

ELEKTROWNIE JĄDROWE W POLSCE I ICH ALTERNATYWA

Prof. dr hab. inż. Jan Popczyk

Energetyka jądrowa nie jest odpowiednia dla Polski w szczególności ze względu na dwie następujące przyczyny.

Po pierwsze, ze względu na coraz liczniejsze aspekty ryzyka związanego z energetyką jądrową (rosnące gwałtownie przekroczenia planowanych czasów budowy, planowanych nakładów inwestycyjnych, antycypowanych kosztów składowania wypalonego paliwa oraz antycypowanych kosztów likwidacji reaktorów).

Po drugie, ze względu na „kolonizację” polskiej elektroenergetyki. Rola Polski w wypadku energetyki jądrowej sprowadzi się wszak jedynie do płacenia za know-how, dobra inwestycyjne, paliwo, serwis oraz do... udostępnienia wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Reszta pozostanie (przez 60–70 lat, do wyłączenia reaktorów) w rękach globalnych dostawców, którzy już obecnie tracą grunt pod nogami. Jak więc będzie wyglądać ich długoterminowa odpowiedzialność za sprawy, których skutków nikt na świecie nie jest w stanie przewidzieć i których skutków nie chce ubezpieczyć żadna firma ubezpieczeniowa na świecie?

A potem nastąpi jeszcze kilkusetletni okres składowania wypalonego paliwa (trzeba przy tym pamiętać, że dotychczas nie utworzono jeszcze na świecie docelowych składowisk takiego paliwa).

STRESZCZENIE

Istotą raportu jest skonfrontowanie inwestycji w pierwszy polski blok jądrowy o mocy 1500–1600 MW (Inwestycja 1) z inwestycją łączącą krajowy program modernizacji oświetlenia (zmiana z tradycyjnego na LED) oraz program rozwojowy obejmujący rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) i modernizację rolnictwa (Inwestycja 2).

Nakłady inwestycyjne na pierwszy blok jądrowy (planowane uruchomienie: koniec 2024 roku) szacuje się na 45 mld złotych (do oszacowania przyjęto nakłady inwestycyjne zwiększone o koszty budowy infrastruktury, koniecznej w wypadku energetyki jądrowej, której w Polsce nie ma, a także nakłady na rozbudowę sieci elektroenergetycznych, przede wszystkim przesyłowych; koszt całego programu jądrowego, czyli czterech bloków ze wspólną infrastrukturą, szacuje się na około 160 mld złotych). Za 45 mld złotych alternatywnie można (Inwestycja 2): wymienić 240 mln tradycyjnych żarówek na źródła LED, zrewitalizować 250 tys. domów jednorodzinnych (około 4% takich domów), a ponadto zmodernizować około 16 tys. gospodarstw rolnych mało- i średniotowarowych, o powierzchni 10–50 ha (około 4% takich gospodarstw), oraz 800 gospodarstw rolnych wielkotowarowych, o powierzchni 50–100 ha (około 4% takich gospodarstw). Rewitalizacja domu obejmuje jego głęboką termomodernizację oraz instalację źródła PV o mocy 4,5 kW. Modernizacja gospodarstwa mało- i średniotowarowego polega na zainstalowaniu w nim mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 10 kW, a gospodarstwa wielkotowarowego – biogazowni o mocy elektrycznej 100 kW.

Należy podkreślić, że wymienione inwestycje już w okresie budowy pierwszego bloku jądrowego (tu zakłada się w uproszczeniu lata 2016–2024) pozwalają uzyskać sukcesywny postęp przede wszystkim w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej, w zakresie produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE), ale także w zakresie zmniejszenia zużycia ciepła w budynkach, wreszcie w zakresie produkcji ciepła w źródłach biogazowych; każdy z tych efektów zapewnia oczywiście redukcję emisji dwutlenku węgla.

