliwia ona jednak stosunkowo wiarygodnie wyliczenia, że w Polsce wszystkie linie przesyłowe 220 kV mogą być eksploatowane co najmniej do 2022 r. (pierwsza linia 220 kV Elektrownia Łągisza – Łódź została wybudowana w 1952 r.). Wszystkie linie przesyłowe 400 kV mogą być natomiast eksploatowane co najmniej do 2034 r. (pierwsza linia 400 kV Elektrownia Turów – Częstochowa została wybudowana w 1964 r.).

Wyliczone horyzonty (lata 2022 i 2034) mają wielkie znaczenie praktyczne. Mianowicie, są one kolejnym argumentem, że wielkim błędem jest budowa w KSE nowych bloków wytwórczych klasy 1000 MW i większych, tworzących zapotrzebowanie na nowe linie przesyłowe. Zwłaszcza jeśli uwzględni się, że linie te, o potencjalnym czasie życia do końca obecnego wieku, są dodatkowym (obok samych bloków) potencjalnym źródłem *stranded costs*, a już obecnie są źródłem licznych konfliktów o szerokim podłożu społecznym. Emanacją tych konfliktów jest ustawa o korytarzach przesyłowych, której przyspieszenie zaleca rządowi raport [21]. To pokazuje niebezpieczne wikłanie się najważniejszych instytucji państwa – w tym wypadku Najwyższej Izby Kontroli – nie posiadających kompetencji merytorycznych, w politykę energetyczną realizowaną za pomocą ustaw specjalnych (taki charakter miałyby ustawa korytarzowa). Optymistyczne jest to, że ogólnie rośnie opór przeciwko takim ustawom.

Ocena stanu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych jest jeszcze trudniejsza niż przesyłowych. W tym wypadku najbardziej syntetyczną oceną stosowaną w praktyce są wskaźniki statystyczne awaryjność sieci (w tym wypadku mamy do czynienia z oceną obejmującą aspekty techniczne i ekonomiczne), a także stopień umorzenia majątku, związany z amortyzacją. Według [22] stopień umorzenia majątku w przypadku elektroenergetycznych sieci rozdzielczych kształtuje się w Polsce w granicach (50-65)%. Podkreśla się jednak, że

stopień umorzenia ma charakter księgowy. Ze względów podatkowych operatorzy OSD stosują zróżnicowane metody amortyzacji i to jest pierwsza ważna przyczyna małej wiarygodności stopnia umorzenia. Druga wiąże się z inflacją (czynnik działający w długim czasie amortyzacji), zwłaszcza z bardzo wysoką inflacją w okresie bezpośrednio po zmianach ustrojowych w połowie 1989 r. (początki transformacji gospodarki polskiej odbywały się przy rocznej stopie inflacji wynoszącej ponad 700%; w 1990 r. stopa inflacji była ciągle jeszcze bardzo wysoka, około 360%; w 1991 r. było to około 70%; ...). Wysoka inflacja pociąga za sobą konieczność przeszacowywania majątku, a ta operacja zaburza oszacowania wartości stopnia umorzenia.

Niezależnie od trudności przytacza się poniżej analizę, która w szczegółach jest dyskusyjna, ale jej wartość strategiczna jest bezdyskusyjna. Zgodnie z [23] łączne roczne nakłady na inwestycje w elektroenergetyczne sieci rozdzielcze (linie nN i SN oraz stacje transformatorowe SN/nN) na terenach wiejskich, obliczone dla okresu amortyzacji równego ekonomicznemu okresowi eksploatacji sieci, wynoszą 2,1 mld PLN (70% – nakłady odtworzeniowe, 30% – nakłady rozwojowe). Z drugiej strony, łatwo wyliczyć, że wartość rocznej sprzedaży energii elektrycznej na tych terenach wynosi około 7,2 mld PLN; sprzedaż 12 TWh, po cenie jednoskładnikowej około 0,6 PLN/kWh. Przyjęta cena uwzględnia sumę kosztów: energii wyprodukowanej przez wytwórców, opłat przesyłowych, podatków i paropodatków.

