

DOKTRYNA ENERGETYCZNA¹

Jan Popczyk

Wprowadzenie. Doktryna energetyczna jest bardzo potrzebna, bo energetyka na świecie się przebudowuje cywilizacyjnie, natomiast w Polsce przeżywa najcięższy historyczny kryzys; zagadnienia te, zwłaszcza pierwsze, są przedstawione szerzej w Raporcie [1]. Zgrabną doktrynę można sformułować [2]. Ale jest jeden problem: doktrynę musi ogłosić wiarygodne Państwo, i skierować ją w obszar kapitału społecznego, tkwiącego w Społeczeństwie, które ma zaufanie do Państwa. W sytuacji, kiedy Państwo jest słabe, a korporacje energetyczne tkwią w mentalności socjalistycznej (np. elektroenergetycy chcą bardzo dużo inwestować pod „wieczne” kontrakty na moc, czyli bez ryzyka własnego, natomiast na koszt społeczeństwa) i realizują rozwój „silosowy” (J. Rifkin), kiedy nie istnieje zaufanie społeczne (nie ma kapitału społecznego), jest natomiast rozwój molekularny (J. Czapiński) – ten akurat jest znakomitą bazą dla energetyki prosumenckiej – rząd może kolejny raz złożyć deklarację, a społeczeństwo nie uwierzyć, ...

Autor niniejszego tekstu w ramach ćwiczenia intelektualnego pisze jak doktryna powinna wyglądać, i przedstawia uzasadnienie; przy tym trzeba być świadomym słabości intelektualnego ćwiczenia, w którym założenia dotyczące wiarygodności państwa, otwartości korporacji (energetycznej) na zmiany i istnienia kapitału społecznego są wątpliwe. Z drugiej strony autor ma świadomość dotkliwego braku dobrego syntetycznego opisu obecnej sytuacji w energetyce. Powinien to być opis o potencjale, który pociągnąłby za sobą niezbędne zmiany mentalnościowe. Chodzi przy tym o rozległe zmiany obejmujące zarządców energetyki, czyli władze państwowe i korporacje energetyczne na branżowych rynkach energetycznych, ale także o społeczeństwo (w tym prosumenckie) i o gospodarkę. W gospodarce chodzi (to jest bardzo ważne) o niezależnych inwestorów, którzy jako pretendenci do przejęcia tradycyjnych rynków energetycznych muszą najpierw doprowadzić do historycznej ich modyfikacji do postaci nowego rynku holistycznych usług energetycznych.

Dlatego nie szkoda czasu na kolejną próbę sformułowania doktryny, zwłaszcza jeśli ta próba pokazuje, że przebudowa energetyki jest tak głęboka, że trzeba tworzyć nowe słownictwo do jej opisu (każda poważna próba sformułowania doktryny musi być współcześnie zderzeniem starego hermetycznego opisu energetyki i nowych, otwartych problemów i idei społeczno-gospodarczych). Prezentowane w niniejszym Raporcie rozległe uzasadnienie, bardzo istotnie rozszerzone, jest wprowadzeniem do sytuacji polegającej na nieuchronnej abdykacji Imperium (Państwa, zwłaszcza w wypadku Polski) z bardzo dużej części obecnego władztwa w obszarze energetyki.

Brak Państwa w energetyce, zwłaszcza w postaci takiej jak obecna rządowa (polska) polityka energetyczna nie oznacza w żadnym wypadku katastrofy, chociaż poważny kryzys na pewno tak. Przyjmuje się tu, że kryzys ten będzie miał postać klasycznego procesu dialektycznego obejmującego trzy etapy. Pierwszego, ustępującego już, dotyczy **teza**:

¹ Niniejsza wersja jest zmienioną i bardzo istotnie rozszerzoną wersją (3) Raportu pod niezmiennym tytułem . Jednocześnie jest to „łącznik” między doktryną energetyczną widzianą przez pryzmat właściwości Imperium (tu: odpowiedzialności rządu) z jednej strony oraz *Społeczną doktryną energetyczną Polski 2050*, którą autor proponuje jako permanentnie funkcjonującą w otwartej przestrzeni publicznej, ponad podziałami politycznymi, platformę opisu/objaśniania dokonującej się przebudowy energetyki.

nadbudowa/państwo jest odpowiedzialne za bezpieczeństwo energetyczne kraju (teza stosuje się także do większego regionu, takiego jak np. UE). W drugim etapie, trwającym, często będzie skrajnie („rewolucyjnie”) stawiana **antyteza**: to baza/społeczeństwo jest już zdolne przejąć odpowiedzialność za swoje bezpieczeństwo energetyczne (zwłaszcza w formule energetyki prosumenckiej). W trzecim etapie, już nadchodzącym, dojdzie do głosu **synteza** orzekająca, że w horyzoncie długoterminowym bezpieczeństwo energetyczne będzie najlepiej chronione przez interaktywny rynek usług energetycznych (patrz interaktywny rynek energii elektrycznej, IREE, Raport [3]). Będzie to zarazem czas na *Społeczną doktrynę energetyczną Polski 2050*, jako kontynuację niniejszego Raportu, ale traktowanego nie w kategoriach doktryny (władczego) Imperium, a w kategoriach aktywności/odpowiedzialności kapitału społecznego.

DOKTRYNA

Uznając, że:

1. przebudowa energetyki na świecie, ma charakter strukturalny i jest nieuchronna, jednocześnie podlega jednak skutkom bardzo zróżnicowanych uwarunkowań globalnych i jest spowalniana przez zróżnicowane interesy państw (regionów),
2. UE w przebudowie energetyki widzi sposób na uwolnienie się od paliw kopalnych, poprawę bilansu płatniczego i zapewnienie sobie bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o własne zasoby, a także główny czynnik kreowania swojej globalnej przewagi technologicznej (konkurencyjnej), i realizuje w związku z tym historyczny program publicznego wsparcia transformacji energetyki korporacyjnej w prosumencką (i demokratyczną),
3. Polska ma komplet uwarunkowań pozwalających wykorzystać światowe zmiany i unijną strategię do rozwiązania trudności restrukturyzacyjnych w energetyce (łącznie z górnictwem), i przede wszystkim do stworzenia długoterminowych perspektyw zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego kraju, ogłasza się² doktrynę energetyczną, która orzeka:
 1. w horyzoncie 2020, traktowanym w kontekście globalnych procesów społeczno-gospodarczych, nastąpi wyłączenie polskiej energetyki (wszystkich obecnych sektorów energetycznych) ze sfery specjalnych wpływów politycznych, w szczególności ze sfery działań na rzecz stosowania ustaw specjalnych oraz na rzecz odstępstw (w postaci derogacji) od unijnych regulacji antymonopolowych i dotyczących pomocy publicznej (naruszającej konkurencję); to oznacza, że energetyka będzie funkcjonować na podstawie regulacji obowiązujących na otwartych rynkach, silnie konkurencyjnych,
 2. horyzont 2020, traktowany w kontekście końca unijnego okresu budżetowego (dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki), jest granicznym horyzontem wygaszania nowych systemów ulg (w zakresie ponoszenia kosztów zewnętrznych) dla wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK) i wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE); ulgi przyznane przed 2020 rokiem będą, zgodnie z prawem, w pełni respektowane przez kolejne rządy ponad podziałami politycznymi,
 3. niezależni inwestorzy (NI) z obszaru MŚP oraz energetyka prosumencka (EP) rozciągnięta na całą gospodarkę (w tym na samorządy i przemysł) są głównymi gwarantami rynkowych mechanizmów kształtowania bezpieczeństwa energetycznego; w szczególności niezależni inwestorzy, jako pretendenci do rynku usług energetycznych, są gwarancją otwarcia się energetyki na przełomową innowacyjność technologiczną

² Tu, na razie, tylko w postaci ćwiczenia intelektualnego, jako podstawy pozwalającej przejść do *Społecznej doktryny energetycznej Polski 2050*.

(„twardą”) i organizacyjną („miękką”), a prosumenci sami dla siebie są gwarancją bezpieczeństwa energetycznego, co pod względem technicznym jest już możliwe z uwagi na szokowy rozwój nowych technologii (energetycznych i wokół-energetycznych), stanowiących innowacje przełomowe.

UZASADNIENIE 1 (wybrane mechanizmy i podstawowe rozwiązania)

Doktryna jako dynamiczny system trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050

Doktryna ma na celu realizację trójbiegunowej rynkowej równowagi bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050, przy wykorzystaniu inteligentnej infrastruktury do dynamicznego/interaktywnego zarządzania zasobami trzech segmentów energetycznych, mianowicie WEK, NI oraz EP; zagadnienie to ma największe znaczenie na interaktywnym rynku energii elektrycznej IREE), Raport [3]:

- 1.** na jednym biegunie doktryny jest **intensyfikacja i koordynacja wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK**, na które składają się: 1° - system elektroenergetyczny (sieci i bloki wytwórcze, łącznie z kopalniami węgla brunatnego i górnictwem węgla kamiennego), 2° - system gazowniczy, łącznie z krajową infrastrukturą wydobywczą i infrastrukturą LNG (gazu skroplonego), 3° - cała infrastruktura paliw transportowych, 4° - ciepłownictwo, łącznie z kogeneracją; podkreśla się, że rewitalizacja elektroenergetycznych bloków węglowych ma w aspekcie intensyfikacji i koordynacji wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK największe znaczenie,
- 2.** na drugim biegunie są szeroko **rozumiane inwestycje w energetyce NI**, ukierunkowane na najbardziej innowacyjne technologie energetyczne, w tym na tworzenie wysp wirtualnych na rynku IREE; składają się na nie: 1° - rozwój rolnictwa energetycznego, stanowiącego nowy ważny segment energetyczny (biogazownie klasy 1 MW_{el} i inne technologie, w szczególności biopaliwa drugiej i trzeciej generacji), 2° - kontynuacja rozwoju energetyki wiatrowej na skalę skoordynowaną z dostępnymi zasobami bilansującymi i regulacyjnymi w wyspach wirtualnych, 3° - rozwój zasobów bilansujących i regulacyjnych w wyspach wirtualnych, w szczególności w segmentach: rolnictwa energetycznego, transportu elektrycznego oraz infrastruktury krytycznej (w gminach/miastach), 4° - rozwój infrastruktury transportu elektrycznego (systemy *car sharing* i inne, w szczególności systemy samochodu autonomicznego), 5° - rozwój inteligentnej infrastruktury na rynku energii i paliw ogólnie, ale w szczególności na rynku IREE (w postaci infrastruktury operatorskiej OHT) i na rynku transportu elektrycznego (infrastruktura dla potrzeb *car sharing*-u, dla samochodów autonomicznych i innych segmentów rynku transportu elektrycznego, ale przede wszystkim dla potrzeb zarządzania zasobami tego rynku na rzecz bilansowania i regulacji na rynku IREE),
- 3.** na trzecim biegunie są szeroko rozumiane **inwestycje w energetykę EP**: 1° - przemysłową (autokogeneracja gazowa; efektywność energetyczna; rozwój źródeł OZE), 2° - na obszarach wiejskich (rewitalizacja zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego; rozwój źródeł wytwórczych budynkowych/gospodarczych OZE; integracja technologii z obszaru ochrony środowiska z technologiami energetycznymi; transformacja w kierunku wiejskich sieci elektroenergetycznych *semi off grid*; rozwój transportu elektrycznego i na biopaliwa, w tym ciągnikowego dla potrzeb gospodarczych), 3° - w miastach (rewitalizacja zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego; rozwój źródeł budynkowych OZE i kogeneracyjnych

gazowych; integracja technologii z obszaru ochrony środowiska z technologiami energetycznymi; rozwój systemów *car sharing* i całej infrastruktury transportu miejskiego, w tym publicznego, głównie elektrycznego),

4. z kolei **inteligentna infrastruktura**, wypełniająca rolę narzędzia do **rynkowego** zarządzania zasobami systemu trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego, jest przede wszystkim „interfejsem” energetyki EP, służącym do połączenia tej energetyki z elektroenergetyką WEK (nie odwrotnie) na rynku energii elektrycznej, a ponadto jest infrastrukturą do zarządzania zmieniającym się rynkiem transportowym o bardzo wielkim potencjale innowacyjności przełomowej; w konsekwencji inteligentna infrastruktura, to: 1° - infrastruktura służąca do zarządzania i sterowania w obszarze holistycznie rozumianej gospodarki energetycznej u prosumentów, 2° - *smart grid* w energetyce WEK, służący do zapoczątkowania w kolejnych latach (szczególnie w USA), cenotwórstwa czasu rzeczywistego na rynku energii elektrycznej; ponadto do intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów infrastrukturalnych w korporacyjnej energetyce wielkoskalowej, przede wszystkim sieciowych w elektroenergetyce, ale także w gazownictwie, oraz całych (łącznie ze stacjami paliwowymi) zasobów infrastruktury paliwowej dla potrzeb tradycyjnego transportu, 3° - inteligentna infrastruktura *car sharing*-u, rynku transportu elektrycznego oraz autonomicznego samochodu, 4° - infrastruktura w postaci Internetu IoT – segment inteligentnej infrastruktury o największej obecnie dynamice rozwojowej.

Rada Bezpieczeństwa Energetycznego

Uznając, że bezpieczeństwo energetyczne (powszechna dostępność energii elektrycznej, energii transportowej i ciepła) jest zbyt ważnym czynnikiem gospodarczym i całego dobrostanu społecznego, aby pozostawić je bezbronny wobec wrogich sił spekulacyjnych ustanawia się ponad podziałami politycznymi Radę Bezpieczeństwa Energetycznego (RBE), której zadaniem jest monitorowanie (zestandaryzowanych) wskaźników bezpieczeństwa energetycznego i rekomendowanie rządowi na tej podstawie adekwatnych decyzji wdrożeniowych wybranych z pakietu trójstopniowych działań ubezpieczających i/lub pobudzających (w postaci programów około-energetycznych, o charakterze rynkowym):

1. na pierwszym poziomie jest wskaźnik bezpieczeństwa operacyjnego (wynik zintegrowanych analiz technicznych rynków energii elektrycznej, ciepła i energii transportowej); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do społeczeństwa (zwłaszcza do prosumentów), do inwestorów NI i do przedsiębiorstw z obszaru energetyki WEK, a ponadto ogłaszane są zestandaryzowane propozycje rekomendacji adekwatnych (wyprzedzających) regulacji prawnych kierowane do rządu,
2. na drugim poziomie jest wskaźnik w postaci ryzyka wystąpienia *stranded costs*, czyli kosztów osieroconych (wynik koordynacyjnych analiz statystycznych istniejących zasobów w obszarze całej energetyki WEK); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do przedsiębiorstw z obszaru energetyki WEK,
3. na trzecim poziomie jest wskaźnik w postaci ryzyka niewykorzystania szans rozwojowych (gospodarczych, społecznych) kraju związanych z potencjałem innowacyjności w sferze przebudowy energetyki (wynik antycypacyjnych badań modelowych); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do inwestorów NI oraz do społeczeństwa (do prosumentów).