Alternatywna Inwestycja 2 zapewnia, po jej całkowitej realizacji, łączny roczny efekt na rynku energii elektrycznej równy ponad 18 TWh (15 TWh dotyczy redukcji zużycia w obszarze oświetlenia, 3 TWh – produkcji w budynkowych źródłach fotowoltaicznych (PV) zintegrowanych z domami jednorodzinnych oraz w mikrobiogazowniach i biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Jest to efekt ponad 1,5 raza większy niż efekt z Inwestycji 1 (roczna produkcja bloku jądrowego wynosi 11 TWh). Inwestycja 2 zapewnia ponadto bardzo istotny dodatkowy efekt rzeczowy na rynku ciepła; łączny efekt roczny wynosi na tym rynku 5,4 TWh (3,5 TWh dotyczy redukcji zużycia ciepła na cele grzewcze w domach jednorodzinnych, 1,9 TWh – produkcji ciepła w mikrobiogazowniach i biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Efekty Inwestycji 2 na rynku energii **elektrycznej** i rynku ciepła przekładają się bardzo korzystnie na redukcję emisji dwutlenku węgla. Inwestycja 2 zapewnia mianowicie roczne zmniejszenie emisji CO₂ wynoszące około 18 mln ton, podczas gdy blok jądrowy – niecałe 10 mln ton.

Prosty okres zwrotu kapitału z Inwestycji 2 (około 3,5 roku) jest o rząd mniejszy niż z Inwestycji 1 (jeśli za okres zwrotu dla bloku jądrowego przyjąć – w ślad za okresem gwarantowanych cen w brytyjskim kontrakcie różnicowym dla elektrowni Hinkley Point C – 35 lat). O tym niezwykle krótkim okresie decyduje (powszechna) modernizacja oświetlenia. Należy podkreślić, że potencjał tego efektu (modernizacji oświetlenia) dotyczy tylko pierwszego bloku jądrowego (potencjał wyczerpuje się całkowicie wraz z wymianą 240 mln tradycyjnych żarówek na oświetlenie LED).

Mimo to podejście zaprezentowane w ekspertyzie, polegające na oszacowaniu efektów inwestycji alternatywnej w stosunku tylko do pierwszego bloku jądrowego (a nie w stosunku do całego programu jądrowego) ma charakter strategiczny. Decydują o tym następujące przyczyny:

1. Alternatywna Inwestycja 2, o bardzo krótkim okresie zwrotu nakładów, ma praktycznie ryzyko zerowe w porównaniu z wielkim ryzykiem długoterminowym pierwszego bloku jądrowego. Poza tym Inwestycja 2 jest finansowana przez prosumentów, co oznacza, że finansowanie ma charakter bardzo rozproszony i tworzy fundament pod trwały wzrost efektywności energetycznej (prosumenci, pobudzeni do działania, już nigdy nie dadzą sobie odebrać szansy na partycypację prosumencką i niezależność energetyczną).
2. Realizacja bardzo korzystnej alternatywnej Inwestycji 2 daje czas, który jest najważniejszym czynnikiem strategicznym, umożliwia bowiem istotną redukcję ryzyka inwestycyjnego. Szczególnie ważne są tu trzy aspekty.
3. Po pierwsze, zyskany czas pozwala wykorzystać doświadczenia związane z projektami jądrowymi, które są w realizacji. W tym kontekście polski program jądrowy nie powinien być pod żadnym pozorem kontynuowany przed zakończeniem budowy bloków Olkiluoto (Finlandia) oraz Flamanville (Francja). Dodatkowo należy wstrzymać się do momentu ogłoszenia rozstrzygających decyzji w sprawie projektów jądrowych na Litwie (projekt Visaginas; w referendum przeprowadzonym na Litwie w październiku 2012 roku społeczeństwo wypowiedziało się przeciwko tej inwestycji, co spowodowało jej zamrożenie) oraz w Rosji (Kaliningrad; projekt również jest zamrożony), a także decyzji dotyczących planów energetyki jądrowej w Bułgarii i na Węgrzech.

4. Po drugie, polski program jądrowy nie powinien być kontynuowany przed rozpoczęciem budowy elektrowni jądrowych Hinkley Point C oraz Sizewell C (Wielka Brytania). W wypadku tych elektrowni Wielka Brytania uzyskała wprawdzie zgodę Komisji Europejskiej na kontrakty różnicowe, ale zgoda ta została dwukrotnie zaskarżona do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej i istnieje duże prawdopodobieństwo jej unieważnienia. Gdyby jednak zgoda została utrzymana, to i tak nie oznacza to, że inwestorzy zdecydują się na rozpoczęcie budowy (ze względu na dodatkowe ryzyko, poza ryzykiem cenowym).
5. Po trzecie, uruchomienie bloku drugiego, trzeciego i czwartego ma nastąpić po 2030 roku. Tymczasem horyzont 2030 ma w Unii Europejskiej (i na świecie) znaczenie przelotowe z uwagi na cele przyjęte przez Unię, ale także przez USA i Chiny. Jeśli cele te będą efektywnie realizowane (i zostaną osiągnięte do roku 2030), to budowa elektrowni jądrowych w Polsce będzie całkowicie pozbawiona sensu.