Jest rzeczą bardzo pouczającą ze strategicznego punktu widzenia porównanie w przypadku terenów wiejskich oszacowanej wartości sprzedaży (7,2 mld PLN), kosztów kapitałowych sieci rozdzielczych (2,1 mld PLN) oraz kosztu energii wyprodukowanej przez wytwórców, które wynoszą około 2,2 mld PLN (przy cenie jednostkowej 180 PLN/MWh). Porównanie to ujawnia trzeci powód (poza niedopasowaniem do profilu KSE i presją na inwestycje w sieci przesyłowe) szkodliwości inwestowania w nowe bloki wytwórcze klasy 1000 MW i większe. Mianowicie, bloki te wymuszają tradycyjną sieciową reelektryfikację terenów wiejskich. Czyli wymuszają koszty kapitałowe sieci rozdzielczych równe kosztom energii elektrycznej produkowanej przez wytwórców, a jednocześnie ograniczają możliwą już (i właściwą dla terenów o niskiej powierzchniowej gęstości zapotrzebowania na energię elektryczną) nowoczesną reelektryfikację z wykorzystaniem rozwiązań energetyki prosumenckiej.

Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze kopalń węgla kamiennego. W tym miejscu stawia się tezę, że niezależnie od istnienia bardzo płynnego światowego rynku węgla kamiennego, zdolności wydobywcze polskiego górnictwa węgla kamiennego mają podstawowe znaczenie z punktu widzenia koordynacja zasobów w łańcuchu funkcjonalnym: kopalnie → bloki wytwórcze → sieci przesyłowe (ogólnie sieci elektroenergetyczne). Wynika to mianowicie z dominacji elektroenergetyki węglowej i zarazem fundamentalnej niekonkurencyjności polskiego górnictwa węgla kamiennego (za niekwestionowaną sprawę uznaje się niewłaściwość inwestycji w bloki węglowe opalane węglem z importu).

Sytuacja bilansowa polskiej elektroenergetyki węglowej na węgiel kamienny przedstawiona w tab. 5 w horyzoncie 2030 ma podstawę w danych pochodzących z obszaru energetyki WEK (górnictwo węgla kamiennego [24] – kolumna b, elektroenergetyka, Energoprojekt Katowice – kolumna c), czyli w gruncie rzeczy jest to wynik „rzutowania” I trajektorii rozwoju energetyki (*business as usual*), zwłaszcza w zakresie produkcji energii elektrycznej. Dane wskazują jednoznacznie na bardzo głębokie nieskoordynowanie zdolności wydobywczych kopalń i zdolności produkcyjnych bloków wytwórczych. W szczególności z danych wynika, że już w 2030 r. import węgla kamiennego na potrzeby elektroenergetyki WEK zrówna się z krajowym osiągalnym wydobyciem (jeśli założyć, że do 2030 r. węgiel kamienny zostanie wyparty z segmentu rozproszonych źródeł ciepła, a takie założenie jest w

pełni racjonalne). Scenariusz zrównania krajowego wydobycia i importu węgla kamiennego w horyzoncie 2030 ma potwierdzenie w monografii [25].

Tab. 8. Bilans elektroenergetyki węglowej, na węgiel kamienny (opracowanie własne; do oszacowań przedstawionych w kolumnie b wykorzystano dane według [19], do oszacowań przedstawionych w kolumnie c wykorzystano z kolei dane robocze według Energoprojektu Katowice)

Rok	Antycypowane wydobycie mln ton	Zużycie, WEK mln ton	Produkcja energii elektrycznej TWh
a	b	c	d
2014	75	40	90
2016	69	37	80
2020	58	42	95
2030	27	51	115
2050	9	b.d.	b.d.

Ograniczenie się w analizie do bezinwestycyjnych zdolności wydobywczych polskich kopalń węgla kamiennego ma przyczynę w sytuacji na światowym rynku tego węgla (roczny rynek – około 8 mld ton; główni producenci, to Chiny – 3,5 mld ton, USA – 0,9 mld ton, Indie – 0,6 mld ton, Australia – 0,5 mld ton, Indonezja 0,4 mld ton, RPA – 0,3 mld ton, Rosja – 0,3 mld ton). Otóż ceny węgla importowanego *loco* elektrownia są w Polsce około 25% niższe niż węgla polskiego [25] (mimo, że polski węgiel tylko w minimalnym stopniu jest obciążony kosztami kapitałowymi inwestycji rozwojowych, bo polskie górnictwo od 1989 r. praktycznie podlega tylko restrukturyzacji, a inwestycje rozwojowe są zaniechane). Te „nożyce” cenowe (wydobycie krajowe – import), będą się rozwierać w kolejnych latach (z wielu powodów), a to z kolei w długim horyzoncie pociągnie za sobą bardzo głębokie rozwarcie „nożyc” bilansowych, które będą znacznie większe niż to wynika bezpośrednio z tab. 8.