Wybrane regulacje prawne

Uznając horyzont 2020 za krytyczny z punktu widzenia odpowiedzialności Państwa za ukształtowanie mechanizmów systemu trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050, zdolnych działać w sposób trwały w gospodarce rynkowej nierozdzielnie związanej z ustrojem demokratycznym, uznaje się jednocześnie za niezbędne (pod względem praktycznym):

1. zmienić płatnika opłaty przesyłowej na rynku energii elektrycznej z odbiorcy na wytwórcę; tę regulację prawną – mającą walor siły sprawczej (głównego mechanizmu napędowego) rozwoju całej energetyki prosumenckiej, zdolną przekształcać ułomny rynek energii elektrycznej, w szczególności zaś usług systemowych, w rynek w pełni konkurencyjny – traktuje się w doktrynie jako innowację przełomową w kontekście całej energetyki (w wypadku transakcji związanych z działaniem Internetu IoT potrzebna będzie modyfikacja zasady płatności, mianowicie opłata przesyłowa w tym wypadku powinna być „przypisana” do źródła wytwórczego jeśli to ono „znajduje” odbiór, a do obioru jeśli to on „znajduje” źródło),
2. zapewnić za pomocą sygnałów cenowych (z giełdy energii elektrycznej i z rynku bilansującego) dynamiczne i powszechne wzajemne powiązanie elektroenergetyki WEK z energetyką EP i NI wykorzystując do tego celu liczniki inteligentne – ale bardziej zaawansowane technologicznie i przede wszystkim w aspekcie ich funkcjonalności – niż te, które Polska zdecydowała się powszechnie wprowadzić w okresie do 2018 roku (co wynika z faktu, że Polska nie odrzuciła fakultatywnego rozwiązania dyrektywy 2009/72 dotyczącego inteligentnych liczników); powiązanie to traktuje się w doktrynie jako główny mechanizm równowagi między schyłkową energetyką WEK (obciążoną w obszarze rozwojowo-inwestycyjnym właściwościami gospodarki centralnie planowej) oraz innowacyjną energetyką inwestorów NI i energetyką EP (oczywiście, cenotwórstwo czasu rzeczywistego na rynku energii elektrycznej, które pojawi się jako jedno z podstawowych rozwiązań rynkowych już w ciągu 5...10 lat, wymusi w naturalny sposób realizację postulatu przedstawionego powyżej),
3. wprowadzić skuteczny monitoring wykorzystania środków publicznych przeznaczonych na przebudowę energetyki w kontekście efektywności/skuteczności tworzenia trwałych podstaw do funkcjonowania energetyki prosumenckiej po 2020 roku; monitoring ten traktuje się jako podstawowe narzędzie do oceny dynamiki zmniejszania się luki finansowej konkurencyjności inwestycji w energetykę prosumencką względem wielkoskalowej.

Pakiet strategicznych programów energetycznych i około-energetycznych – synteza

W przypadku starej trajektorii rozwojowej (związanej z wykorzystaniem paliw kopalnych) 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 korporacje energetyczne). 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).

Stąd wynika znaczenie krajowych około-energetycznych programów (priorytetowych programów gospodarczych powiązanych z przebudową energetyki, a także z programami społecznymi): modernizacyjnych, rozwojowych, pomostowych. Szczególną wagę przywiązuje się do siedmiu programów, tab. 1 (rozszerzenie opisu, patrz zał. 7).

Program modernizacyjny (I), a zwłaszcza programy rozwojowe (II do IV) mają walor trwałych programów o masowym oddziaływaniu. Programy te są celem cywilizacyjnym dla Polski; Programy II i IV stanowią najsilniejszy czynnik przyspieszenia edukacyjnego całego społeczeństwa w zakresie użytkowania nowych technologii (w tym zaawansowanej inteligentnej infrastruktury), czyli w zakresie dyfuzji tych technologii do gospodarstw domowych.

Tab. 1. Pakiet strategicznych programów energetycznych i około-energetycznych – synteza (opracowanie własne)

Nazwa Programu	Dziedzina Programu	Dominujące segmenty podmiotowe rynku IREE	Innowacje przełomowe
I(P), modernizacyjny	Przemysł	Prosumenci (przedsiębiorstwa)	Efektywność energetyczna, kogeneracja gazowa (autonomizacja elektroenergetyczna)
II(OW), rozwojowy	Obszary wiejskie	Prosumenci (samorządy, MŚP, ludność / gospodarstwa rolne), inwestorzy NI	Mikro-sieci <i>semi off grid</i> (autonomiczne energetycznie wsi/gminy), wyspy wirtualne na rynku IREE, inteligentna infrastruktura
III(RE), rozwojowy	Rolnictwo	Inwestorzy NI, prosumenci (wielkotowarowe gospodarstwa rolne)	Biogazowe źródła wytwórcze bilansujące i regulacyjne na rynku energii elektrycznej, paliwa drugiej i trzeciej generacji
IV(M), rozwojowy	Miasta	Prosumenci (samorządy, MŚP, ludność), inwestorzy NI	Technologie domu pasywnego, mikro-kogeneracja gazowa, transport elektryczny, inteligentna infrastruktura
V(WEK), pomostowy	Energetyka, z wyjątkiem elektroenergetyki	Inwestorzy NI, energetyka WEK	(-)
VI(EE), pomostowy	Elektroenergetyka	Elektroenergetyka WEK, inwestorzy NI	(-)
VII(Ś), rewitalizacyjno- rozwojowy	Śląsk	Prosumenci (samorządy, MŚP, ludność), inwestorzy NI,	Integracja: technologii rewitalizacyjnych, przebudowy energetyki, rozwoju przemysłu ICT

Programy V i VI są programami, których celem jest uchronienie Polski przed wielkimi kosztami osieroconymi, związanymi z wielkimi, potencjalnie nietrafionymi, programami inwestycyjnymi forsowanymi ciągle przez sojusz polityczno-korporacyjny, takimi jak program rozwoju elektroenergetyki węglowej, a w szczególności jądrowej. Oczywiście celem tym jest także niedopuszczenie przez władze państwowe (Imperium), w imię odpowiedzialności za całe społeczeństwo, do stworzenia (poprzez inwestycje w postaci gigantycznych elektrowni na węgiel brunatny z odkrywkowymi kopalniami węgla brunatnego, w postaci nowych bardzo dużych bloków w istniejących elektrowniach na węgiel

kamienny, gigantycznych elektrowni jądrowych) w horyzoncie 2050-2100 kilku nowych regionów zdegradowanych społecznie i środowiskowo (podobnych do tych jakim było Dolnośląskie Zagłębie Węglowe, i jakim obecnie jest Śląsk).

Program VII, chociaż regionalny, jest programem o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia kraju: bez rozwiązania śląskiego kryzysu (katastrofa górnictwa) nie da się zarządzać optymalnie przebudową całej polskiej energetyki. Stąd potrzeba wykreowania programu społeczno-politycznego pod nazwą: **Śląsk po raz trzeci w historii liderem w energetyce**. (Po raz pierwszy Śląsk był liderem w końcu XIX wieku, kiedy zaledwie kilka lat po pierwszej na świecie elektrowni zbudowanych na Manhattanie przez T. Edisona rozpoczęły pracę elektrownie Chorzów i Zabrze. Po raz drugi, kiedy w 1945 roku, po II wojnie światowej, śląska elektroenergetyka osiągnęła zdolność dostawy 2/3 energii elektrycznej dla całej Polski).

Trzema filarami wejścia Śląska, w ramach przebudowy polskiej energetyki, trzeci raz w rolę lidera energetycznego powinny być: 1° - odpowiedzialność polskich władz (rola Imperium na poziomie państwa), 2° - solidarność polskiego społeczeństwa (w przeszłości całe społeczeństwo korzystało z zasobów śląskiej energetyki bez ponoszenia kosztów zewnętrznych, w szczególności środowiskowych, związanych z jej funkcjonowaniem), 3° - śląskie zasoby ludzkie (czyli fakt, że Śląsk jest polską kolebką kadr dla szeroko rozumianego przemysłu ICT – automatyka, elektronika, teleinformatyka – a ten jest fundamentem współczesnej przebudowy energetyki na świecie). Niewykorzystanie szansy w postaci proponowanego Programu VII będzie skutkowało nowymi wielkimi stratami, w szczególności eksodusem najlepiej wykształconego pokolenia śląskiego społeczeństwa. To oznacza, że Program VII ma bardzo dużą wagę/siłę gospodarczą, polityczną i społeczną.

Systemy wsparcia

Polska dysponuje wystarczającym wsparciem (rozwiązaniami/programami/środkami) do zrealizowania proponowanej doktryny energetycznej, bez zagrożenia konkurencyjności polskiej gospodarki spowodowanego nadmiernym wzrostem cen energii/paliw. Są to środki przedstawione w tab. 2. Zasadniczym warunkiem jest jednak efektywność ich wykorzystania. Z tego punktu widzenia musi nastąpić całkowity odwrót od dotychczasowej praktyki, której rezultatem jest jeden z najbardziej marnotrawnych, ciągle, systemów wsparcia energetyki OZE w Europie.

(W latach 2006-2015 polski system wsparcia OZE, tylko w części związanej z regulacjami ustawowymi w ramach ustawy Prawo energetyczne, pochłonął ponad 30 mld PLN. System ten nie wykreował przy tym żadnej polskiej przewagi technologicznej. Nie zapewnił też praktycznie żadnych inwestycji w segmentach takich jak np. energetyka budynkowa PV, mikro-biogazownie i inne, które w międzyczasie uzyskały pełną dojrzałość technologiczną, a w dobrze uwarunkowanych sytuacjach osiągnęły już systemowy, także sieciowy, parytet cenowy. Więcej, system ten – chociaż propagandowo wykorzystany przez sojusz korporacyjno-polityczny przeciwko energetyce OZE – posłużył w rzeczywistości do petryfikacji elektroenergetyki WEK. Mianowicie, z 30 mld PLN przynajmniej 40% środków zostało przeznaczonych na wsparcie współspalnia w wielkich węglowych, na węgiel kamienny i brunatny, blokach kondensacyjnych, która to technologia jest z punktu widzenia fundamentalnej efektywności ekonomicznej zdecydowanie szkodliwa. Z kolei około 30% środków przeznaczonych zostało na wsparcie energetyki WEK poprzez dofinansowanie produkcji w wielkich elektrowniach wodnych, które amortyzację mają już w dominującej części za sobą i absolutnie nie powinny uzyskiwać dofinansowania z tytułu systemów wsparcia ukierunkowanych na nowe cele polityki klimatyczno-energetycznej, zwłaszcza zdefiniowane w dyrektywie 2009/28).

W tabeli 2 przedstawiono oszacowania wszystkich środków przeznaczonych/dostępnych w okresie 2014-2020 na rzecz przebudowy polskiej elektroenergetyki. Jest to oszacowanie bardzo grube, jego niepewność wynosi nie mniej niż kilkanaście procent, co wynika z przyjętych poniżej, bardzo niepewnych założeń. Z drugiej strony dane te, niezależnie od ich niepewności, pokazują jednak jednoznacznie, że prawdziwym problemem jest „odkłamanie” propagandy sojuszu polityczno-korporacyjnego, a nie brak środków na przebudowę energetyki. Oczywiście, wysoka skuteczność „czarnej” propagandy wokół przebudowy energetyki, szczególnie elektroenergetyki, jest w dużej mierze skutkiem braku rzetelnych modeli ekonomicznych, opracowanych przez niezależne strategiczne centrum rozwojowe energetyki, opisujących w prawidłowy sposób tę przebudowę. (Brak takiego centrum obciąża Imperium na poziomie państwowym, ale w przypadku Polski jest też wynikiem słabości środowisk naukowo-badawczych, w politechnikach i w uczelniach ekonomicznych).

Tab. 2. Potencjalne (grube oszacowanie) środki wsparcia i inwestycyjne na rynku energii elektrycznej dostępne w okresie budżetowym 2014-2020, mld PLN
(opracowanie własne)

	Rodzaj wsparcia	Łączne środki	Potencjalne wsparcie przebudowy energetyki	Potencjalna wartość inwestycji
	1	2	3	4
1	Ustawa OZE	(-)	40	200
2	RPO	100	20	60
3	NCBR	40	10	25
4	NFOŚiGW	45	10	30
5	WFOŚiGW (x16)	20	5	15
6	Uprawnienia ETS	40	40	200
7	Inne (ARiMR, ...)	b.d.	b.d.	b.d.
8	Razem	(-)	>125	>530

Ważniejsze założenia przyjęte do oszacowań przedstawionych w tab. 2 są następujące. Po pierwsze, do oszacowania wsparcia ustawowego wynikającego z ustawy OZE przyjęto, że w nowym systemie aukcyjnym, podstawowym w tej ustawie (pomija się tu system cen gwarantowanych dla segmentu prosumenckiego uwzględnionego w ustawie), wsparcie to będzie równe wsparciu minimalnemu antycypowanemu przez rząd w odniesieniu do dotychczasowego wsparcia w systemie (kolorowych) certyfikatów; rządowe oszacowanie bardzo szerokiego przedziału wartości wsparcia dla okresu 2015-2020 jest dostępne w uzasadnieniu do ustawy OZE.

Po drugie, zgodnie z polityką Komisji Europejskiej dotyczącą wykorzystania środków unijnych w bieżącym okresie budżetowym przyjmuje się na wsparcie przebudowy energetyki wykorzystanie około 20% ze środków przeznaczonych dla Polski w ramach regionalnych programów RPO, będących w gestii urzędów marszałkowskich. Podobny udział środków przeznaczonych na wsparcie przebudowy energetyki przyjmuje się w wypadku środków zarządzanych przez agendy rządowe NCBR i NFOŚiGW, a także przez wojewódzkie fundusze WFOŚiGW, zarządzane przez urzędy marszałkowskie.

Po trzecie, w wypadku uprawnień do emisji CO₂ uwzględnia się tylko uprawnienia związane z produkcją energii elektrycznej, zarządzane w ramach systemu ETS, (nie uwzględnia się emisji w systemie ETS poza segmentem produkcji energii elektrycznej, i w ogóle nie uwzględnia się emisji w ramach systemu non-ETS). Dostępne środki szacuje się w postaci wartości uprawnień wyliczonych na podstawie: przeciętnej rocznej produkcji energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny wynoszącej

około 140 TWh, przeciętnej emisyjności tej produkcji około 0,9 t/MWh, oraz przeciętnej ceny uprawnień wynoszącej około 10 €/t. Tak wyliczoną wartość uprawnień w całości przeznaczają się na przebudowę energetyki, niezależnie od tego, czy dysponują nią wytwórcy energii elektrycznej w ramach derogacji, czy rząd (minister finansów) w wypadku emisji, których derogacja nie obejmuje.

Po czwarte, potencjalną wartość inwestycji szacuje się przyjmując, że przeciętna, w bieżącym okresie budżetowym, wartość luki finansowej inwestycji w przebudowę rynku energii elektrycznej we wszystkich segmentach energetyki (EP, NI, WEK) jest podobna i wynosi około 20%; jest to duże zawyżenie wartości luki, zwłaszcza jeśli uwzględni się, że luka ta szybko się zmniejsza pod wpływem bardzo dużej dynamiki przebudowy globalnego rynku, czyli bardzo silnego wzrostu rynku dóbr inwestycyjnych i usług służących tej przebudowie. (Dla rynku ciepła przeciętną wartość luki szacuje się tu na około 10%, a na rynku samochodów elektrycznych na około 40%).

Po piąte, wartość luki finansowej wynosząca 20% oznacza, że osiągalna (potencjalna) wartość inwestycji w nowe technologie energetyczne (szerzej, w nowe usługi energetyczne, stanowiące o przebudowie energetyki) w wypadku środków kreowanych przez ustawę OZE oraz przez system ETS jest około 5-cio krotnie większa od wartości potencjalnego wsparcia przebudowy energetyki (wsparcie wyszczególnione w wierszach 1 i 6, kolumna 3, tab. 2). W wypadku środków kreowanych w programach RPO oraz zarządzanych przez agendy NCBR, NFOŚiGW i WFOŚiGW (x16) luka finansowa nie stanowi dobrej podstawy do szacowania wartości inwestycji. Mianowicie, te środki są przeznaczone na realizację projektów dotyczących technologii na wczesnym etapie komercjalizacji, wymagających jeszcze dużego zakresu prac badawczo-rozwojowych, czyli obciążonych dużym ryzykiem biznesowym. Dlatego od beneficjentów środków, którymi w bardzo dużym stopniu są samorządy (zwłaszcza w wypadku programów RPO), wymagany jest znacznie mniejszy udział środków własnych. Do oszacowań przyjęto, że jest to udział w przedziale 60-70%.