Niezależnie od tego, co nastąpi w 2030 roku, obecnie można stwierdzić, że Inwestycja 1 petryfikuje polski model nieefektywnej elektroenergetyki WEK (wielkoskalowej energetyki korporacyjnej). Inwestycja 2 ma natomiast dla Polski znaczenie cywilizacyjne, w szczególności ma potencjał programu **modernizacyjnego** w dwóch kluczowych obszarach: budownictwa oraz rolnictwa (także w zakresie modernizacji obszarów wiejskich). Realizacja programu modernizacyjnego w budownictwie automatycznie wykreuje program **rozwojowy** o wielkim potencjale masowej innowacyjności w obszarze inteligentnej infrastruktury budynkowej. Efektem realizacji programu będzie zatem zmiana elektroenergetyki (a w ślad za tym – całej energetyki) z sektora niezwykle kapitałochłonnego (koszt jednego miejsca pracy w energetyce jądrowej sięga kilku milionów złotych) w dział gospodarki, w którym o wartości dodanej będą decydować praca i wiedza, czyli ludzie. Dla Polski, ciągle odczuwającej deficyt kapitału, za to posiadającej zasoby wykształconych młodych ludzi, jest to zmiana modelu biznesowego elektroenergetyki o randze racji stanu.

WPROWADZENIE: POLSKI PROGRAM ROZWOJOWY ENERGETYKI JĄDROWEJ „WYCIĄGNIĘTY Z KAPELUSZA”

W grudniu 2008 roku, po powrocie z Paryża, premier Polski Donald Tusk ogłosił, że do 2020 roku zostanie wybudowana i uruchomiona co najmniej jedna **elektrownia** jądrowa. W ślad za tym Rada Ministrów, uchwałą z dnia 13 stycznia 2009 roku, zobowiązała wszystkich interesariuszy do podjęcia intensywnych działań w celu przygotowania warunków do wdrożenia programu polskiej energetyki jądrowej w zgodzie z wymogami i zaleceniami sprecyzowanymi w dokumentach Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej. Zobowiązanie to zostało dotychczas zrealizowane głównie w postaci zapisów w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku [1]. W dokumencie czytamy:

Dotrzymanie zakładanego terminu uruchomienia pierwszej **elektrowni jądrowej** [dwa bloki – wyróżnienie i uściślenie J.P.] do 2020 roku wymaga zapewnienia szerokiego udziału organów państwa i zaangażowania środków budżetowych, posiadania wykwalifikowanej kadry i sprawnych instytucji zarówno w fazie przygotowawczej do podjęcia ostatecznej decyzji o realizacji programu rozwoju energetyki jądrowej, jak i w fazie przygotowań do przetargu.

Z czasem sytuacja tylko się pogarszała.

Sześć lat „realizacji” opóźniło program już o około szesnaście lat. Zgodnie z projektem dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2050 roku” [2] pierwszy blok ma wprawdzie zostać uruchomiony w 2024 roku, ale uruchomienie kolejnych trzech przypadnie w latach 2030–2035. Oznacza to, że pierwsza elektrownia formalnie będzie gotowa nie wcześniej niż w 2030 roku.

Należy zwrócić uwagę również na inną kwestię. Harmonogram podany we wspomnianym dokumencie [2] jest wyrazem lekceważenia społeczeństwa. Uruchomienie pierwszego bloku o ekstremalnej mocy 1500–1600 MW (globalni dostawcy ciągle nie mają wystarczających doświadczeń, jeśli chodzi o moc jednostkową bloków jądrowych w takim zakresie) w ciągu dziewięciu lat, w sytuacji gdy jest to pierwszy blok w kraju (nieposiadającym praktycznie żadnych użytecznych kompetencji w energetyce jądrowej, z wyjątkiem historycznych – związanych z elektrownią EJ Żarnowiec) i kiedy nie ma jeszcze wskazania lokalizacyjnego dla elektrowni, jest we współczesnym świecie absolutnie niemożliwe. Stale wszak rosną globalne wymagania w zakresie bezpieczeństwa jądrowego, narasta również lokalny opór (jako zjawisko społeczne) dotyczący budowy samych elektrowni jądrowych i nowych elektroenergetycznych linii napowietrznych najwyższych napięć. Niezrozumiała jest też ponad sześćdziesięcioletnia przerwa po uruchomieniu pierwszego bloku oraz gwałtowne przyspieszenie po 2030 roku.