Powodem jest zużycie węgla kamiennego poza energetyką WEK. Obecnie to zużycie, w skali rocznej, wynosi: ciepłownictwo rozproszone – około 12 mln ton, koksownictwo i hutnictwo – około 12 mln ton, energetyka przemysłowa – około 4 mln ton. Zakładając zatem całkowitą eliminację węgla kamiennego w ciepłownictwie rozproszonym, należałoby się liczyć w 2030 r. z importem tego węgla wynoszącym około 35 mln ton.

Najważniejszym powodem niekorzystnej sytuacji polskiego górnictwa (cechującego się niską wydajnością) jest na obecnym etapie całkowicie asymetryczna sytuacja w zakresie dostępu do kapitału. Polskie górnictwo jest odcięte od kapitału, w szczególności dotyczy to Kompanii Węglowej i Katowickiego Holdingu Węglowego. To pogłębia oczywiście spadek możliwości wydobywczych polskiego górnictwa (efekt wydobycia „rabunkowego”; w latach 1990-2011 wydobyto w Polsce około 2 mld 350 mln ton węgla kamiennego, a ubytek w zasobach geologicznych bilansowych wyniósł aż 17 mld ton, zatem niecałe 14% geologicznych zasobów bilansowych jest wydobywanych na powierzchnię [25]).

Z kolei komercyjne finansowanie bankowe (w postaci kredytów i gwarancji bankowych) górnictwa światowego wzrosło w latach 2005-2011 o 400% i osiągnęło poziom 120 mld € [26]. Dla polskiego górnictwa, z udziałem w rynku światowym poniżej 1%, oznacza to definitywny wyrok. Po pierwsze dlatego, że w skali światowej polskie górnictwo nie ma znaczenia. Po drugie dlatego, że Polska nie ma szans na złagodzenie unijnego stanowiska dotyczącego konkurencji, ogólnie, w stosunku do górnictwa wyrażającego się decyzją 2010/787. Dlatego, bo w UE górnictwo, oprócz polskiego, praktycznie już nie istnieje (łącznie wydobycie w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Czechach i Hiszpanii wynosi 60% wydobycia polskiego). Otóż, już sama forma zastosowanej regulacji prawnej ma tu znaczenie

(mianowicie, decyzja obowiązuje bezwzględnie, czyli inaczej niż dyrektywa, której sposób wdrożenia zależy od kraju członkowskiego). Zatem Polska nie ma marginesu na złagodzenie regulacji, a to oznacza, że wszystkie nieefektywne kopalnie muszą być zamknięte najpóźniej do końca 2018 r. Do końca 2026 r. musi być natomiast wyeliminowana pomoc na pokrycie kosztów specjalnych (koszty specjalne są związane przede wszystkim z subsydiami do emerytur i rent górniczych; ten rodzaj wsparcia, wynoszący ponad 4 mld PLN rocznie, jest w ostatnich latach główną formą wsparcia, inne zostały już praktycznie wyeliminowane). Oczywiście, zgodnie z decyzją 2010/787 nie ma też żadnych prawnych szans wsparcia inwestycji początkowych w górnictwie.

(Sprawa polskiego górnictwa węgla kamiennego w UE musi być traktowana współcześnie już jako problem cywilizacyjny, a nie tylko ekonomiczny. Jest to jasne, jeśli uwzględnimy, że po 2020 r. tylko polskie górnictwo będzie w UE jeszcze funkcjonować; niemieckie kopalnie zostaną definitywnie zamknięte w 2018 r., wydobywanie w Zagłębiu Saary zostało już całkowicie wstrzymane w 2012 r.; w szczytowym stanie mogą jeszcze po 2020 r. funkcjonować kopalnie w Czechach i Wielkiej Brytanii – nie będą one jednak miały żadnego praktycznego znaczenia. Podkreśla się tu, że górnictwo w Wielkiej Brytanii odchodzi do historii po 300 latach: największe wydobywanie, wynoszące 290 mln ton/rok, odnotowane zostało w drugiej dekadzie XX wieku, a więc spadek do obecnego rocznego wydobywania wynoszącego nieco ponad 10 mln ton trwał 100 lat. Górnictwo w Niemczech odchodzi do historii po 200 latach: największe wydobywanie, wynoszące 150 mln ton/rok, odnotowane zostało w drugiej połowie lat 50' minionego wieku, a więc spadek do obecnego rocznego wydobywania wynoszącego około 10 mln ton trwał 50 lat. Początki górnictwa węgla kamiennego na ziemiach polskich, w postaci kopalni Guido w Zabrze, to lata 50' XIX wieku; największe wydobywanie w Polsce, wynoszące prawie 200 mln ton/rok, odnotowane zostało w drugiej połowie lat 70' minionego wieku. Widać, że polski model gospodarki jest modelem gospodarki peryferyjnej realizującej rozwój zależny/naśladowczy; niemiecki program Energiewende oznacza natomiast rozwój przełomowy. W ramach rozwoju zależnego Polska ponosi, i będzie ponosić, straty związane z opóźnieniem likwidacji górnictwa. Wychodząc z tej przesłanki i uwzględniając dodatkowo przyspieszenie postępu technologicznego na świecie, należy uznać, że antycypowany w tab. 8 spadek wydobywania węgla w horyzoncie 2050 jest zbyt powolny).