Nawet bardzo gruba analiza danych przedstawionych w tab. 2 wskazuje, że w przebudowie polskiej energetyki nie jest problemem brak środków wsparcia (w raporcie [1] oraz w raporcie [4] przedstawia się nieco inne, w stosunku do przedstawionego powyżej, ujęcie zagadnienia, a wnioski są podobne). Wielkim problemem jest natomiast zapewnienie odpowiedniej efektywności ich wykorzystania. W tym kontekście podkreśla się w szczególności brak strategicznej koncepcji wykorzystania ogromnych środków przez Imperium (rząd) na rzecz historycznej szansy, czyli wydobywania Polski, za pomocą przebudowy (całej) energetyki, z naśladowczego modelu rozwojowego i przejścia do modelu innowacyjnego. W tym kontekście, konieczne jest zasygnalizowanie wielkiej niewłaściwości polegającej na koncentracji Imperium na przeznaczeniu środków wsparcia praktycznie wyłącznie do wykorzystania w elektroenergetyce, w szczególności na realizację celów dyrektywy 2009/28 praktycznie tylko na rynku energii elektrycznej. Taka polityka z jednej strony ogranicza znacznie efektywniejsze ekonomicznie wykorzystanie rynku ciepła do realizacji tych celów (ogranicza pobudzenie rozwoju tego rynku, w powiązaniu z ochroną środowiska, do stanu takiego jaki został osiągnięty w Szwecji, gdzie został on już całkowicie uwolniony od paliw kopalnych). Z drugiej strony polityka ta blokuje uczestnictwo Polski w bardzo innowacyjnych (potencjalnie najbardziej innowacyjnych) zmianach technologicznych i organizacyjnych na rynku transportu.

Test na wiarygodność

Ogłoszenie doktryny energetycznej wymaga, jeśli ma ona odegrać rolę siły sprawczej w zakresie przebudowy polskiej energetyki, jej uwiarygodnienia przez głównych interesariuszy w następujący sposób:

- 1.** Rząd (Imperium) zrezygnuje z obowiązującej formalnie (ale całkowicie ignorowanej w rzeczywistości) *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* (dotyczy to także *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, której projekt został skierowany przez ministerstwo gospodarki w sierpniu 2015 roku do publicznej konsultacji), w szczególności w sposób jednoznaczny ogłosi upadłość (fiasko) programu „Energetyka Jądrowa” (zapisanego w *Polityce 2030* i mocno wyeksponowanego także w założeniach do *Polityki 2050*).
- 2.** Korporacyjne przedsiębiorstwa energetyczne zaakceptują racjonalną strategię intensyfikacji wykorzystania posiadanych zasobów sieciowych/transportowych i wytwórczych/produkcyjnych, wycofają się natomiast z lobbingu na rzecz nowych inwestycji wielkoskalowych stanowiących kontynuację technologiczną dotychczasowej trajektorii rozwojowej (na przykład elektroenergetyczne przedsiębiorstwa korporacyjne wstrzymają w szczególności programy rozwojowe ukierunkowane na inwestycje w nowe bloki węglowe klasy 1000 MW).
- 3.** Przedsiębiorcy (przemysł, małe i średnie przedsiębiorstwa) włączą, jako użytkownicy energii/paliw, mechanizmy energetyki prosumenckiej do swoich strategii rozwojowych (w zakresie własnej infrastruktury bazowej, niezbędnej do ich funkcjonowania biznesowego, tak jak włączyli już na przykład infrastrukturę ochrony środowiska).
- 4.** Samorządy jako prosumenci instytucjonalni podejmą odpowiedzialność za swoje bezpieczeństwo energetyczne, szczególnie w kontekście infrastruktury krytycznej w (swoich) gminach/miastach, a ogólnie (jako Imperium) za tworzenie ogólnych warunków rozwoju energetyki NI oraz EP na obszarze (swoich) gmin/miast; w szczególności energetyka NI oraz EP stanie się jednym z głównych czynników kształtujących plany zagospodarowania przestrzennego gmin, a także ważnym obszarem partnerstwa publiczno-prywatnego; na terenach wiejskich samorządy będą kreować autonomiczne regiony energetyczne, a transport elektryczny w miastach.
- 5.** Rolnicy mało- i średnio-towarowi wyrażą zainteresowanie modernizacją obszarów wiejskich (i ich reelektryfikacją) za pomocą mikrobiogazowni utylizacyjno-rolniczych pracujących w trybie *semi off grid*.
- 6.** Rolnicy wielkotowarowi, łącznie z niezależnymi inwestorami wyrażą zainteresowanie restrukturyzacją strukturalną rolnictwa i rozwojem rolnictwa energetycznego, w tym kreowaniem segmentu technologicznego w postaci biogazowni klasy 1 MW_{el}.
- 7.** Niezależni inwestorzy wyrażą w szczególności zainteresowanie uczestnictwem w przebudowie energetyki w charakterze pretendentów do nowego rynku usług energetycznych. Uczestnictwo w takim charakterze będzie oznaczać uczestnictwo w rozwoju segmentów tego rynku wymagających najwyższego poziomu (przełomowej) innowacyjności: technologicznej (twardej) i organizacyjnej (miękkiej). Uczestnictwo to będzie równoznaczne z kreowaniem kapitału wysokiego ryzyka, bardzo pożądanego i brakującego w Polsce, i ogólnie w Europie (podaż tego kapitału ma obecnie miejsce głównie w USA).
- 8.** Przedsiębiorcy, jako wytwórcy dóbr inwestycyjnych i usług dla energetyki EP, zaakceptują ryzyko związane z brakiem płynności rynku popytowego tej energetyki w pierwszej fazie jej rozwoju (w horyzoncie 2020).
- 9.** Ludność (społeczeństwo) uzna przebudowę energetyki jako projekt cywilizacyjny, a ponadto wyrazi społeczne przyzwolenie na bardzo niewielkie ryzyko przejściowego (w okresie 2020-2030) wzrostu kosztów energii elektrycznej (nie ma takiego ryzyka w przypadku kosztów ciepła i energii transportowej, oczywiście inną sprawą jest potencjalny koszt transformacji rynku tradycyjnych samochodów w rynek samochodów elektrycznych).

Zakończenie. Doktryna tworzy środowisko do zastąpienia poglądów dotyczących energetyki (lansowanych z coraz większą intensywnością przez silne grupy interesów) racjonalnymi procesami rozwojowymi weryfikowanymi za pomocą mechanizmów rynkowych. Szczególne znaczenie ma pojawienie się szansy na weryfikację (za pomocą środowiska stworzonego przez doktrynę) poglądu o szkodliwości unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, którą można (trzeba) zweryfikować za pomocą antytezy, że odrzucenie unijnej polityki klimatyczno-energetycznej prowadzi do niebezpieczeństwa (powoduje wielkie ryzyko) bardzo silnej petryfikacji elektroenergetyki WEK.

Transfery paliwowe, zwłaszcza drugi, paliw transportowych w obszar prosumenckiej energetyki budynkowej (poligeneracyjnej), muszą być powiązane z istotnymi zmianami podatkowymi (akcyzowymi).

Ponadto doktryna wzbogaca/wprowadza słownictwo, które jest bardziej adekwatne do potrzeb wynikających z dokonującej się przebudowy energetyki na świecie (do potrzeb wynikających ze zmiany paradygmatu rozwoju energetyki); bez zmiany języka opisu energetyki nie będzie zmiany mentalności ludzi, koniecznej do zaakceptowania przebudowy.

Nowy język, który trzeba w gruncie rzeczy dopiero tworzyć, jest konieczny do opisu społecznych i gospodarczych programów wyborczych polityków i samorządowców (widzianych tu w perspektywie długoterminowej). Polska stoi przed koniecznością całkowitej przebudowy elektroenergetyki, historycznej zmiany miksu energetycznego w kierunku zwiększenia udziału OZE oraz uruchomienia wielkiego programu sukcesywnego podnoszenia efektywności energetycznej. Chodzi o przebudowę, której nie można rozpatrywać inaczej jak w kategoriach innowacji przełomowej, czyli taką, która w ogólnym wypadku przerywa tok rozwoju określonej branży (sektora), w odróżnieniu od innowacji przyrostowej zapewniającej kontynuację rozwojową (technologiczną).

W doktrynie nadaje się energetyce NI oraz EP status innowacji przełomowej, bo odwraca ona porządek ukształtowany na wielkich rynkach energii w całym dotychczasowym historycznym procesie ich rozwoju; to odwrócenie porządku ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia rozróżnienia innowacji przyrostowej i przełomowej. Mianowicie, innowacja przyrostowa zapewnia ulepszenie produktu/usługi, ale nie zmienia organizacji wielkiego rynku, w szczególności nie zmienia sposobu zachowania się klienta (w elektroenergetyce – odbiorcy).

Innowacja przełomowa prowadzi zaś wprost do zmiany rynku, do transformacji odbiorcy (klienta) w prosumenta; podkreśla się jednak, że innowacje przełomowe często mogą nie być, nawet w długim czasie, akceptowane przez klientów. Dlatego w energetyce prosumenckiej ważne jest jak najszybsze rozpoczęcie dopasowywania rynku do nowych technologii [5]. Na przykład, ważne jest współcześnie, aby zaniechać dopasowywania OZE (ważna potencjalnie część energetyki prosumenckiej) do „głównych” (wielkich, sektorowych) rynków energii, a zacząć dopasować rynek usług energetycznych NI oraz EP do OZE (ogólnie trzeba działać na rzecz zmiany upodobań prosumentów; coraz mniejsze są natomiast już szanse na ukształtowanie odmiennych, od dotychczas stosowanych, umiejętności korporacyjnych firm energetycznych, wyspecjalizowanych i zależnych od swoich historycznych praktyk w zakresie stosowania tradycyjnych technologii na tradycyjne energetyczne (paliwowe) rynki.

Głębokie zmiany, wywołane (potencjalnie) doktryną muszą dotknąć praktycznie wszystkie kluczowe sektory gospodarcze. Są to zarazem sektory niewydolne strukturalnie, chociaż odpowiedzialne za bezpieczeństwo: energetyczne, mieszkaniowe, transportowe i żywnościowe. Synteza zmian technologicznych w tych sektorach, połączona ze zmianami społecznymi (transformacja społeczeństwa w kierunku prosumeckiego) jest dla Polski kluczem do sukcesu w dokonującym się nowym układaniu świata.

Podkreśla się, że synteza, która jest istotą proponowanej doktryny, daje szansę Polsce przede wszystkim dlatego, że pozwala uwolnić się od wynoszenia (charakterystycznego dla

krajów postsocjalistycznych) bezpieczeństwa energetycznego nad inne problemy, i przejść do działań adekwatnych do współczesnych potrzeb w zakresie efektywności, działań adekwatnych do potrzeb związanych z walką o konkurencyjność gospodarki oraz o pożądane zmiany społeczne.

Końcowe rekomendacje dotyczące inwestycji do zrealizowania ze wsparciem dostępnym do 2020 roku. Proponuje się strukturę inwestycji przedstawioną poniżej. Jest to struktura „wywoławcza”, wymagająca gruntownych analiz weryfikacyjnych i uszczegółwiających. Z drugiej strony jest to struktura racjonalna w aspekcie holistycznego podejścia do przebudowy energetyki, która w horyzoncie 2020 jest podporządkowana ochronie bezpieczeństwa energetycznego, a w horyzoncie 2050 przekierowaniu Polski na innowacyjny rozwój.

- 1. Technologie proefektywnościowe** (głównie technologie domu pasywnego).
Inwestycje: 20 mld PLN.
- 2. Technologie OZE na rynku energii elektrycznej** (głównie: energetyka PV – 5 GW, energetyka biogazowa – 0,6 GW, energetyka wiatrowa – 3 GW).
Inwestycje: 55 mld PLN.
- 3. Technologie OZE na rynku ciepła** (pompy ciepła i inne). Inwestycje: 5 mld PLN.
- 4. Technologie energetyczne zintegrowane z technologiami ochrony środowiska.**
Inwestycje: 10 mld PLN.
- 5. Technologie zasobnikowe.** Inwestycje: 5 mld PLN.
- 6. Technologie transportowe.** Inwestycje: 10 mld PLN.
- 7. Inteligentna infrastruktura.** Inwestycje: 10 mld PLN.
- 8. Inne rozproszone technologie.** Inwestycje: 5 mld PLN.

Rekomendacja specjalna. Rekomenduje się ogłoszenie mapy drogowej uwolnienia obszarów wiejskich od paliw kopalnych (transformacji energetyki na tych obszarach do postaci gospodarki energetycznej bezemisyjnej) najpóźniej w horyzoncie 2040.

UZASADNIENIE 2 (rozszerzenie uzasadnienia 1 w postaci załączników)

Załącznik 1. Społeczno-ustrojowe podstawy Doktryny

Najbardziej fundamentalnym czynnikiem obecnej przebudowy energetyki jest procesowa przebudowa społeczeństwa występująca zawsze, gdy baza (tu społeczeństwo) wyprzedza nadbudowę (Imperium). Chodzi w szczególności o cztery następujące ustroje (porządki) w tym procesie: interwencjonizm → korporacjonizm → subsydiaryzm (samorządy – prosumenci instytucjonalni) → liberalizm (prosumenci, w tym wywodzący się również z obecnego segmentu odbiorców przemysłowych).

1. Kres interwencjonizmu i korporacjonizmu w energetyce. Dwa pierwsze ustroje w energetyce nie mają już, ogólnie na świecie, uzasadnienia. Dokumenty Komisji Europejskiej wręcz mówią o potrzebie uwolnienia UE (w szczególności) od przestarzałego i nieefektywnego modelu biznesowego energetyki, a cała unijna strategia realizowana przez nadbudowę (Imperium) jest ukierunkowana na odzyskanie przez UE globalnej przewagi poprzez działania sprawcze, w postaci polityki klimatyczno-energetycznej. (Jednym z ważnych wymiarów tej polityki jest oczywiście wymiar makroekonomiczny; w tym zakresie chodzi o poprawę bilansu płatniczego UE, uwolnienie tego bilansu od rocznego wpływu 400 mld € na import paliw kopalnych do UE). Decydujące znaczenie zyskuje natomiast energetyka prosumencka, dla której środowiskiem rozwojowym są dwa ostatnie ustroje, w

ramach których działają wszyscy prosumenci, w tym instytucjonalni oraz przedsiębiorcy przemysłowi.

2. Unijna subsydiarność a samorządy jako interesariusze w energetyce EP. I znowu, UE w szczególności przyczynia się do przebudowy energetyki w kontekście ustrojowym poprzez fakt, że jej podstawowym ustrojem społeczno-politycznym jest subsydiarność. Ogólnie jest to ustrój ważny zwłaszcza z punktu widzenia likwidacji różnic rozwojowych między regionami UE; do realizacji tego celu służy rozwiązanie ustrojowe polegające na przekazaniu części uprawnień Imperium (unijnego) na poziom samorządowy. Tym samym jest to ustrój, który otwiera pole odpowiedzialności samorządów, jako prosumentów instytucjonalnych i jako lokalnych Imperiów, za energetykę.

3. Liberalizm (i prosumeryzm) a energetyka EP. W skali świata podstawowe znaczenie ma jednak kolejne pobudzenie liberalizmu przez Internet (25 ostatnich lat), który decyduje o kolejnym skokowym wzroście wydajności pracy w indywidualnej skali człowieka; w wymiarze historycznym pierwsze (łącznie się z nazwiskiem Adama Smitha) pobudzenie liberalizmu spowodowała maszyna parowa, która zapoczątkowała karierę paliw kopalnych, trwającą nieprzerwanie od początku XVIII wieku). Obecny skok otwiera drogę do partycypacji prosumenckiej (szczególnie bazującej na wykorzystaniu inteligentnej infrastruktury do zarządzania gospodarką energetyczną w indywidualnym wymiarze), a partycypacja prosumencka jest „ustrojową” podstawą energetyki EP.