Uruchomienie trzech bloków, każdorazowo o mocy 1500–1600 MW, w ciągu pięciu lat byłoby swoistym rekordem świata i szokowym przyspieszeniem rozwoju światowej energetyki jądrowej. W skali natomiast Polski byłoby nonsensowne, przekraczałoby bowiem przynajmniej pięciokrotnie tempo potencjalnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Tym samym uniemożliwiłoby techniczne i rynkowe

„wchłonięcie” przyrostu mocy wytwórczych, spowodowałyby ogromny nadmiar mocy w dolinie obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i ogólnie destrukcję rynku.

Wymienione fakty wskazują dobitnie, że program polskiej energetyki jądrowej jest mieszaniną gry politycznej, arogancji i niekompetencji. Przejawem gry politycznej jest w szczególności dzielenie społeczeństwa za pomocą energetyki jądrowej (około 40% społeczeństwa – za, około 50% – przeciw [17]). Tylko arogancją da się wytłumaczyć podtrzymywanie programu w polityce energetycznej Polski mimo jego kłębki (nierealności), i przy całkowitym braku ze strony rządu należyj do społeczeństwu polityki informacyjnej. Niekompetencję z kolei zdradzają kolejne działania, prowadzące do kompromitacji rządu (choćby takie, których wynikiem jest harmonogram zaprezentowany w dokumencie [2]).

Decyzja premiera (świadoma lub nie w kontekście konsekwencji) o „wmanewrowaniu” Polski w program energetyki jądrowej całkowicie ignorowała wcześniejsze polskie doświadczenia w tym zakresie. W szczególności nie uwzględniła doświadczeń, w tym przede wszystkim błędów, związanych z programem energetyki jądrowej realizowanym przez Polskę w ramach Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG), zapoczątkowanym w latach sześćdziesiątych XX wieku.

Najważniejsze spośród tych doświadczeń były związane z lokalizacją i harmonogramem realizacji pierwszej elektrowni jądrowej (EJ) Żarnowiec [7, s. 214–220]. Otóż studia lokalizacyjne rozpoczęto w 1965 roku. Lokalizację elektrowni ustalono na podstawie decyzji Komisji Planowania przy Radzie Ministrów w grudniu 1972 roku, budowę obiektu (dwa bloki po 440 MW każdy) rozpoczęto w 1982 roku, a polityczną decyzję o zaniechaniu budowy podjęto w 1991 roku (mniej więcej w połowie budowy, przy zaawansowaniu inwestycyjnym wynoszącym ponad 1 mld dolarów, i to bez uwzględnienia inwestycji towarzyszących; koszty, na pewno większe od poniesionych nakładów inwestycyjnych, nigdy nie doczekały się wiarygodnego oszacowania).

Rozpoczęcie budowy EJ Żarnowiec przy braku (wcześniej wypracowanej) koncepcji rozwoju wykorzystania w Polsce energii jądrowej w przyszłości, bez studiów dotyczących składowania wypalonego paliwa, wreszcie – przy braku akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej (brak polityki informacyjnej ze strony władz politycznych, która taką akceptację by zapewniła) uznaje się w historii polskiej elektroenergetyki za największy błąd okresu 1965–1985 [7, s. 713]. Porównanie zaniechań z przeszłości i tych obecnych wskazuje, że te ostatnie są znacznie drastyczniejsze.

Przed rozpoczęciem budowy EJ Żarnowiec przeprowadzono wszechstronne badania systemowe, których w obecnym programie energetyki jądrowej w ogóle nie ma. W szczególności zbadane zostały rozptyły sieciowe oraz przeprowadzone badania wpływu EJ Żarnowiec na ekonomikę wytwarzania energii elektrycznej w KSE (problem znacznego pogorszenia ekonomiki wynikający z braku elastyczności pracy elektrowni jądrowych), a także wpływu na stabilność pracy KSE (ryzyko blackoutu). W rezultacie tych badań oraz związanych z nimi decyzji zrealizowano dwie wielkie inwestycje „towarzyszące” EJ Żarnowiec: już w 1982 roku uruchomiono elektrownię szczytowo-pompową ESP Żarnowiec, a w 1991 roku zakończono budowę północnej „szyny” przesyłowej 400 kV (Żarnowiec – Gdańsk – Olsztyn).