Doktryna. W sytuacji przedstawionej w RAPORCIE racjonalną byłaby strategia, w której inwestycje w nowe bloki węglowe „kończą” się na bloku 1075 MW w Elektrowni Koźminie. (Zaniechana zostaje natomiast inwestycja w dwa bloki, 900 MW każdy, w Elektrowni Opole, niezależnie od tego, że ich symboliczna budowa została rozpoczęta w lutym 2014 r., a także wszystkich innych potencjalnych bloków, wymienionych w rozdz. 2. Odrzucony powinien być oczywiście program energetyki jądrowej, mimo jego kluczowego miejsca w polityce [1]).

Wstrzymanie inwestycji w nowe bloki węglowe klasy 1000 MW pociąga za sobą potrzebę (i daje możliwość) realizacji *dwubiegunowej rynkowej doktryny przebudowy polskiej energetyki w horyzoncie 2050*. Na jednym biegunie tej doktryny jest *intensyfikacja wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK*, na które składają się: system elektroenergetyczny (łącznie z kopalniami węgla brunatnego i górnictwem węgla kamiennego); system gazowniczy, łącznie z infrastrukturą wydobywczą i infrastrukturą LNG; cała infrastruktura paliw transportowych; ciepłownictwo, łącznie z kogeneracją); rewitalizacja bloków węglowych, szczególnie 200 MW, ma w tym aspekcie największe znaczenie. Na drugim biegunie są szeroko rozumiane *inwestycje w energetykę prosumencką*: przemysłową (kogeneracja gazowa, efektywność energetyczna, OZE), na obszarach wiejskich (rewitalizacja zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego, rozwój rolnictwa energetycznego, transformacja w kierunku wiejskich sieci elektroenergetycznych *semi off*

grid), w miastach (rewitalizacja zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego, rozwój OZE, rozwój systemów *car sharing* i infrastruktury transportu elektrycznego).

Dwubiegunowa rynkowa doktryna przebudowy polskiej energetyki w horyzoncie 2050 obejmuje także budowę inteligentnej infrastruktury. Główny segment tej infrastruktury, tzn. smart grid EP służy do zarządzania i sterowania w obszarze energetyki prosumenckiej. Smart grid WEK służy głównie do intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów infrastrukturalnych w energetyce WEK; przede wszystkim sieciowych w elektroenergetyce, ale także w gazownictwie, a ponadto całych (łącznie ze stacjami paliwowymi) zasobów transportowej infrastruktury paliwowej.

Dwubiegunowa rynkowa doktryna 2050 będzie prowadzić do redukcji wykorzystania paliw kopalnych (minimalna redukcja przyjęta w unijnej Mapie Drogowej 2050, czyli o 80%, jest w przypadku Polski realna i pożądana), wymuszając „po drodze” wielkie transfery paliwowe. Najszybszy będzie transfer gazu z ciepłownictwa (zużycie roczne około 8 mld m³) do energetyki prosumenckiej (kogeneracja przemysłowa, budynkowa). Drugi wielki transfer, późniejszy, będzie dotyczył paliw transportowych; będzie to również transfer do energetyki prosumenckiej (znowu kogeneracja, ale tylko budynkowa). Transfery, zwłaszcza drugi, będą powiązane z istotnymi zmianami podatkowymi (akcyzowymi).