Załącznik 2. Kapitał społeczny i piramida nowej konsolidacji kompetencji

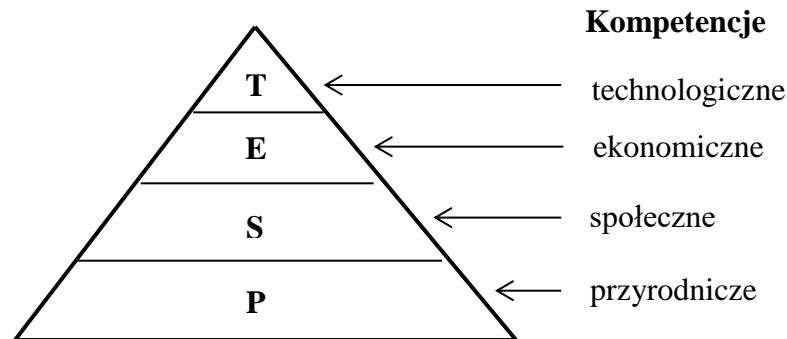
Znaczenie kapitału społecznego (KS) w energetyce NI oraz EP wpływa bezpośrednio z istoty jednej i drugiej energetyki, którą jest piramida niezbędnej nowej konsolidacji kompetencji: technologicznych (technicznych), ekonomicznych, społecznych i przyrodniczych.

1. Nowa konsolidacja kompetencji. W piramidzie według rys. 1 kompetencje technologiczne, na szczycie piramidy, są kompetencjami z zakresu technologii wysokich, i innowacji przełomowych. Składają się na nie kompetencje będące domeną nauki (najlepsze uniwersytety na świecie), biznesu wysokiego ryzyka (finansowanego przez kapitał wysokiego ryzyka) oraz badań rozwojowych (globalni dostawcy dóbr inwestycyjnych i technologii dla energetyki EP i NI). W tym segmencie nie mają natomiast znaczenia rozwojowe nowe technologie w energetyce WEK, które zresztą weszły już w fazę (długotrwałej) likwidacji. Widać to na podstawie strategii takich europejskich ikon-dostawców dóbr inwestycyjnych dla elektroenergetyki WEK jak: ABB, Siemens, Alstom, i innych, które zlikwidowały już, lub szybko ograniczają, kompetencje w zakresie układów przesyłowych prądu przemiennego 750 kV, bloków węglowych klasy 1000 MW, i wielu innych ważnych segmentów technologicznych.

W odróżnieniu od ekskluzywnych kompetencji z zakresu technologii wysokich kompetencje ekonomiczne mają w piramidzie znacznie bardziej rozległy zasięg. Kompetencje te obejmują, od góry w dół (czyli od kompetencji bardziej elitarnych do bardziej powszechnych), w szczególności: modele ekonomiczne wysokiego ryzyka (w energetyce NI), modele behawioralne (w energetyce EP), cenotwórstwo czasu rzeczywistego oraz „pakietowe” (w segmencie odbiorców TPA). W konsolidacji kompetencji zgodnej z piramidą nie mają już znaczenia rozwojowe modele *project finance* finansowania wielkich inwestycji w energetyce WEK, mają one natomiast jeszcze znaczenie jako modele schyłkowe; malejące znaczenie będzie miał także model cenotwórstwa istniejącego obecnie w energetyce WEK.

Jeszcze znacznie bardziej rozległe od ekonomicznych są kompetencje społeczne w piramidzie. Chodzi tu w szczególności o wykorzystanie powszechnych już kompetencji internetowych (w kontekście efektów umiejętnościowych), jako bazy partycypacji

prosumenckiej. Znaczenie kompetencji internetowych w kreowaniu i zarazem upowszechnianiu kompetencji prosumenckich jest trudne do przecenienia. W szczególności antycypuje się tu dynamiczny rozwój społecznych portali umiejętnościowych w obszarze energetyki EP.



Rys. 1. Piramida nowej konsolidacji kompetencji, jako warunek rozwoju energetyki NI oraz EP i skutecznej przebudowy energetyki w ogóle (opracowanie własne)

Najbardziej rozległe, i najbardziej fundamentalne, są w piramidzie kompetencje przyrodnicze. W obszarze tych kompetencji mieszczą się nauki o ziemi, nauka o klimacie (polityka klimatyczna), nauki biologiczne i środowiskowe (w tym biotechnologia środowiskowa), nauki rolnicze i inne. Oczywiście, w piramidzie kompetencje przyrodnicze traktuje się jako podstawę praktyk zrównoważonego rozwoju (polityka klimatyczno-energetyczna wywołała po raz pierwszy w historii wielki proces masowego uspołecznienia kompetencji przyrodniczych).

2. Kapitał społeczny Piramida przedstawiona na rys. 1 w naturalny sposób pokrywa się, w bardzo dużym zakresie, ze złotym trójkątem, który obejmuje naukę, biznes oraz samorządy i stanowi podstawę kapitału społecznego. Bez kapitału społecznego nie da się zwłaszcza realizować partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP), będącego warunkiem współpracy (interakcji) między samorządami, w szczególności występujących w roli prosumenatów instytucjonalnych, oraz inwestorami NI. Kapitał społeczny jest także warunkiem rozwoju energetyki EP; w tym wypadku wielkie znaczenie będzie miała społeczna budowa kompetencji prosumenckich w sieci internetowej.

Jest już w Polsce wiele stowarzyszeń (to one stanowią najbardziej typową formę kapitału społecznego) działających w obszarach energetyki bardzo różnie nazywanej (np. energetyka: OZE, rozproszona, obywatelska, prosumencka, ...), ale w każdym wypadku działających na rzecz przebudowy energetyki. Tu wymienia się jako przykład Stowarzyszenie Klaster 3x20, działającego w środowisku śląskim, a więc bardzo „wrażliwym” (trudnym) z punktu widzenia takiej przebudowy.

Istnieje wiele innych, poza stowarzyszeniową, formuł budowania kapitału społecznego. Jedną z takich formuł, bardzo interesujących, jest formuła konwersatorium. Przykładem tworzenia się kapitału społecznego działającego na rzecz przebudowy energetyki w ramach takiej formuły jest Konwersatorium *Inteligentna energetyka* działające w Politechnice Śląskiej (do 2009 roku było to Konwersatorium *Energetyka przyszłości*, rozpoczęło ono działalność w 2006 roku).

Załącznik 3. Doktryna w świetle zróżnicowanych zasobów i modeli ekonomiczno-biznesowych w segmentach energetycznych WEK, NI oraz EP

Zróżnicowanie zasobów, w tym finansowych, oraz modeli ekonomiczno-biznesowych pomiędzy segmentami energetycznymi WEK, NI oraz EP ma obecnie fundamentalne znaczenie z punktu widzenia ochrony bezpieczeństwa energetycznego i jednocześnie skierowania Polski na nową trajektorię rozwoju gospodarczego traktowanego całościowo. Mianowicie, bez energetyki WEK nie da się zapewnić bezpieczeństwa energetycznego w procesie przebudowy energetyki w krótkim horyzoncie czasowym, zwłaszcza w okresie do 2020 roku, kluczowym w kontekście niezbędnego czasu potrzebnego do ukształtowania efektywnych mechanizmów rynkowych i struktur organizacyjnych w energetyce post korporacyjnej. Z drugiej strony zaniechanie przed 2020 rokiem strukturalnych zmian w energetyce, w szczególności brak działań na rzecz stworzenia trójbiegunowego systemu bezpieczeństwa obejmującego segmenty energetyczne WEK, NI oraz EP (umożliwiającego rynkowe wykorzystanie najlepszych zasobów każdego z segmentów), i pozostawienie bezpieczeństwa energetycznego tylko w gestii energetyki WEK, oznaczałoby odcięcie Polski od przebudowy cywilizacyjnej w horyzoncie 2050 (dlatego, że sama energetyka WEK nie jest zdolna z natury rzeczy do zmian przełomowych, które są istotą obecnej globalnej przebudowy energetyki).

1. Energetyka WEK. Zasoby (podstawa funkcjonowania) energetyki WEK w Polsce, to: kapitał pożyczony na globalnym rynku (krajowy kapitał jest absolutnie niewystarczający do sfinansowania inwestycji energetyki WEK), import paliw (ropy, gazu, również węgla, a nawet biomasy) o rocznej wartości rzędu 70 mld PLN, import dóbr inwestycyjnych o rocznej wartości kilkanaście mld PLN, *know how* kupowane od globalnych firm konsultingowych. Model ekonomiczny (biznesowy), to model *project finance* (i wskaźniki NPV, IRR) jako podstawa decyzji inwestycyjnych; podkreśla się tu, że (gigantyczne) projekty inwestycyjne, zwłaszcza w elektroenergetyce WEK stały się już „niebankowalne” (mają czasy zwrotu kilkanaście lat, a brytyjskie kontrakty różnicowe związane z potencjalną budową elektrowni jądrowych nawet 35 lat, i są obciążone zbyt dużym ryzykiem, nieakceptowalnym przez banki). Ponadto, niewystarczająca EBITDA przedsiębiorstw coraz mocniej ogranicza zakres programów inwestycyjnych, których rozbuchanie, z drugiej strony, rośnie. Krach giełdowy polskiej elektroenergetyki WEK obrazuje spadek indeksu WIG-Energia od końca kwietnia do połowy grudnia 2015 roku, wynoszący około 40%. Syntetyczne łączne wskaźniki 4 grup elektroenergetycznych (PGE, Tauron, Enea, Energa) na koniec 2014 roku wynosiły: aktywa razem – 108 mld PLN, kapitały własne – 53 mld PLN; wartość rynkowa grup w połowie 2015 roku – 10 mld PLN, a planowane inwestycje do 2022 roku – około 140 mld PLN (To jest już całkowite rozkojarzenie!!!).

2. Energetyka NI. Podstawa działania inwestorów NI, to własne *know how*, własny kapitał (+ fundusze inwestycyjne i produkty bankowe), urządzenia kupowane na rynku krajowym i globalnym, usługi kupowane na rynku krajowym, zasoby OZE (łącznie z substratami dla źródeł biogazowych) krajowe. Modele ekonomiczne/biznesowe *join venture*, *private equity* charakterystyczne dla tej energetyki dopuszczają duże ryzyko, ale wymagają krótkich zwrotów nakładów (bez specjalnych regulacji nie dłuższych niż kilka lat). Podaż kapitału wysokiego ryzyka nie jest jeszcze w Europie, tym bardziej w Polsce, wystarczająca (szacuje się, że około 50% kapitału wysokiego ryzyka wykorzystywanego w Europie, ogólnie nie tylko w energetyce NI, pochodzi z USA). Z drugiej jednak strony, w segmencie obejmującym w Polsce 1,8 mln małych i średnich przedsiębiorstw, który to segment jest potencjalną bazą energetyki NI, istnieje duża nadwyżka kapitałów własnych, rzędu 600 mld PLN.

3. Energetyka EP. Podstawa działania energetyki EP jest partycypacja prosumencka, w tym prosumenckie *know how* (+ własny kapitał i produkty bankowe), „własne” zasoby OZE. W

segmencie ludnościowym, obecnie 16 mln odbiorców, charakterystyczna jest ekonomika behawioralna, z dużym potencjałem partycypacji prosumenckiej. Ponadto, w podejściu prosumenckim kluczowe znaczenie ma zamiana kosztu energii (usług energetycznych) na nakłady inwestycyjne we własną energetykę. Jest to oczywiście inwestowanie we własny majątek (łącna wartość zasobów mieszkaniowych w Polsce, to około 2,8 bln PLN; roczna wartość rynku budowlanego, to około 190 mld PLN) – prosumenci podwyższają za pomocą tych inwestycji wartość (cenę) swoich domów (doświadczenia, np. szwedzkie, pokazują, że wzrost ceny domu przewyższa znacznie nakłady inwestycyjne). Oczywiście, inwestycje prosumenckie mają bardzo długi horyzont (są to inwestycje wielopokoleniowe). Dochód rozporządzalny ludności – 1300 PLN/(mieszkańca·miesiąc), roczny całej ludności – 600 mld PLN. Struktura wydatków: żywność – 25%, użytkowanie mieszkania i nośniki energii – 20%, transport – 10%).

4. Przedsiębiorcy – dostawcy dóbr inwestycyjnych i usług na rynek energetyki NI oraz EP. W Polsce podstawa ich działania, to innowacyjność umożliwiająca im ograniczone „wyjście” na rynki zagraniczne, własny kapitał (+ fundusze inwestycyjne, bankowe produkty rozwojowe, bankowy kredyt obrotowy). Jednak w Polsce segment przedsiębiorców ukierunkowanych na rynek energetyki EP jest na razie niewielki, ze względu na blokadę rynku wewnętrznego przez energetykę WEK.

Gwałtownie się natomiast rozwija globalny przemysł dóbr inwestycyjnych i segment usług (w obszarze inteligentnej infrastruktury). Na przykład bank inwestycyjny Goldman Sachs ogłosił, że zwiększa wartość swoich inwestycji w czystą energię prawie czterokrotnie i do 2025 roku osiągną one 150 mld \$; wcześniejsze założenia z 2012 roku mówiły o 40 mld \$ do 2025 roku. Dwie najważniejsze technologie w energetyce NI oraz EP osiągnęły w 2014 roku globalną (roczną) wartość inwestycji: około 100 mld \$ w energetykę wiatrową (domena energetyki NI) i nie mniej niż 80 mld \$ w energetykę PV (domena energetyki EP).

Trzeba podkreślić, jako informację charakterystyczną z punktu widzenia rynków inwestycyjnych, że w tym samym czasie Oslo całkowicie wycofuje się z inwestycji w paliwa kopalne. Mianowicie, najpierw wycofało posiadany kapitał, w postaci funduszu emerytalnego wartego 8 mld €, ze spółek węglowych na globalnych giełdach, a obecnie przystępuje do wycofania kapitału z wszystkich firm związanych z węglem, ropą i gazem.

Na przeciwnym biegunie, względem paliw kopalnych, jest *start up PsiKick*, który zebrał już ponad 22 mln \$ (ten amerykański *start up* w ostatnim etapie dofinansowania, w którym wzięły udział uniwersytety, firmy oraz aniołowie biznesu, pozyskał aż 16 mln \$). Podstawą decyzji inwestorów finansujących *start up* była/jest jego strategia ukierunkowana na innowacyjne rozwiązania w dziedzinie Internetu IoT (w szczególności na systemy RFID), który w kolejnych latach bez wątpienia przyczyni się w zasadniczy sposób do przebudowy energetyki.

5. Globalni (amerykańscy) pretendenci do przejęcia rynków usług energetycznych. Pretendentami tymi są głównie firmy informatyczne, chociaż najbardziej charakterystycznym przykładem pretendenta do całkowicie nowego rynku prosumenckich (energetycznych) łańcuchów wartości jest Elon Musk, który realizuje biznesowy łańcuch wartości obejmujący: samochód elektryczny (marka Tesla) → zasobniki energii elektrycznej (akumulatory litowo-jonowe; budowa największej na świecie fabryki takich akumulatorów zostanie zakończona już w 2018 roku) → budynkowe ogniwa PV (firma Solar City) → powiązanie energetyki prosumenckiej z inteligentną infrastrukturą (firma Google and SolarCity 2.0).

Firmy informatyczne trzeba widzieć jako pretendentów, w skali globalnej, do przejęcia obecnych rynków energetycznych, po uprzedniej modyfikacji tych rynków do postaci nowych rynków holistycznych usług energetycznych, o bardzo wysokim nasyceniu inteligentną infrastrukturą. Dynamika aktywności globalnych firm informatycznych w procesie przebudowy energetyki niezwykle się nasiliła w ostatnich kilku (dwóch-trzech) latach.

Potwierdzają to następujące spektakularne przykłady. Google jest firmą, która zdobyła już w ostatnich latach pozycję jednego z globalnych liderów w energetyce NI. Dwa przykłady inwestycji charakterystycznych dla firmy, realizowanych w 2016 roku, są następujące. Pierwszym jest inwestycja za 600 milionów \$ w ósme (własne) centrum danych w USA (w Clarksville) zasilane w 100% energią odnawialną; istnieją przesłanki, że centrum jest ukierunkowane na funkcjonalności charakterystyczne dla operatorów OHT (handlowo-technicznych) na rynku energetyki NI oraz EP. Drugim jest budowa największej farmy wiatrowej w Kenii, ale zarazem w całej Afryce; farma ma produkować 1,4 TWh energii elektrycznej rocznie, czyli ma zaspokoić 15% zużycia tej energii w kraju (nakłady inwestycyjne na tę farmę szacuje się tu na około 1 miliard \$).