Wśród spraw oznaczających całkowite zignorowanie przeszłości przy podejmowaniu w grudniu 2008 roku decyzji o polskim zaangażowaniu się w energetykę jądrową jest drugie, po EJ Żarnowiec, „wejście” w taką energetykę – projekt Visaginas (elektrownia jądrowa na Litwie zastępująca dawną elektrownię Ignalina). W 2006 roku rząd podjął decyzję o przystąpieniu Polski do budowy elektrowni Visaginas. Elektrownia miała być budowana przez Litwę, Polskę, Łotwę i Estonię, a prąd miał popłynąć z niej już w 2011 roku (później termin ten był przesuwany kolejno na 2015 i 2018 rok, a w roku 2011, już bez strony polskiej, został zmieniony na rok 2020, co oznacza, że w okresie pięcioletniej „realizacji” projektu opóźnienie terminu oddania elektrowni do eksploatacji wzrosło o 10 lat). Jak się podkreśla, do dziś rząd polski (z innej już opcji politycznej) nie „rozliczył się” z tego projektu, chociaż wcześniej było wokół niego wiele propagandy. W zamian krajowi zaproponowano znacznie bardziej „zamaszysty”, całkowicie nowy program.

KRYTERIA – ANALIZA – REKOMENDACJE

CZĘŚĆ 1. KRYTERIA

1. Przebudowa energetyki (problem *homo energeticusa*)

W obecnym globalnym środowisku rewolucji energetycznej polskie środowisko regulacyjno-organizacyjne elektroenergetyki, bardzo małej w kontekście programu jądrowego ukierunkowanego na bloki wytwórcze 1500–1600 MW, jest **systemowo** niewłaściwe (niezdolne) do realizacji tego programu. Tak jak w ustroju socjalistycznym i gospodarce centralnie planowanej (synonimem obydwu tych kategorii był przemysł ciężki) nie można było uruchomić inicjatywy milionów przedsiębiorców i trzeba było zmienić ustrój oraz centralne planowanie na demokrację i rynek, tak obecnie trzeba zdecydować, czy w energetyce Polska wybiera rozwiązania właściwe dla centralnego planowania, czy dla rynku.

Z tego punktu widzenia szczególnej analizy wymaga następujący zapis w projekcie dokumentu „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku” [2, s. 20 – zapis odwołujący się do dokumentu „Program polskiej energetyki jądrowej”, PPEJ):

Zgodnie z PPEJ administracja rządowa zapewnia ramy organizacyjno-prawne oraz nadzoruje realizację PPEJ, natomiast na wyznaczonym przez rząd inwestorze (spółka celowa z dominującym udziałem PGE SA oraz mniejszościowymi udziałami spółek Tauron-PE SA, Enea SA i KGHM SA) spoczywa obowiązek wyboru lokalizacji inwestycji, technologii, modelu finansowania i partnerów, z którymi realizowana będzie budowa elektrowni jądrowej. Przyjęte założenia przewidują uruchomienie pierwszego bloku jądrowego w 2024 r. o mocy 1500 MW i oddawanie sukcesywnie kolejnych bloków do osiągnięcia 6000 MW zainstalowanej mocy między 2030 a 2035r.

W przytoczonym zapisie nie ma wskazanej roli operatora przesyłowego PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), który ustawowo odpowiada za bieżące bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju i długoterminowe rozwojowe badania systemowe. To potwierdza tezę, że nie da się efektywnie (racjonalnie) realizować programów wielkoskalowego wytwarzania energii, w szczególności programu jądrowego, w obecnym środowisku regulacyjno-organizacyjnym energetyki. Jego zasadniczymi cechami są bowiem: brak kompetentnego rządowego centrum myśli strategicznej w energetyce, dominacja grup wytwórczych sprawujących zarząd właścicielski nad operatorami dystrybucyjnymi, handlem i sprzedażą z urzędu, wreszcie – słabość operatora przesyłowego i regulatora w stosunku do dominujących grup wytwórczych.

Pominięcie w zapisie roli PSE oznacza bagatelizowanie wielkich problemów systemowych. W tym kontekście trzeba zadać fundamentalne pytanie dotyczące skutków realizacji programu jądrowego według dokumentu [2], które ujawnią się w obszarze elektroenergetycznej sieci przesyłowej i szerzej – w obszarze KSE. Na skutki te, związane z latami 2024–2100 (okres pracy bloków jądrowych), zwraca się tu szczególną uwagę w świetle ważnych, wybranych kryteriów systemowych (dotyczących rozwoju KSE): mocy jednostkowej bloków/elektrowni, lokalizacji elektrowni oraz przebudowy energetyki.