Odrębną sprawą jest zarządzanie zasobami elektroenergetyki na węgiel brunatny. W tym wypadku zasoby wydobywcze kopalń i wytwórcze bloków są stosunkowo dobrze zrównoważone, jednak w horyzoncie 2050 inaczej powinno być rozłożone ich wykorzystanie (w stosunku do obecnej praktyki). Wychodząc od zasobów kopalnianych, wynikających z posiadanych przez kopalnie koncesji, szacuje się zasoby wydobywcze węgla brunatnego w Polsce na około 1,2 mld ton [27]; wystarczają one do wyprodukowania około 1000 TWh energii elektrycznej. Przy obecnej strategii przedsiębiorstw WEK (Polska Grupa Energetyczna, Zespół Elektrowni PAK) – roczne zużycie węgla brunatnego około 60 mln ton, produkcja energii elektrycznej około 55 TWh – zasoby wyczerpią się w praktyce do 2035 r. [27, 28]. Przyspieszenie rozwoju energetyki prosumenckiej do 2020 r. (za pomocą efektywnych systemów wsparcia) spowoduje bardziej równomierne wykorzystanie istniejących zasobów.

ZAKOŃCZENIE

Niniejszy RAPORT diagnozuje główne zagrożenia. Jednocześnie wskazuje kierunki rozwojowe, badawcze i o charakterze praktycznym, dla polskiej energetyki. Lista zagadnień przedstawiona poniżej jest związana z zakresem RAPORTU, nie jest to natomiast lista kompletna. Lista obejmuje dwa bloki: gospodarczy i badawczy. Ujęcie zagadnień ma bardzo szeroki (i eklektyczny) charakter systemowy. Niemniej, w pełni odzwierciedla ono ograniczenia techniczne (fizyczne, technologiczne).

Blok rekomendacji gospodarczych

- 1.** Zamknąć program rozwojowy energetyk jądrowej (mimo jego wysokiej rangi w rządowej polityce energetycznej [1]).
- 2.** Zaniechać inwestycje w nowe bloki węglowe, wykorzystać możliwości rewitalizacji bloków węglowych.
- 3.** Pilnie wykorzystać zasoby EP do wzmocnienia konkurencji i zmniejszenia ryzyka *stranded costs* (podstawą jest w tym wypadku wprowadzenie nowego etapu konkurencji na rynku energii elektrycznej – nowego modelu rynku – poprzez powiązania profilu KSE z obszarem EP za pomocą infrastruktury smart grid; w odniesieniu do nowego modelu rynku konieczne jest wyeliminowanie z obszaru potencjalnych rozwiązań opłaty za moc).

4. Przyjąć intensyfikację wykorzystania istniejących sieci elektroenergetycznych jako podstawowy sposób zapewnienia ich adekwatności do potrzeb w horyzoncie 2050.
5. Wdrożyć strategiczny program (1) wykorzystania zasobów energetyki przemysłowej.
6. Wdrożyć strategiczny program (2) przebudowy energetyki budynkowej.
7. Wdrożyć strategiczny program (3) rozwoju rolnictwa energetycznego (w ramach programu zrealizować niezbędną reelektryfikację terenów wiejskich za pomocą technologii prosumenckich).
8. Wdrożyć strategiczny program (4) rozwoju systemów *car sharing* i rozwoju infrastruktury transportu elektrycznego w miastach.
9. Wdrożyć strategiczny program (5) rozwoju infrastruktury smart grid, ukierunkowany na smart grid EP.
10. Wykreować systemy wsparcia przebudowy energetyki w okresie 2014-2020 ukierunkowane na finansowanie luki inwestycyjnej.

Blok tematów badawczych

1. Energetyka prosumencka jako start do gospodarki prosumenckiej i społeczeństwa prosumenckiego, znaczenie kapitału społecznego, energetyka prosumencka a ochrona demokracji.
2. Nowe modele ekonomiczne: makroekonomiczne (przebudowy energetyki) i mikroekonomiczne (modele *joint venture*, *private equity*, behawioralne), internalizacja kosztów zewnętrznych, pożądana ewolucja systemów podatkowych.
3. Nowe modele organizacyjno-zarządcze (PPP, biznesowe modele sieciowe, wirtualne sieci PME, outsourcing, franczyza, ...).
4. Nowe regulacje prawne (ukierunkowanie na regulacje umożliwiające „powierzenie” rynkowi bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego bez stosowania ustaw specjalnych).
5. Zagadnienia z obszaru architektury i urbanistyczne (między innymi w kontekście danych przedstawionych w tab. 9).