Innego przykładu charakterystycznych inwestycji firm informatycznych dostarcza Apple; jest to mianowicie kolejna inwestycja w źródła PV o łącznej mocy 200 MW w Chinach (poprzednią była inwestycja o mocy 40 MW). Inwestycja ma na celu budowanie wizerunku Apple jako firmy wspierającej energię odnawialną i efektywność energetyczną. Mianowicie, źródła będą zaopatrywać w energię elektryczną wszystkie biura i sklepy Apple znajdujące się na terenie Chin, i wymuszać na nich efektywne użytkowanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE.

Jeszcze innego przykładu dostarcza firma Microsoft. Bill Gates, twórca firmy, w energetyce widzi klucz do przyszłości i inwestuje w technologie energetyczne o charakterze przełomowym. Dotychczas Bil Gates zainwestował 1 mld \$ w firmy *start-up* (wysokiego ryzyka) ukierunkowane na rozwój nowych technologii energetycznych. Jedną z tych technologii są jądrowe źródła energii elektrycznej, ale całkowicie nowej generacji, wykorzystujące dotychczas wypalone paliwo jądrowe w elektrowniach jądrowych starej generacji, które stanowi ciągle nierozwiązany (w perspektywie kilkaset lat) problem ludzkości. Między innymi ten przykład pokazuje, że pretendenci do rynku usług energetycznych są nastawieni na naprawianie tego, co energetyka WEK zniszczyła w przeszłości nie opłacając kosztów zewnętrznych (bardzo szeroka kategoria), natomiast nie na przysparzanie światu kolejnych wielkich kłopotów. Konsekwentnie, w czasie szczytu klimatycznego w Paryżu (2015) Bill Gates ogłosił, wraz z prezydentami USA Barackiem Obamą i Francji Francois Hollandem oraz premierem Indii Narendrą Modim, utworzenie funduszu badawczo-rozwojowego wspierającego działania z obszaru energetyki odnawialnej i walki z globalnym ociepleniem i sam zainwestował w ten fundusz 2 mld \$.

Dopełnieniem strategii amerykańskich firm informatycznych ukierunkowanej na ich udział w przebudowie energetyki są plany rządu USA skierowania do Senatu na początku 2016 roku federalnej ustawy o wsparciu mikrosieci. Jest to jakościowa (fundamentalna) zmiana, bowiem w całej dotychczasowej historii amerykańskiej elektroenergetyki sieci rozdzielcze były przedmiotem regulacji stanowych. Federalna ustawy o wsparciu mikrosieci, niezależnie od jej dalszego „losu” oznacza działanie na rzecz osłabienia monopolu amerykańskich utilities (energetyka WEK) i świadczy o tym, że przebudowa amerykańskiej elektroenergetyki w kierunku energetyki NI oraz EP jest rzeczywistym priorytetem amerykańskiego rządu.

Załącznik 4. System trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w świetle aktualnej sytuacji w zakresie technologii energetycznych

Największym zagrożeniem z punktu widzenia technologicznego jest ukrywanie narastających kosztów zewnętrznych energetyki WEK, (oczywiście, także niedocenywanie potencjału innowacji przełomowych w energetyce NI oraz EP). Ukrywanie kosztów zewnętrznych przez energetykę WEK jest zwykłą konsekwencją jej bardzo silnej pozycji politycznej (długotrwałego funkcjonowania w środowisku monopolu naturalnego). Obecny, nieracjonalny

opór Polski wobec polityki klimatyczno-energetycznej koncentruje się na opłatach za uprawnienia do emisji CO₂. Równocześnie całkowicie przemilczane są potencjalne problemy związane z emisją rtęci w procesach spalania węgla. Mniejsze problemy energetyki WEK, ale bardzo charakterystyczne, ujawniają się z coraz większą siłą w obszarze gospodarki wodnej (przykład, to 20. stopień zasilania w sierpniu 2015 roku spowodowany koniecznością zaniżenia mocy dyspozycyjnej kondensacyjnych bloków węglowych z otwartymi obiegami wody chłodzącej; innym przykładem mogą być odnotowywane coraz częściej katastrofy ekologiczne związane z pracą takich bloków, na przykład masowe śnięcie ryb pod wpływem nieprawidłowej gospodarki wodnej bloków, wyciek mazutu do rzek, i inne).

1. Technologie tradycyjne. Są to technologie efektu skali w energetyce WEK. Do tych technologii w elektroenergetyce WEK należą w szczególności bloki wytwórcze: jądrowe klasy 1600 MW i węglowe klasy 1000 MW. Za blokami o takiej mocy powinien iść rozwój elektroenergetycznych sieci przesyłowych o napięciu znamionowym co najmniej 750 kV. Jednak kompetencje (możliwości utrzymania się na rynku) dostawców dóbr inwestycyjnych w zakresie tych technologii gwałtownie maleją.

Z drugiej strony, Polska stanowi obecnie największy w Europie plac budowy bloków węglowych klasy 1000 MW; jest to niestety dynamiczny „rozwój” „nowoczesnego” zacofania, i wielkich przyszłych kłopotów (trwających przez cały okres ich potencjalnego użytkowania, sięgający horyzontu 2070). Mianowicie, wszystkie budowane bloki będą, a nawet już są (w czasie budowy) narażone na skutki wygaszania kompetencji u kontraktowych dostawców. Kontrakt na dostawę bloku w Kozienicach (1075 MW) został podpisany przez Hitachi Europe, a od 2014 roku blok jest budowany przez następcę prawnego Mitsubishi Hitachi Power Systems !!! Umowa na dostawę bloków w Opolu (2x900 MW) została podpisana przez Alstom Energy, ale tej firmy już nie ma; w listopadzie 2015 została przejęta przez GE !!! Z kolei blok w Jaworznie (910 MW): kontrakt podpisany przez Siemens, który już podjął decyzję o likwidacji linii biznesowej związanej z takimi blokami (o wycofaniu się z kontraktów na podobne bloki); blok w Jaworznie jest ostatnim blokiem tej klasy budowanym przez Siemens !!!

Podkreśla się ponadto: wszystkie wymienione bloki, budowane w Polsce, mają zakresy regulacji ograniczone do zakresów tradycyjnych, nie są dostosowane do nowych wymagań związanych z wielkimi gradientami zmian obciążenia i produkcji wymuszonej w źródłach OZE (z drugiej strony wysiłek Siemens w Niemczech idzie np. w kierunku obniżenia dolnej granicy pracy istniejących bloków węglowych do 30% mocy znamionowej).

2. Technologie pro-efektywnościowe. Są to bardzo zróżnicowane technologie, zapewniające najwyższą efektywność ekonomiczną przebudowy energetyki w całości. Największe znaczenie na rynku energii elektrycznej mają technologie LED, umożliwiające prawie 10-krotne zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetleniowe. Największe znaczenie w energetyce w ogóle mają technologie domu pasywnego, umożliwiające prawie 5-krotne zmniejszenie zużycia ciepła grzewczego w budynkach mieszkalnych. Ogromne znaczenie mają technologie procesowe, w tym odzysku ciepła odpadowego w przemyśle, umożliwiające obniżkę zużycia ciepła nawet o 30% przy czasach zwrotu nakładów inwestycyjnych poniżej 2 lat. Istotne znaczenie ma eliminowanie (w wyniku rozwoju energetyki NI oraz EP) strat sieciowych i potrzeb własnych elektrowni w elektroenergetyce WEK, którego potencjał w zakresie redukcji wytwarzania energii elektrycznej wynosi około 20%.

3. Technologie OZE. Tu wymienia się tylko podstawowe z nich. Bez wątpienia najważniejszą z nich, o największej dynamice rozwojowej, są obecnie źródła PV, stanowiące domenę energetyki EP. W wypadku tych źródeł świat wchodzi już w etap sieciowego (systemowego) parytetu cenowego energii elektrycznej. Jest to skutek gwałtownej obniżki cen samych paneli PV (ich ceny oferowane przez producentów chińskich zmalały od 2011 do

2014 roku o 60%, z 1,3 \$/W do 0,5 \$/W), ale także infrastruktury energoelektronicznej i teleinformatycznej źródeł wytwórczych PV. W 2014 roku zostały zainstalowane na świecie źródła PV o moc 50 GW i była to największa roczna moc zainstalowana w historii energetyki PV (wzrost w stosunku do 2013 roku wyniósł 30%); roczne nakłady inwestycyjne na rynku tej technologii osiągnęły poziom 80 mld \$.

Drugim segmentem pod względem dynamiki rozwojowej jest energetyka wiatrowa, domena energetyki NI. Znaczenie tej technologii obecnie trzeba inaczej opisywać niż energetyki PV. Mianowicie, w tym wypadku ważny jest wzrost globalnych inwestycji i globalne nakłady inwestycyjne (jest to perspektywa ważna dla dostawców dóbr inwestycyjnych). W 2014 roku została zainstalowana na świecie moc 50 GW i była to największa roczna moc zainstalowana w historii energetyki wiatrowej (wzrost w stosunku do 2013 roku wyniósł 16%). Roczne nakłady inwestycyjne osiągnęły poziom 100 mld \$.

Trzecim segmentem są źródła biogazowe, zasilane biogazem z biogazowni rolniczo-utylizacyjnych (o mocy elektrycznej wynoszącej kilkaset kW, domena energetyki NI) oraz „mikrobiogazownie” rolniczo-utyilizacyjne (o mocy elektrycznej wynoszącej kilkadziesiąt kW, domena energetyki EP – małotowarowych gospodarstw rolnych). Ta technologia jest bardzo ważnym segmentem energetyki OZE w Niemczech (zajmuje drugie miejsce, po energetyce wiatrowej, w bilansie energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE). Jest to również bardzo ważna, z wielu powodów, technologia dla Polski, por. zał. 8.

Czwartym segmentem technologii OZE, który się tu wymienia są pomy ciepła, stanowiące domenę energetyki EP. Podkreśla się, że rynek pomp ciepła rozwija się w Polsce bez żadnego wsparcia. Dzięki temu jest to rynek przewidywalny. Wykorzystanie doświadczeń z tego rynku ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia prawidłowego projektowania mechanizmów rynkowych w procesie przebudowy całej polskiej energetyki (redukowania systemów wsparcia w tym procesie).

4. Technologie energetyczne zintegrowane z technologiami ochrony środowiska. Są to zróżnicowane technologie, bardzo mocno współzależne z gospodarką z odpadami. Referencyjnego modelu rozwoju tych technologii dostarcza Szwecja, Przewodnik [6]. Model ten powstawał przez prawie cztery dekady jako wynik decyzji będących reakcją na pierwszy światowy kryzys energetyczny 1973/1974, mających na celu uwolnienie Szwecji od paliw kopalnych w długim horyzoncie czasowym (uniezależnienie się od importu tych paliw); dotychczas ten cel został w pełni osiągnięty na rynku ciepła, na którym paliw kopalnych już się nie wykorzystuje.

W Polsce potencjał produkcji energii chemicznej z odpadów (odnawialnej) szacuje się tu na około 40 TWh; jest to około 4% w całym polskim bilansie energii pierwotnej. Do jego wykorzystania można zastosować źródła biogazowe: w oczyszczalniach ścieków, na składowiskach śmieci, w postaci biogazowni i mikrobiogazowni utylizacyjnych w miastach. Można zastosować przeróbkę odpadów na paliwa stałe (brykiety, pelet). Można zastosować także produkcję paliwa ciekłego z odpadów PET. Wreszcie, można wykorzystać spalarnie śmieci.

5. Technologie transportowe. samochód elektryczny (rynek sprzedaży samochodów elektrycznych zwiększył się w Europie w 2015 roku o 50% (sprzedano 75 tys. samochodów elektrycznych); najszybsze wzrosty sprzedaży mają: Norwegia, Francja, Wielka Brytania, Niemcy). Poszczególne kraje realizują bardzo zróżnicowane programy rozwoju transportu elektrycznego (w tej różnorodności jest wielka siła z punktu widzenia transformacji tradycyjnego transportu w elektryczny).

Niemcy tworzą np. korytarz szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych łączący Berlin z Monachium (8 stacji ładowania zlokalizowanych wzdłuż autostrady A9); korytarz ten jest tworzony przez BMW, Siemens oraz EON z myślą o włączeniu go do programu

“*Electromobility Connects*” Bawaria-Saksonia (sponsorowanego przez niemiecki rząd). W 2020 roku w Niemczech będzie około 1 mln samochodów elektrycznych.

Rząd francuski z kolei rozszerza program oferujący dofinansowanie w wysokości 10 tys. € dla osób, które zamienią stare samochody z silnikiem diesla na elektryczne, mianowicie wiek samochodów z silnikiem diesla uprawniający do dofinansowania obniża z 15 lat na 10 lat. Na budowę infrastruktury, a więc głównie sieci terminali ładowania, rząd francuski przeznaczył 1,5 mld €; do 2020 roku ma powstać we Francji milion terminali, z czego ogromna większość w domach prywatnych. Od 2018 roku terminale ładowania mają być, obligatoryjnie, częścią mikroinfrastruktury energetycznej każdego nowego budynku mieszkalnego. W 2020 roku we Francji będzie około 2 mln samochodów elektrycznych lub hybrydowych.

Znacznie szybszy rozwój rynku samochodów elektrycznych, w porównaniu z Europą, notują USA, Japonia oraz Chiny. W tych krajach liczba samochodów elektrycznych w 2015 roku oraz dynamika wzrostu (względem 2014 roku) były następujące: USA – 300 tys. i 69%, Japonia – 110 tys. i 45%, Chiny – 100 tys. i 54%. Łącznie na świecie jest już około 1 mln samochodów elektrycznych, a w 2020 roku co trzeci nowy samochód będzie elektrycznym.

Analizując technologie transportowe trzeba również bezwzględnie odnotować, że Googl tworzy (2016 rok) własne centrum samochodów autonomicznych (centrum będzie włączone pod markę Alphabet).

6. Technologie zasobnikowe. Dotychczas technologie te są traktowane jako warunek rozwoju źródeł OZE na rynku energii elektrycznej. Wyzwania w tym aspekcie obrazuje sytuacja niemiecka, gdzie w 2014 roku zmienność produkcji wymuszonej w przedziałach 15-minutowych w źródłach wiatrowych wynosiła 1,4 GW, a w źródłach PV 1,6 GW, natomiast w przedziałach godzinnych 9,7 GW i 5,4 GW, odpowiednio (moc szczytowa obciążenia niemieckiego systemu elektroenergetycznego wynosi około 90 GW).

W energetyce postkorporacyjnej, na rynku holistycznych usług energetycznych, potencjalne zasoby zdolności magazynowych są bardzo duże. Potencjał tych zasobów można scharakteryzować poprzez wybrane przykłady, Obserwator przebudowy energetyki (EP-NI-WEK) Nr 10 [7]. W polskiej elektroenergetyce wodnej łączny potencjał wynosi 80 GWh w elektrowniach o mocy jednostkowej powyżej 5 MW, a dodatkowo jeszcze 10 GWh elektrowniach o mocy jednostkowej poniżej 5 MW. Razem jest to 90 GWh, czyli prawie dwa razy więcej niż w Niemczech, gdzie potencjał zdolności magazynowych w elektroenergetyce wodnej wynosi 50 GWh. Oczywiście, na rynkach krajowych względne znaczenie zasobów polskich jest około dziesięć razy większe niż niemieckich. Jednak w skali europejskiej ani jedno ani drugie zasoby nie mają żadnego istotnego znaczenia. Mają natomiast takie znaczenie potencjały zasobów Austrii i Szwajcarii oraz Norwegii i Szwecji wynoszące 12 TWh i 116 TWh, odpowiednio (dział „Szanse” – „Zagraniczne elektrownie szczytowo-pompowe i zbiorniki zaporowe jako potencjalny rezerwuuar energii dla Energiewende”). Całkowicie inne, pod względem właściwości, potencjalne zasoby magazynowe (łącznie) w segmencie technologicznym biogazowni można w Polsce szacować na 20 GWh, a w segmencie mikrobiogazowni na 5 GWh. Jeszcze inne pod względem właściwości zasoby magazynowe w bateriach akumulatorów miejskich samochodów elektrycznych można szacować, w tendencji, na około 250 GWh (przyjęto do oszacowań około 8 mln samochodów elektrycznych). Z kolei, jeśli uwzględnić, że obecny polski rynek ciepła wynosi w bardzo dużym przybliżeniu 200 TWh, to zakładając hipotetycznie, że za pomocą technologii domu pasywnego i inteligentnej infrastruktury można go zmniejszyć (w tendencji) do 50 TWh, a następnie zakładając, że tak zredukowany rynek zostanie pokryty w całości (również w tendencji) za pomocą ciepła wytworzonego w pompach ciepła, to możliwe (w tendencji) przesunięcie poboru energii elektrycznej ze szczytu dobowego w dolinę dobową na profilu zapotrzebowania KSE wynosi około 100 GWh (do oszacowań przyjęto czteromiesięczny

sezon grzewczy). Wreszcie, zakładając potencjał systemu DSM/DSR w przemyśle równy 2 GW można podobne przesunięcie szacować w tym segmencie prosumenckim na około 8 GWh.