Tab. 9. Porównanie energetyki WEK i EP na obszarach wiejskich w kontekście krajobrazu i małej architektury (opracowanie własne)

Przyłącza: 3 mln			
Stacje transformatorowe SN/nN: 160 tys. szt.			
Linie elektroenergetyczne			
napięcie	długość sieci tys. km	średnia długość przęsła m	liczba przęseł (słupów z przewodami) mln. szt.
nN	260	50	5,2
SN	210	100	2,1
110 kV	30	200	0,3
Elektrownie wiatrowe o mocy jednostkowej 2 MW: 7,5 tys. szt.			

6. Zagadnienia termoeconomiczne ochrony środowiska w EP.
7. Zastosowanie technologii domu pasywnego do rewitalizacji energetycznej istniejących zasobów budynkowych .
8. Budynkowe instalacje *semi off grid*.
9. Lokalne sieci *semi off grid*.
10. Przemysłowe systemy energetyczne słabo powiązane z KSE.

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. (Miks uwzględnia 8 wariantów, każdy dla niskich i wysokich cen emisji CO₂. Raport jest pro-węglowy. Energetyka gazowa jest sprowadzona do roli mocy szczytowych i interwencyjnych. Dla jednego z wariantów, mianowicie 8., i niskich cen emisji CO₂ w miksie nie ma miejsca dla energetyki jądrowej. OZE, to głównie energetyka biomasowa).
- [3] *Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski*. Ministerstwo Gospodarki, listopad 2011 Raport opracowany przez Instytut Badań Strukturalnych oraz demosEuropa-Centrum. (Raport głównie przeglądowy. Metodologia, wykorzystana do opracowania miksu, jest z okresu gospodarki planowanej i technologii wielkoskalowych. Prognoza produkcji energii elektrycznej w horyzoncie 2050 całkowicie nierealistyczna: od 256 TWh do 374 TWh, warianty bez i z samochodami elektrycznymi).
- [4] Raport (2009) McKinsey. (Krzywa krańcowych kosztów redukcji emisji dla energetyki całkowicie błędna, np. 65 €/t dla technologii PV).
- [5] *Raporty E&Y*, 2011, 2012. (Raporty – zróżnicowane, ale segmentowe – mają za podstawę tendencyjną strukturę kosztów Capex i Opex, czyli nie uwzględniają korzyści osiągalnych w energetycznych łańcuchach wartości).
- [6] *Stanowisko KIG*, sierpień 2013. (Zgodnie z listem otwartym do Premiera RP: istnieje konieczność podjęcia wszelkich działań mających na celu zablokowanie Komisji Europejskiej w dążeniu do zaostreżenie regulacji Pakietu Klimatycznego, które prowadzą do utraty konkurencyjności przez polską gospodarkę).
- [7] *Raport PKEE-EnergySys (2050)*. (Zasadniczy wydzźwięk Raportu jest taki, że realizacja Polityki Klimatycznej prowadzi do trwałej obniżki PKB. Według Raportu sposobem na redukcję emisji CO₂ jest energetyka jądrowa: w szczególności połowa produkcji energii elektrycznej powinna pochodzić z elektrowni jądrowych i OZE).
- [8] [Popczyk J. Energetyka prosumencka – od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie](http://www.klaster3x20.pl). BŻEP (Nr katalogowy 1.1.06). www.klaster3x20.pl (podstrona CEP).
- [9] [Popczyk J. Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa](http://www.klaster3x20.pl). BŻEP (Nr katalogowy 1.4.04). www.klaster3x20.pl (podstrona CEP).
- [10] [Popczyk J. Energetyka prosumencka jako skutek konwergencji postępu technologicznego i rozwoju społecznego](http://www.klaster3x20.pl). BŻEP (Nr katalogowy 1.1.05). www.klaster3x20.pl (podstrona CEP).
- [11] [Popczyk J. Bloki referencyjne wielkoskalowe do analizy ekonomicznej inwestycji w energetyce prosumenckiej](http://www.klaster3x20.pl). BŻEP (Nr katalogowy 1.1.03). www.klaster3x20.pl (podstrona CEP).
- [12] [Popczyk J. Zygmanski M, Michalak J., Kielan P. Fice M. Koncepcja PME wg iLab EPRO](http://www.klaster3x20.pl). BŻEP (Nr katalogowy 1.2.09). www.klaster3x20.pl (podstrona CEP).
- [13] Zaborowski M. *Komputerowe systemy sterowania i zarządzania*. Wykład, na prawach rękopisu. Gliwice 2013.
- [14] Chodorek M., Paluszek M., Kaniowski K. Projekt dydaktyczny „Potencjalna rola energetyki prosumenckiej w redukcji ryzyka deficytu mocy antycypowanego w związku z dyrektywą 2010/75”. Przedmiot Zarządzanie i Organizacja w Elektroenergetyce, prowadzący J. Popczyk, studia II stopnia (magisterskie), Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, rok akademicki 2013/2014.