7. Technologie inteligentnej infrastruktury. Obecnie na pierwsze miejsce, pod względem innowacyjności i dynamiki rozwojowej, wysuwają się w tym segmencie następujące technologie: infrastruktura cenotwórstwa czasu rzeczywistego, Internet Rzeczy (IoT) oraz infrastruktura rynku transportowego (w tym samochodu autonomicznego). Rozwój tych technologii jest domeną pretendentów do nowych (zmodyfikowanych) rynków usług energetycznych; pretendentami są w tym wypadku globalne (amerykańskie) firmy informatyczne oraz firmy *start up*, wykorzystujące kapitał rozwojowy wysokiego ryzyka (zarówno firmy *start up*, jak i kapitał, są również amerykańskie, głównie).

8. Inne technologie rozproszone. Warto tu odwołać się do przygotowywanego w Wielkiej Brytanii bardzo charakterystycznego programu wsparcia w postaci dopłat do rozproszonych źródeł wytwórczych energii elektrycznej, z jednostką napędową w postaci silników spalinowych diesla (rozpatrywana jest łączna moc elektryczna tych źródeł, wynosząca aż 1,5 GW). Program ten daje bardzo wiele do myślenia. Po pierwsze jest to technologia idealna obecnie (przy istniejących możliwościach inteligentnej infrastruktury) do realizacji w systemie elektroenergetycznym wielu krytycznych zadań. W szczególności może wypełniać rolę źródeł szczytowych (i ogólnie źródeł bilansujących na krajowym rynku bilansującym), rolę źródeł bilansujących a nawet regulacyjnych w wyspach wirtualnych (Raport [3]), a także rolę zasilania awaryjnego w stanach awarii sieciowych. Szczególnie ciekawe jest przeanalizowanie tej technologii w kontekście pakietu strategicznych programów energetycznych i około-energetycznych przedstawionych w zał. 7, a zwłaszcza programu V, w którym akcentuje się znaczenia transferu tradycyjnych paliw transportowych na rynek energii elektrycznej. Fundamentalną podstawą transferu jest oczywiście analiza sprawności energetycznej produkcji energii elektrycznej w źródle dieslowskim (można ją szacować na około 45%) oraz sprawności energetycznej samochodu z silnikiem diesla (mieści się ona w zależności od rodzaju ruchu drogowego i stylu jazdy od 15% w ruchu miejskim do 25% na trasie) i samochodu elektrycznego (wynosi ona około 60%). Zatem wniosek jest oczywisty. Transfer paliw na rynek energii elektrycznej powiązany ze zmianą transportu tradycyjnego na elektryczny jest neutralny z punktu widzenia zużycia energii pierwotnej i emisji CO₂ (dwa cele Pakietu 3x20) w wypadku jazdy na trasie, a zdecydowanie korzystny jest w ruchu miejskim (do którego zresztą samochód elektryczny szczególnie się nadaje, choćby ze względu na zasięg ładowania akumulatorów). Inną sprawą jest naturalnie szczegółowa analiza nakładów inwestycyjnych, której tu się nie podejmuje. (W tym miejscu podkreśla się, że zastosowanie samochodów elektrycznych zasilanych energią elektryczną produkowaną w węglowych źródłach kondensacyjnych w ogóle nie ma uzasadnienia, bo w każdym wypadku, czyli w jeździe na trasie i w ruchu miejskim, zwiększa zużycia energii pierwotnej i w jeszcze większym stopniu emisję CO₂).

Załącznik 5. Doktryna w świetle nowej struktury podatków charakterystycznej dla segmentów energetycznych WEK, NI oraz EP

Całkowicie odmienna struktura zasobów, w tym majątkowa, energetyki WEK z jednej strony i energetyki NI oraz EP z drugiej strony, zał. 3, pociąga za sobą odmienną strukturę podatków płaconych do budżetu oraz do gmin. To powoduje, że struktura podatkowa jest jednym z ważnych czynników kształtujących układ interesów w przebudowie energetyki i musi być dokładnie zbadana; obecnie ten czynnik praktycznie w ogóle nie występuje w dyskusji dotyczącej przebudowy energetyki.

1. Podatki w energetyce WEK. Beneficjentem struktury własnościowej i podatkowej energetyki WEK jest, jako dysponent środków, rząd (poprzez budżet państwa). Podatki w energetyce WEK, to głównie dwie pozycje: akcyza (przede wszystkim od paliw transportowych, a w niewielkim stopniu także od energii elektrycznej, gazu, a także węgla) oraz VAT (od ludności, ale także od samorządów jako odbiorców instytucjonalnych). Mniejsze znaczenie mają podatki takie jak CIT oraz podatek od dywidendy, a także paropodatki, takie np. jak środki z tytułu opłat za uprawnienia do emisji CO₂. Roczne podatki akcyzowe i VAT oraz paropodatki płacone do budżetu przez całą polską energetykę WEK (przez odbiorców/nabywców energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) szacuje się tu na około 80 mld PLN.

2. Podatki w energetyce EP. Na drugim biegunie, w energetyce EP, główne znaczenie mają również dwie pozycje, ale zupełnie inne niż w wypadku energetyki WEK. Po pierwsze jest to podatek VAT od urządzeń, towarów i usług na rynku popytowym kreowanym przez energetykę EP (przede wszystkim jest to podatek od urządzeń, ale także od towarów, takich np. jak substraty dla biogazowni; w mniejszym stopniu jest to podatek od usług). Jeśli rozwój energetyki EP pociąga za sobą kreację nowych miejsc pracy i redukcję bezrobocia, to oczywiście dochód pracowników z tego tytułu, przeznaczony na zakup towarów i usług, w całości jest źródłem przychodów budżetowych w postaci podatku VAT, a nie tylko w części związanej z zakupami na potrzeby infrastruktury prosumenckiej. Po drugie jest to podatek PIT (od pracy/wynagrodzeń pracowników zatrudnionych na rynku urządzeń i usług przeznaczonych dla energetyki EP). Oczywiście, w wypadku polskich firm produkujących urządzenia na rynek energetyki EP i sprzedających usługi na ten rynek dochodzi jeszcze płacony przez te firmy podatek CIT.

3. Wnioski. Chociaż pełna analiza porównawcza systemów podatkowych poszczególnych segmentów energetycznych (WEK, NI, EP) jest trudna, to nawet najprostsza analiza prowadzi do ciekawych wniosków.

Po pierwsze, podatki akcyzowy i VAT od paliw i energii z energetyki WEK są kilkakrotnie większe, w przeliczeniu na MWh, niż podatek od urządzeń, towarów i usług w wypadku energetyki EP. (Na przykład w porównaniu ze źródłami PV podatek VAT jest większy około 3-krotnie. Wynika to z następującego przykładowego, bardzo grubego oszacowania. Podatek VAT w cenie źródła PV, z infrastrukturą energoelektroniczną i teleinformatyczną, szacuje się tu na około 1,2 tys. PLN/kW; przy rynkowej cenie źródła około 1,3 tys. €/kW. Produkcja źródła PV, w całym okresie jego życia, to nie mniej niż 25 MWh/kW. Zatem podatek VAT w cenie zakupu takiej ilości energii elektrycznej z energetyki WEK, stanowi nie mniej niż 3,6 tys. PLN).

Po drugie jednak, kompensata, i to z dużą nadwyżką, może się pojawić w innym segmencie podatku VAT oraz w podatku CIT. Mianowicie, jeśli energetyka NI oraz EP spowoduje wzrost liczby nowych miejsc pracy (szacuje się tu, że może to być w tendencji wzrost o 200 tys. takich miejsc), to pojawi się podatek VAT od towarów i usług kupowanych przez pracowników, którzy nowe miejsca pracy dostaną. Z kolei podatek CIT na pewno potencjalnie jest większy w wypadku energetyki NI oraz EP niż w wypadku energetyki WEK. Dlatego, że jest bardzo duża szansa na pobudzenie, za pomocą wewnętrznego rynku popytowego, rozwoju polskiego przemysłu dóbr inwestycyjnych (na rynek wewnętrzny i na eksport) oraz rynku usług (głównie na potrzeby rynku wewnętrznego) w obszarze energetyki NI oraz EP, czyli na potrzeby postkorporacyjnego rynku nowych usług energetycznych.

Generalny wniosek jest następujący: System podatków w energetyce NI oraz EP jest zdecydowanie nowocześniejszy, pod względem struktury i wysokości podatków, i jest właściwy dla społeczeństwa prosumenckiego: opodatkowana jest przede wszystkim wysokokwalifikowana praca na wielkim wewnętrznym (polskim) rynku usług energetycznych

oraz konsumpcja wewnętrzna. Przy tym stawki podatków są niższe, ale masa podatków wcale nie musi być niska.

System fiskalny energetyki WEK jest natomiast charakterystyczny dla społeczeństwa przemysłowego, a więc jest z innej epoki (już minionej). W powiązaniu z wielkim importem paliw (wpływającym w bardzo dużym stopniu na niekorzystny bilans płatniczy kraju) oraz z bardzo wielkimi kosztami kapitału służącego do finansowania gigantycznych projektów inwestycyjnych energetyki WEK (pochodzącego z globalnych rynków kapitałowych) jest to system o cechach postkolonialnych.

Załącznik 6. Rynek IREE (Interaktywny Rynek Energii Elektrycznej) jako fundament trójbiegunowego bezpieczeństwa energetycznego

Dwunastoma filarami bezpieczeństwa elektroenergetycznego w modelu IREE są rozwiązania i technologie uwarunkowane globalnie. Przy tym są to rozwiązania i technologie już w pełni skomercjalizowane. Stanowią one potencjalną podstawę modeli biznesowych obecnych pretendentów (zwłaszcza z obszaru energetyki NI, a w nadchodzących latach także z energetyki EP), chociaż jeszcze nie zawsze są one w pełni konkurencyjne na ułomnych (niepłynnych) rynkach energii elektrycznej, charakterystycznych dla liderów na tych rynkach (energetyka WEK). Poniżej filary bezpieczeństwa przedstawia się w sekwencji wynikającej z łatwości ich zastosowania i szacunkowej efektywności (zwłaszcza w kategoriach ekonomiki behawioralnej). Są to, Raport [3]:

1. Masowa modernizacja oświetlenia. Potencjał redukcji szczytu zimowego KSE wynoszący około 2000 MW jest związany w tym wypadku głównie z wymianą oświetlenia tradycyjnego (w tym także energooszczędnego) na oświetlenie LED. Oprócz wymiany lamp istotne znaczenie segmentu oświetleniowego w kontekście bezpieczeństwa elektroenergetycznego (w stanach deficytu mocy) będzie miała inteligentna infrastruktura przeznaczona do zarządzania oświetleniem (taryfa dynamiczna – licznik inteligentny, Internet IoT).

2. Energetyka PV. Potencjał redukcji szczytu letniego KSE za pomocą źródeł PV (w tym za pomocą zintegrowanych układów „klimatyzator – źródło PV”) jest w wypadku IREE już z samej istoty (zawsze) adekwatny do potrzeb, niezależnie od tego jakie są te potrzeby. Wynika to stąd, że szczyt letni związany jest z zapotrzebowaniem energii elektrycznej na cele klimatyzacyjne (ma tu znaczenie także fakt, że deficyt w szczycie letnim może mieć w Polsce przyczynę w obniżce zdolności wytwórczych bloków węglowych w bardzo wysokich temperaturach; obniżki takie są związane z trudnościami w układach chłodzenia tych bloków, zwłaszcza w wypadku otwartych obiegów chłodzenia).

3. Usługa DSM/DSR. Szacuje się, że potencjał tej usługi – rozpatrywanej w kontekście redukcji zapotrzebowania w szczycie zimowym KSE – w samym tylko przemyśle (ponad 50% krajowego zużycia energii elektrycznej) wynosi około 2000 MW. Możliwe jest przy tym praktycznie natychmiastowe przejście do sukcesywnego wykorzystania tego potencjału (istnieje infrastruktura techniczna – przemysłowe systemy SCADA, istnieją także po stronie przemysłu podmioty zainteresowane sprzedażą usługi), natomiast decyzja o wykorzystaniu potencjału na obecnym etapie zależy wyłącznie od operatora przesyłowego PSE.

4. Usługa szybkiej rezerwy RZ (rezerwy zimnej do krótkotrwałego wykorzystania). Szacuje się, że potencjał tej usługi w szczycie zimowym KSE tylko u odbiorców posiadających UGZ (układy gwarantowanego zasilania) wynosi około 1000 MW (szpitale, biurowce, supermarkety, banki, ...); jest to przy tym rezerwa zimna o bardzo krótkim czasie potencjalnego uruchomienia (właściwościami dynamicznymi rezerwa ta odpowiada właściwościom regulacji wtórnej w KSE). Praktyczne wykorzystanie usługi wymaga pogłębionej analizy ekonomicznej (z odniesieniem do cen na rynku bilansującym). Usługa

wymaga także zastosowania nowych modeli biznesowych w segmencie IPP(integracja). Wreszcie, usługa wymaga (dedykowanych temu segmentowi usług) prac rozwojowych na rzecz inteligentnej infrastruktury zarządczej oraz systemów regulacyjnych, umożliwiających efektywne wykorzystanie układów UGZ w trybie rezerwy RZ.

5. Usługa RZ o długim czasie dostępu (do wykorzystania w stanach przewlekłych deficytów mocy). Jest to usługa w postaci gotowości do pracy bloku węglowego WEK, który utracił konkurencyjność na bieżącym rynku energii elektrycznej, w stanach normalnych pracy KSE (blok o dużym stopniu wyeksploatowania, niskiej sprawności, wysokich wskaźnikach emisji CO₂). Czas dojścia takiego bloku ze stanu zimnego do pracy z mocą znamionową wynosi kilka do kilkunastu godzin. Podstawą wykorzystania tej usługi jest kontrakt między PSE i wytwórcą WEK. Oszacowanie potencjału usługi jest w gestii operatora przesyłowego PSE, który ustawowo jest odpowiedzialny za prognozowanie ryzyka deficytu mocy w KSE. Ekspercko (bardzo grubo, „poza” operatorem PSE) można szacować, że potencjał ten nie przekracza mocy 1000 MW. (Podkreśla się, że usługa RZ w postaci bloku węglowego ma na IREE alternatywę w postaci silnego mechanizmu konkurencji. Mianowicie, mechanizmem tym jest cena krańcowa na rynku energii – cena jednoskładnikowa na RDN).

6. Efektywność elektroenergetyczna w przemyśle. Szacuje się, że w przemyśle działania bezinwestycyjne i inwestycje w efektywność popytową o czasie zwrotu kapitału poniżej dwóch lat – czyli około 5-krotnie mniejszym niż okres zwrotu kapitału w źródła wytwórcze – umożliwiają redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną wynoszącą około 20%.

7. Kogeneracja gazowa (w przemyśle, a także budynkowa). Kogeneracja gazowa (poza energetyką WEK) jest technologią ubezpieczającą i na obecnym etapie przebudowy elektroenergetyki polskiej ma obiektywnie najwyższy priorytet wśród (nowych) inwestycji wytwórczych. Potencjał tego filaru bezpieczeństwa energetycznego jest uwarunkowany rynkowo znacznie bardziej (lepiej) niż filaru w postaci nowych inwestycji w bloki węglowe, a zwłaszcza w bloki jądrowe. Wynika to z osiągalnego krótkiego czasu realizacji kogeneracyjnych bloków gazowych w przemyśle, a szczególnie kogeneracyjnych budynkowych agregatów gazowych.

8. Rewitalizacja bloków węglowych klasy 200 MW (ewentualnie klasy 120 MW). Ogólnie chodzi o intensyfikację wykorzystania istniejących zasobów całej energetyki WEK (bloków wytwórczych, ale także sieci elektroenergetycznych). Największe znaczenie ma jednak rewitalizacja bloków 200 MW. Potencjał tej rewitalizacji (wydłużenia resursu technicznego z około 200 nawet do 350 tys. godzin) obejmuje zbiór około 30 bloków 200 MW.

9. Rolnictwo energetyczne i energetyka wiatrowa. Chodzi tu o wirtualne hybrydowe źródła wytwórcze biogazowo-wiatrowe, z elektrowniami wiatrowymi klasy 2 MW oraz biogazowniami zintegrowanymi fizycznie z agregatami kogeneracyjnymi klasy 1 MW (moc elektryczna) i zasobnikami biogazu klasy 1600 m³. Potencjał tego segmentu, to nie mniej niż 2 tys. źródeł hybrydowych.

10. Taryfa dynamiczna i zmiana płatnika opłaty przesyłowej. Te dwa czynniki mają, w połączeniu, walor siły sprawczej (głównego mechanizmu napędowego) rozwoju całej energetyki EP. Jest to siła, która po 2020 roku jest zdolna, już bez systemów wsparcia finansowego, przekształcać sukcesywnie ułomny rynek energii elektrycznej w rynek w pełni konkurencyjny (interakcje EP-IPP-WEK umożliwią trwale zapewnienie krajowego bezpieczeństwa elektroenergetycznego).

11. Inteligentna infrastruktura. Chodzi tu o infrastrukturę przeznaczoną ogólnie do zarządzania energetyką EP (smart grid EP), w szczególności zaś do kształtowania profilu KSE (w tym zakresie duży potencjał ma Internet rzeczy).

12. Dwa transfery paliwowe, mianowicie z rynków ciepła i transportowego. Chodzi tu o transfer gazu ziemnego (około 8 mld m³) z rynku ciepła (gaz ziemny wykorzystywany w kotłach gazowych) na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej (transfer ten będzie wynikiem całkowitego wyparcia gazu ziemnego w horyzoncie 2050 z rynku ciepła przez źródła biomasowe, kolektory słoneczne i pompy ciepła, ale głównie w wyniku redukcji zużycia ciepła grzewczego powodowanego rozszerzeniem się zastosowania technologii domu pasywnego). Ponadto, chodzi o transfer paliw transportowych, który będzie następował na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej (ten transfer będzie z kolei wynikiem rozwoju transportu elektrycznego; w wyniku transferu w horyzoncie 2050 będzie trafić do kogeneracji budynkowej nie mniej niż 5 mln ton paliw transportowych rocznie, czyli około 25% obecnego rynku tych paliw).

Załącznik 7. Pakiet strategicznych programów energetycznych i około-energetycznych

W przypadku starej trajektorii rozwojowej (związanej z wykorzystaniem paliw kopalnych) 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 korporacje energetyczne). W przypadku nowej trajektorii prosumenci określają swoje cele (tworzą strategię rozwojową, w wypadku ludności 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). Stąd wynika znaczenie około-energetycznych (gospodarczych, powiązanych z programami społecznymi): sześciu krajowych programów modernizacyjnych, rozwojowych i pomostowych oraz jednego programu regionalnego restrukturyzacyjnego. Program modernizacyjny (I), a zwłaszcza programy rozwojowe (II do IV) mają walor trwałych programów o masowym oddziaływaniu. Programy te powinny być celem cywilizacyjnym dla Polski. Programy II i IV stanowią potencjalnie najsilniejszy czynnik przyspieszenia edukacyjnego całego społeczeństwa w zakresie użytkowania nowych technologii (w tym zaawansowanej inteligentnej infrastruktury).

1. Program I(P), modernizacyjny. Krajowy program modernizacyjny dotyczący pobudzenia efektywnościowej energetyki (prosumenckiej) przemysłowej (obecnie około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej) obejmuje (auto) kogenerację gazową, efektywność energetyczną i rozwój OZE, a jego fundamentem jest przesłanka, że prosumenckie łańcuchy wartości (oznaczające na początek, w szczególności, integrację strony popytowej i podażowej gospodarki energetycznej) mają na obecnym etapie technologicznym znaczenie fundamentalne. (Szacuje się, że działania bezinwestycyjne i inwestycje w efektywność popytową o czasie zwrotu kapitału poniżej dwóch lat – czyli około 5-krotnie mniejszym niż okres zwrotu kapitału w źródła wytwórcze – umożliwiają w szeroko rozumianym przemyśle redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną około 20%; w wypadku ciepła jest to redukcja rzędu 30%).

2. Program II(OW), rozwojowy. Krajowy program rozwojowy dotyczący energetyki (prosumenckiej) na obszarach wiejskich (obecnie około 15% krajowego zużycia energii elektrycznej) obejmuje rewitalizację zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego (czyli technologii, której potencjał techniczno-ekonomiczny zapewni w horyzoncie 2050 co najmniej 5-krotną redukcję ciepła grzewczego w zasobach budynkowych), rozwój OZE i modernizację gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych za pomocą mikrobiogazowni utylizacyjno-rolniczych zintegrowanych z

agregatami kogeneracyjnymi pracującymi w trybie *semi off grid*. (program II jest ukierunkowany na niezbędną reelektryfikację obszarów wiejskich za pomocą innowacyjnych rozwiązań energetyki prosumenckiej, zastępujących tradycyjną reelektryfikację sieciową; w szczególności transformację wiejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia w kierunku *semi off grid*, prawie autonomicznych). Raport [8], Raport [9], Raport [10]

3. Program III(RE), rozwojowy. Krajowy program rozwoju rolnictwa energetycznego – dotyczący restrukturyzacji rolnictwa, głównie w obszarze gospodarstw wielkotowarowych (powyżej 50 ha) – jest ukierunkowany na efektywne wykorzystanie polskich zasobów gruntów ornych uwzględniające, jako podstawowe uwarunkowanie, pełną równowagę żywnościowo-energetyczną. Podstawową technologią rolnictwa energetycznego w pierwszym etapie rozwojowym są biogazownie klasy 20 GWh (jest to roczna produkcja biogazowni wyrażona w energii chemicznej), czyli produkujące biogaz w ilości 2 mln m³/rok w przeliczeniu na czysty metan; są to biogazownie bez magazynów biogazu pracujące na sieć gazową średniego ciśnienia lub, opcjonalnie, biogazownie z magazynami biogazu zasilające agregaty kogeneracyjne klasy 1 MW, pracujące w trybie źródeł regulacyjnych słabo powiązanych z siecią średniego napięcia. (Roczny potencjał produkcyjny programu III w horyzoncie 2050 wynosi 200 TWh w energii chemicznej, albo 20 mld m³ biogazu w przeliczeniu na czysty metan; w przeliczeniu na energię elektryczną jest to około 80 TWh. Taki potencjał wynika z ostrożnego oszacowania, zakładającego wykorzystanie na cele energetyczne poniżej 20% dostępnych gruntów ornych).

4. Program IV(M), rozwojowy. Krajowy program rozwojowy dotyczący energetyki (prosumenckiej) w miastach (z wyłączeniem „wielkiego przemysłu”) – obecnie około 35% krajowego zużycia energii elektrycznej, około 70% zużycia ciepła, około 70% zużycia paliw transportowych – obejmuje trzy kierunki działań: rewitalizację zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego, rozwój OZE oraz rozwój systemów *car sharing* i infrastruktury transportu elektrycznego. Główny potencjał ekonomiczny jest związany przy tym z dwoma działaniami: pierwszym i trzecim. (Wykorzystanie potencjału techniczno-ekonomicznego w horyzoncie 2050 w Programie IV oznacza w miastach co najmniej 5-krotną redukcję ciepła grzewczego w zasobach budynkowych oraz 3-krotną redukcję paliw transportowych. Jednocześnie oznacza zrównoważenie produkcji w źródłach OZE – głównie słonecznych, PV i hybrydowych – z następującymi potrzebami: 1° - ze wzrostem zużycia energii elektrycznej jako energii napędowej dla pomp ciepła produkujących ciepło grzewcze i ciepłą wodę użytkową, 2° - ze wzrostem zużycia energii elektrycznej wynikającym z rozwoju transportu elektrycznego oraz 3° - z produkcją ciepła grzewczego, realizowaną poza segmentem pomp ciepła, w źródłach słonecznych hybrydowych i kolektorach słonecznych). Raport [11], Raport [12]

5. Program V(WEK), pomostowy. Krajowy program intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów korporacyjnej energetyki wielkoskalowej (w największym uproszczeniu, ale z zastosowaniem dużego nadmiarowego marginesu, szacuje się że bezinwestycyjne zasoby tej energetyki są całkowicie wystarczające w horyzoncie 2050) ma dwa główne uwarunkowania i obejmuje dwa główne kierunki. Uwarunkowania, to po pierwsze nowe możliwości wynikające z gwałtownego rozwoju technologicznego infrastruktury inteligentnej; z tym uwarunkowaniem jest związany w szczególności pierwszy kierunek działań, którym jest intensyfikacja wykorzystania zasobów, przede wszystkim sieciowych, za pomocą inteligentnej infrastruktury (*smart grid* WEK). Drugie uwarunkowanie, to dwa wielkie transfery paliwowe do segmentu źródeł wytwórczych energii elektrycznej (kogeneracyjnych, poligeneracyjnych) w energetyce prosumenckiej, przede wszystkim przemysłowej i budynkowej; będzie je wymuszała dwubiegunowa rynkowa doktryna 2050 mająca na celu redukcję wykorzystania paliw kopalnych zgodną z minimalną redukcją przyjętą w unijnej Mapie Drogowej 2050, czyli o 80% (dla Polski realną i

pożądaną). Najszybszy będzie transfer gazu z rynku ciepła (wypieranego przez technologie domu pasywnego, przez pompy ciepła i biomasowe źródła ciepła), późniejszy transfer będzie dotyczył paliw transportowych (wypieranych przez transport elektryczny). Potencjał docelowego transferu gazu szacuje się na około 8 mld m³. Uwzględniając potencjał wzrostu krajowego wydobycia gazu ziemnego (w przeliczeniu na czysty metan) do 6 mld m³/rok oraz potencjał wzrostu zdolności przeładunkowych terminala LNG w Świnoujściu do 6 mld m³/rok uzyskuje się potencjał produkcji energii elektrycznej w prosumenckich technologiach gazowych wynoszący około 100 TWh/rok (przy elektrycznej sprawności przeciętnej tych technologii 50%, będącej wypadkową sprawności poligeneracyjnych i *combi*); jest to potencjał znacznie przekraczający potrzeby. Transfer paliw transportowych w horyzoncie 2050 wynoszący 2/3 obecnego rynku tych paliw oznacza potencjał produkcji energii elektrycznej w prosumenckich technologiach wytwórczych (na obecne paliwa transportowe) wynoszący około 70 TWh/rok (przy elektrycznej sprawności przeciętnej tych technologii 50%, podobnej jak w wypadku technologii gazowych); jest to znowu potencjał znacznie przekraczający potrzeby. Drugi kierunek działań, mający podstawy w obydwu uwarunkowaniach, ale przede wszystkim w błędach polityki energetycznej w ostatnich 15 latach, to inwestycje „korekcyjne” w infrastrukturę podstawową (sieci elektroenergetyczne i gazowe, elektrownie, instalacje petrochemiczne, kopalnie, ...) niezbędne ze względu na nieskoordynowanie istniejących zasobów w łańcuchach technologicznych.

6. Program VI(EE), pomostowy. Krajowy program intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK ma kluczowe znaczenie (produkcja w elektrowniach węglowych wynosząca ponad 140 TWh, w tym 80 TWh w elektrowniach na węgiel kamienny i 60 TWh na węgiel brunatny, wymagająca 400 TWh energii chemicznej w węglu kamiennym i brunatnym, zapewnia prawie 90% pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców końcowych, wynoszącego ponad 120 TWh). Zasoby wytwórcze w blokach węglowych, uwzględniając ekonomiczny potencjał ich rewitalizacji, ocenia się (z blokiem 1075 MW w Kozienicach, ale bez 2 bloków o mocy jednostkowej 900 MW każdy w Opolu) na około 3500 TWh, a bezinwestycyjne techniczne zasoby wydobywcze polskich kopalń węgla kamiennego (po odliczeniu całości węgla koksowego i węgla energetycznego zużytego w horyzoncie 2030 do celów ciepłownictwa rozproszonego) wystarczają do wyprodukowania 2300 TWh energii elektrycznej (wyeliminowanie węgla z ciepłownictwa rozproszonego do 2030 r. jest sprawą bezdyskusyjną, ale już wcześniej, bo po 2018 r. polskie górnictwo węgla kamiennego będzie, obok szczątkowego górnictwa czeskiego, jedynym w UE). Wielkie niezbilansowanie w energetyce na węgiel kamienny (zasoby mocy wytwórczych w blokach przewyższające ponad 50% zasoby wydobywcze w kopalniach) będzie skutkowało rosnącym importem węgla kamiennego i/lub kosztami osieroconymi w segmencie mocy wytwórczych. Odrębną sprawą jest koordynacja zasobów w elektroenergetyce na węgiel brunatny. Do końca minionego stulecia koordynacja ta miała charakter systemowo-technologiczny i była wzorcowa. W ciągu ostatnich 15 lat, wraz z konsolidacją elektroenergetyki (która była realizowana pod hasłami potrzeby lepszego planowania rozwoju) nastąpiło ciężkie naruszenie zasad koordynacji w kompleksie Bełchatów związane z budową nowego bloku 860 MW, i rewitalizacją istniejących bloków 360 MW. W wyniku zasoby wytwórcze energii elektrycznej w blokach węglowych w Elektrowni Bełchatów szacuje się na 1000 TWh, a zasoby w kopalniach Bełchatów i Szczerców, wynikające z posiadanych przez kopalnie koncesji, wystarczają do produkcji około 650 TWh. Błędy w polityce energetycznej ostatnich 15 lat w niewielkim stopniu przeniosły się na kompleks Pątnów-Adamów (Elektrownia Konin nie ma już praktycznego znaczenia w przyszłościowym bilansie energii elektrycznej); w kompleksie tym zasoby węgla brunatnego wystarczą do produkcji około 110 TWh energii elektrycznej (z podziałem: kopalnia Konin – około 80 TWh, kopalnia Adamów – około 30 TWh). Zasoby zdolności wytwórczych tylko w

nowym bloku 460 MW (z uwzględnieniem jego potencjalnej rewitalizacji) wynoszą około 150 TWh (adekwatność zasobów wytwórczych w blokach i zasobów wydobywczych w kopalniach kompleksu PAK byłaby całkowita, gdyby zamiast bloku 460 MW został wybudowany w elektrowni Pątnów blok 200 MW, właściwy systemowo). W kompleksie Turów zasoby węgla brunatnego wystarczają do produkcji około 300 TWh. Są to zasoby praktycznie zrównoważone z zasobami zdolności wytwórczych w blokach (jednak rozważana przez Polską Grupę Energetyczną budowa nowego bloku 460 MW w elektrowni Turów naruszyłaby istniejącą równowagę). Niezbilansowanie w energetyce na węgiel brunatny (zasoby mocy wytwórczych w blokach przewyższające około 20% zasoby wydobywcze w kopalniach) będzie skutkowało kosztami osieroconymi w segmencie mocy wytwórczych (w wypadku bloków na węgiel brunatny, inaczej niż w wypadku bloków na węgiel kamienny, nie ma możliwości wykorzystania nadmiarowych zasobów mocy). W programie intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK bardzo ważne znaczenie, oprócz bloków wytwórczych oraz kopalń (na węgiel kamienny i brunatny), mają sieci elektroenergetyczne: przede wszystkim przesyłowe, ale także rozdzielcze. W zakresie szacowania czasu życia sieci następuje współcześnie fundamentalne przewartościowanie. Na przykład dopuszczalny czas eksploatacji linii przesyłowych ulega zwiększeniu z 40 do 70 lat. To oznacza, że wykorzystanie istniejących zasobów wytwórczych bloków nie wymaga istotnych inwestycji w sieci przesyłowe (które są systemowo bardzo dobrze skoordynowane z blokami), poza inwestycjami w infrastrukturę smart grid WEK. Inwestycje w nowe bloki wytwórcze, zwłaszcza klasy 1000 MW, wymusiłyby istotne podstawowe inwestycje sieciowe, zarówno przesyłowe jak i rozdzielcze, które nieuchronnie stałyby się źródłem kosztów osieroconych w przyszłości. Otwartą sprawą jest zarządzanie istniejącymi zasobami elektroenergetyki WEK. Przyspieszenie rozwoju energetyki prosumenckiej do 2020 r. (za pomocą efektywnych systemów wsparcia) spowoduje bardziej równomierne wykorzystanie istniejących zasobów.