- [15] *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka*. Pod redakcją L. Nehrebeckiego. WNT. Warszawa 1992.
- [16] Popczyk J. Przebudowa energetyki: dynamiczna równowaga sektorowej energetyki wielkoskalowej i prosumenckiej w horyzontach 2020, 2030 i 2050. Materiały XVIII Konferencji Energetyki (Innowacje dla energetyki). Turbo Care Poland. Gniew, wrzesień 2013.
- [17] Popczyk J. Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej. Polski Klub Ekologiczny. Warszawa 2011.
- [18] Chazan G. Utilities seek new ways to make use of their power. European energy providers are searching for exotic solutions amid industry change. FINANCIAL TIMES FEBRUARY 15/FEBRUARY 16 2014.
- [19] Katalog elektrociepłowni przemysłowych (stan na 31.12.2011). Agencja Rynku Energii. Warszawa 2012.
- [20] Popczyk J. Synergetyka. Przegląd Elektrotechniczny. 6'2011.
- [21] (Raport) NIK o bezpieczeństwie elektroenergetycznych sieci przesyłowych. Portal CIRE.pl. Czerwiec 2014.
- [22] Marzecki J. *Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych*. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.
- [23] Niewiedział E., Niewiedział R. *Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby modernizacyjne i rozwojowe*. Energia elektryczna – PTPiREE, kwiecień/2012.
- [24] Zasoby węgla kamiennego. <http://polski-wegiel.pl/rynek-wegla.html>.
- [25] Wilczyński M. *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce*. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa 2013.
- [26] *Banki inwestują w węgiel – jakim kosztem?* Portal ChronmyKlimat.pl. Listopad 2013.
- [27] Tajduś A. i inni. *Węgiel brunatny – oferta dla polskiej energetyki. Możliwość rozwoju działalności górnictwa węgla brunatnego w Polsce do 2050 r.* Komitet Górnictwa Polskiej Akademii Nauk. Kraków 2014.
- [28] Wilczyński M. *Węgiel brunatny paliwem bez przyszłości*. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa 2012.

Datowanie (wersja oryginalna) – 06.08.2014 r.

ⁱ Stosuje się następujące akronimy: WEK – wielkoskalowa energetyka korporacyjna, IPP – *Independent Power Producer* (niezależny wytwórca energii elektrycznej), EP – energetyka prosumencka; OZE – odnawialne źródła energii; PME – prosumencka mikroinstalacja energetyczna (energetyka budynkowa), PISE – prosumencka inteligentna sieć energetyczna (wieś, gmina, miasto), AG – autogeneracja (przemysł, PKP, małe i średnie przedsiębiorstwa, usługi); KSE – krajowy system elektroenergetyczny, PDM (KDM) – Państwowa Dyspozycja Mocy (Krajowa Dyspozycja Mocy), OSP – operator systemu przesyłowego, OSD – operator systemu dystrybucyjnego, UCTE – *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity* (Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej); ERO – ekonomiczny rozdział obciążeń, TPA – *Third Party Access* (zasada dostępu stron trzecich do sieci); ARA – Giełdowy Indeks Węglowy (giełdy: Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia), GPW – Giełda Papierów Wartościowych, TGE – Towarowa Giełda Energii, RB – rynek bilansujący; PC – pompa ciepła, PV – ogniwo fotowoltaiczne, EV – *electric vehicle* (samochód elektryczny), UZG – układ zasilania gwarantowanego; sieć nN – sieć niskiego napięcia; sieć SN – sieć średniego napięcia; GMO – *Genetically Modified Organisms* (organizmy modyfikowane genetycznie), WPR – Wspólna Polityka Rolna.