7. Program VII(RŚ), rewitalizacyjno-rozwojowy. Program rewitalizacyjny dla Śląska, połączony z restrukturyzacją górnictwa i stworzeniem polityki surowcowej dla Polski, a z drugiej strony ze śląską strategią rozwojową określającą dwie (spośród trzech) regionalnych inteligentnych specjalizacji, którymi są: 1^o - energetyka i środowisko oraz 2^o - przemysł IT (trzecią śląską specjalizacją jest medycyna). W zakresie energetyki i środowiska program powinien w szczególności obejmować rewitalizację zasobów budynkowych, podobną do tej w programie IV(M), jednak pod wieloma względami trudniejszą, oraz rewitalizację terenów zdegradowanych (20 tys. ha), w powiązaniu z wykorzystaniem ich do produkcji biomasy dla celów energetycznych. W części obejmującej rozwój przemysłu ICT program powinien obejmować produkcję dóbr inwestycyjnych oraz rozwój usług na potrzeby energetyki EP ogólnie (w regionie, w kraju i na eksport). Przy tym rozwój rynku „wewnętrznego” (śląskiego) energetyki EP powinien być wykorzystany do pobudzenia produkcji dóbr inwestycyjnych oraz rozwoju usług, czyli też do wytworzenia śląskich kompetencji w tym obszarze. (Jest tu potrzebne odwołanie się do faktu, że Śląsk jest kolebką kadr dla przemysłu ICT, w szczególności dla biznesów informatycznego, elektronicznego, telekomunikacyjnego, które mają kluczowy udział w energetyce EP). Ponadto, dwa bardzo ważne rozwiązania dla Śląska powinny się wiązać z wykorzystaniem opłat za uprawnienia do emisji CO₂ (wykorzystanie tych opłat do restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego) oraz z polityką surowcową (wykorzystanie renty geologicznej w górnictwie węgla brunatnego do restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego); w jednym i drugim wypadku chodzi jednak nie o działania bezpośrednie, a poprzez politykę właścicielską w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych).

Załącznik 8. **Mapa drogowa uwolnienia obszarów wiejskich w Polsce od paliw kopalnych** (transformacji energetyki na tych obszarach do postaci gospodarki energetycznej bezemisyjnej) w horyzoncie 2040

Z ogłoszenia takiej mapy Polska może odnieść dwie wielkie korzyści. Po pierwsze, ogłoszenie mapy złagodziłoby bardzo istotnie wizerunek Polski w UE jako przeciwnika polityki klimatyczno-energetycznej. Po drugie, i to jest nawet ważniejsze, Polska wykorzystałaby drugą historyczną szansę do zdynamizowania dalszej przebudowy obszarów wiejskich. Pierwszą szansą, stosunkowo dobrze wykorzystaną, była akcesja Polski do UE w 2004 roku i wcześniejszy program przygotowawczy SAPARD (program został uchwalony przez UE w 1999 roku, i był dedykowany obszarom wiejskim w krajach oczekujących na akcesję); w Polsce realizacja programu rozpoczęła się praktycznie w 2001 roku. Wykorzystanie pierwszej szansy łączy się oczywiście bezpośrednio z unijną polityką rolną i subsydiarnością jako podstawowym ustrojem społecznym UE. Druga szansa jest związana z globalną przebudową energetyki, pobudzoną za pomocą globalnej polityki klimatyczno-energetycznej. Podkreśla się tu bardzo ważny fakt, że obszary wiejskie (w szczególności te obszary) w Polsce otrzymują dwie historyczne szanse zaledwie w okresie dwóch dekad, co nie ma precedensu. Poniżej przedstawia się pięć uwag związanych z proponowaną mapą drogową. Są to uwagi stanowiące rozwinięcie opisu programów II oraz III, zał. 7.

1. Podstawy. Dynamika przebudowy całej energetyki na obszarach wiejskich będzie taka jak dynamika przebudowy w poszczególnych (indywidualnych) gminach, które będą się autonomizować pod względem energetycznym, Raport [10]. Istniejące na początku 2016 roku uwarunkowania uprawniają postawienie tezy, że przebudowa gospodarki energetyczno-środowiskowej gminy, jako koncepcja, osiągnie dojrzałą fazę przed 2020 rokiem. Praktyczna realizacja koncepcji, aż do gospodarki bezemisyjnej, rozciągnie się natomiast na kolejne dziesięciolecia. Przy tym istnieje potencjał, aby gminy wiejskie stały się realnie w Polsce bezemisyjne już przed 2040 rokiem. Droga do realizacji tego celu mogłaby/powinna prowadzić przez wykreowanie w horyzoncie 2020 (z wykorzystaniem środków pomocowych, zwłaszcza w ramach programów RPO) wsi i gmin *semi off grid* na rynku energii elektrycznej, jako gmin demonstracyjnych. W horyzoncie 2030 jest możliwe osiągnięcie dojrzałości rynkowej koncepcji gminy bezemisyjnej (dojrzałości uzewnętrzniającej się praktyczną realizacją koncepcji w wielkiej skali, bez systemów wsparcia). Wtedy w horyzoncie 2040 proces uwalniania obszarów wiejskich od paliw kopalnych mógłby być w praktyce zakończony.

2. Obszary wiejskie kolebką energetyki NI oraz EP. Na obszarach wiejskich występują wszystkie uwarunkowania, aby stały się one (obszary wiejskie) kolebką energetyki NI oraz EP. Wynika to z właściwości zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarach wiejskich (mała gęstość powierzchniowa zapotrzebowania), z zasobów charakterystycznych dla tych obszarów (rolnictwo energetyczne) oraz ze względu na potrzebę ich pilnej reelektryfikacji. Wymienione trzy czynniki będą w kolejnych latach przyczyną bardzo silnych interakcji między segmentami rynkowymi EP, NI oraz WEK.

3. Rynek IREE na obszarach wiejskich. Interakcje między segmentami rynkowymi EP, NI oraz WEK będą się uwypuklać szczególnie silnie na rynku IREE, co jest uwarunkowane charakterystycznymi mechanizmami tego rynku. W tym kontekście podkreśla się, że bardzo ograniczona (pod względem zróżnicowania technologicznego i rozwiązań organizacyjnych) oferta energetyki WEK na obszarach wiejskich wchodzi w interakcje z potencjalnie bardzo bogatymi (znowu, pod względem zróżnicowania technologicznego i rozwiązań organizacyjnych) ofertami niezależnych inwestorów (NI) oraz produktami/rozwiązaniami

prosumenckimi (energetyka EP) z wielkiego „rogu obfitości”. Jeśli chodzi o rolnictwo energetyczne, potencjalnie najsilniejszy czynnik przebudowy energetycznej obszarów wiejskich, to podkreśla się, że ma ono obecnie wymiar globalny (chodzi tu między innymi o zasoby rolniczej biomasy energetycznej w różnych regionach świata, w tym w Afryce). Jednak tu rozpatruje się je, w kontekście polskiego rynku IREE, jako wielki potencjalny zasób w energetyce NI (biogazownie) oraz istotny zasób w energetyce EP (mikrobiogazownie w gospodarstwach rolnych średniotowarowych).

4. Szerokie uwarunkowania nieodzowności restrukturyzacji rolnictwa w kierunku wytworzenia rolnictwa energetycznego. Przedłużające się niewykorzystanie mechanizmów potencjalnego rynku IREE, oznaczające obecnie w szczególności brak interakcji rynkowych między rozwojem energetyki wiatrowej, PV i biomasowej (energetyka wiatrowa istnieje, energetyki PV i biomasowej praktycznie nie ma) jest tykającą bombą, którą trzeba rozbroić do 2020 roku. Mianowicie, w tym horyzoncie czasowym będą narastać kłopoty polskiego rolnictwa związane z czterema przyczynami. Trzy są związane z unijną polityką rolną – tymi przyczynami są: uwolnienie kwot mlecznych (ono już nastąpiło w 2014 roku), uwolnienie kwot cukrowych (to nastąpi w 2016 roku) oraz likwidacja dopłat bezpośrednich (po 2020 roku). Czwartą przyczyną jest unia transatlantycka, która skonfrontuje nieefektywne rolnictwo unijne (chronione przez 60 lat unijną polityką rolną) z niezwykle konkurencyjnym rolnictwem amerykańskim. Zakres rolnictwa energetycznego, które może kłopoty osłabić, jest obecnie trudny do scharakteryzowania; pobudzenie jego rozwoju wyzwoli innowacyjność i przyczyni się do rozszerzenia palety technologii na obszar wykraczający poza energetykę biogazową, na przykład na produkcję paliw drugiej generacji, z wykorzystaniem procesów chemicznych i biologicznych (algi, inne).

5. Europejskie przykłady uwalniania się regionów od paliw kopalnych. Gwałtownie rozszerza się lista gmin (Niemcy), miast, regionów, krajów, które ogłaszają, że już dokonały transformacji energetyki do postaci bezemisyjnej, albo też ogłaszają mapy drogowe realizacji takiej transformacji. Do pierwszych należy np. Dolna Austria, region zamieszkały przez 1,65 mln mieszkańców, w którym cała energia elektryczna produkowana jest w źródłach OZE (udziały poszczególnych technologii są następujące: źródła wodne – 63%, wiatrowe – 26%, biomasowe – 9%, PV – 2%). Szwecja uwolniła się już praktycznie całkowicie od paliw kopalnych na rynku ciepła, a udział energetyczny źródeł OZE na rynkach elektrycznym, ciepła i energii transportowej przekroczył już 50%. W bardzo dużym regionie, bo zamieszkałym przez 16 mln mieszkańców, mianowicie w północno-wschodnich Niemczech (w dużym stopniu dawne NRD) zapotrzebowanie na energię elektryczną zostanie przekroczone przez jej produkcję w źródłach OZE już w 2020 roku (w całych Niemczech w 2015 roku produkcja w źródłach OZE przekroczyła 33% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną; struktura technologiczna produkcji była następująca: źródła wiatrowe miały udział w rynku OZE wynoszący 33%, biomasowe, czyli biogazownie rolnicze łącznie ze źródłami w ochronie środowiska – 30%, PV – 24%, wodne – 13%). W Szkocji udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej osiągnął w 2014 roku wartość 50%; Szkocja jest przy tym eksporterem energii elektrycznej do „brytyjskiego” (Anglia i Walia) systemu elektroenergetycznego (udział eksportu w 2014 roku wynosił około 25%). Na zakończenie przytacza się charakterystyczny przykład Irlandii, gdzie rząd ogłosił w „białej księdze” strategię energetyczną 2100; w księdze tej szczegółowo opisuje się mapę drogową uwalniania Irlandii od paliw kopalnych (do 2050 roku zgodną z unijną Mapą Drogową 2050). Na podkreślenie zasługuje fakt, że strategia obejmuje powołanie krajowego forum energetycznego, co oznacza postępujące uspołecznienie irlandzkiej energetyki (wzrost znaczenia kapitału społecznego).

Przywołania

- [1] Popczyk J. we współpracy z Podgajniakiem T. [Uzasadnienie \(podstawy merytoryczne\) do programu przebudowy polskiej energetyki](#). BŻEP (Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej). www.klaster3x20.pl, podstrona BŻEP. Nr katalogowy 1.01.06.
- [2] Bujko J., Janiczek J., Madajewski K., Malko J., Popczyk J., Toczyłowski E.: [Potrzeba nowej doktryny w zakresie zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju](#). XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa *Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'04-Południe: Elektroenergetyka polska w unii europejskiej*. Energetyka – zeszyt tematyczny nr III, 2004.
- [3] Popczyk J. [Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 1.01.06.
- [4] Popczyk J. [Referencyjny bilans zasobów na polskim rynku energii elektrycznej. Model interakcji EP i WEK \(w kontekście zarządzania i sterowania\) w ramach II trajektorii rozwoju](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 2.02.01.
- [5] Chlebowski K. [Innowacje w energetyce. Dlaczego włączanie OZE do systemu energetycznego niszczy ich innowacyjny potencjał](#). www.cire.pl.
- [6] Neterowicz J. i inni. [Energia z odpadów - doświadczenia szwedzkie i realia polskie. Poradnik](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 1.01.02.
- [7] *Obserwator przebudowy energetyki (EP-NI-WEK)* Nr 10. BŻEP. www.klaster3x20.pl, podstrona BŻEP.
- [8] Popczyk J. [Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 1.04.04.
- [9] Popczyk J. [Model referencyjny energetyczno-rozwojowej strategii regionu rolniczego. Case study „województwo świętokrzyskie”](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 2.02.02
- [10] Popczyk J. [Model referencyjny gospodarki energetyczno-środowiskowej gminy wiejskiej](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 1.03.15.
- [11] Kordas Ł. [Referencyjny bilans energetyczny 2050 miasta 100-500 tys. mieszkańców. Case-study Bielsko-Biała](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl, Nr katalogowy 2.2.04.
- [12] Popczyk J. [Transformacja energetyki Warszawy w kategoriach energetyki prosumenckiej](#). BŻEP. www.klaster3x20.pl. Nr katalogowy 2.02.03.

Datowanie (wersja oryginalna) – 10.09.2014 r. Wersja zmodyfikowana (1) – 12.09.2014 r. Wersja zmodyfikowana (2) – 31.12.2015 r. (W ramach modyfikacji nr 2 nie została zmieniona sama doktryna. Zmieniona została natomiast istotnie redakcja Raportu i dokonane zostało znaczne jego rozszerzenie. W nowej redakcji doktryna została wyraźnie wydzielona, a uzasadnienie zostało w dwóch aspektach zmodyfikowane, a ponadto wielokrotnie rozszerzone, wreszcie podzielone zostało na dwie części: Uzasadnienia 1 i 2. Pierwsza modyfikacja polega na zastąpieniu dynamicznego systemu dwubiegunowego bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2050 systemem trójbiegunowym. Druga polega na dodaniu do pakietu sześciu strategicznych programów energetycznych i około-energetycznych programu siódmego, poświęconego rozwiązaniom dla Śląska. Rozszerzony pakiet programów został przedstawiony w Uzasadnieniu 1 w nowej formie, mianowicie syntezy; natomiast pełny opis pakietu został przeniesiony do Uzasadnienia 2, zał. 7. Podkreśla się, że Uzasadnienie 1 nawiązuje silnie do wcześniejszej wersji Raportu, ale w tym uzasadnieniu oprócz zasygnalizowanej zmiany polegającej na wprowadzeniu do niego syntezy pakietu programów zamieszczono jeszcze,

jako ważną część analizy przebudowy energetyki opis systemów wsparcia obowiązujących dla okresu budżetowego 2014-2020; we wcześniejszych wersjach opisu tego w ogóle nie było. Uzasadnienie 2, w postaci załączników, jest całkowicie nową częścią Raportu, z wyjątkiem zał. 7, który był już we wcześniejszych wersjach).