Punktem wyjścia zasygnalizowania przyszłych skutków jest bezsporny fakt, że polska sieć przesyłowa była dotychczas, przez ponad 50 lat, kształtowana według zupełnie innej koncepcji niż ta, której wymaga nowy energetyczny program jądrowy. Chodzi tu, po pierwsze, o moc jednostkową bloków wytwórczych: bloki jądrowe o mocy jednostkowej 1500–1600 MW są za duże w stosunku do KSE i tworzą bez porównania surowsze wymagania niż dominujące dotychczas w Polsce bloki węglowe 200 MW (i 360 MW). Po drugie, ważna jest kwestia lokalizacji: bloki węglowe umiejscawiano na południu kraju, blisko zasobów węgla i wielkiego przemysłu, bloki jądrowe natomiast muszą być zlokalizowane na północy (ze względu na wymagania dotyczące chłodzenia reaktorów i wymagane strefy ochronne dla obszarów zurbanizowanych). Po trzecie, chodzi o nieuchronne redukcje energetyki węglowej w horyzoncie roku 2050, co wynika z klimatyczno-energetycznej mapy drogowej 2050 realizowanej przez Unię Europejską (jeszcze szybsze tempo redukcji energetyki węglowej ma miejsce w USA).

W rezultacie program jądrowy powoduje sytuację całkowicie nieracjonalną w kontekście KSE. Z jednej strony wymusi ona nowe inwestycje sieciowe na północy, a z drugiej – pojawią się niepotrzebne („zwolnione” w procesie wyłączenia bloków węglowych) zdolności przesyłowe na południu. To uniemożliwi realizację w kolejnych latach podstawowej zasady rynkowej – zasady rozwoju zgodnego z metodą kosztów węzłowych – polegającej na dostosowaniu rozwoju źródeł rozproszonych do zwalnianych na południu kraju zdolności przesyłowych, które będą się pojawiać wraz z odstawianiem bloków węglowych.

Ignorowanie badań systemowych, leżące w interesie inwestorów (w szczególności dominujących grup wytwórczych), rodzi między innymi trzy wielkie grupy kosztów. Dwie grupy dotyczą kosztów w obszarze sieci elektroenergetycznych (przede wszystkim przesyłowych, ale także rozdzielczych). Z jednej strony są to koszty inwestycyjne na północy kraju, wymuszone programem jądrowym. Z początku, do 2035 roku, będą to koszty rozwojowe, ale w długim horyzoncie, po roku 2050, duża ich część szybko się znacznie

przekształcać w koszty osierocone (ang. *stranded costs*). Z drugiej strony chodzi właśnie o koszty osierocone, wynikające z redukcji elektroenergetyki węglowej na południu (pojawiają się one już w drugiej połowie następczej dekady). Trzecią grupę stanowią koszty związane z zablokowaniem konkurencji ze strony niezależnych inwestorów oraz prosumenatów (z zablokowaniem obniżki cen energii elektrycznej i ogólnie usług energetycznych).

Wymienione grupy kosztów są nieobecne w ekonomicznych analizach inwestorów (to oczywiście poprawia wskaźniki efektywności ekonomicznej elektrowni jądrowych, stanowiących podstawę decyzji inwestycyjnych). Równocześnie koszty te są „firmowane”, świadome lub nie, przez rząd, operatora przesyłowego i regulatora, co stanie się podstawą zakwalifikowania kosztów w obszarze sieci (przesyłowych i rozdzielczych) do kosztów uzasadnionych (występujących u operatorów). Firmowanie to może w przyszłości posłużyć także do zakwalifikowania ewentualnych kosztów osieroconych u inwestorów (te mogą powstać w szczególności w wyniku decyzji politycznej o likwidacji elektrowni jądrowych). Koszty trzeciej grupy poniosą odbiorcy (gospodarka, ludność/spoteczność).

Oprócz tego program jądrowy rodzi wiele rodzajów ryzyka, które pociągną za sobą dodatkowe koszty. Najpoważniejsze jest ryzyko związane ze stopniowym wynaturzaniem się KSE po 2035 roku, aż do postaci skrajnej po roku 2050. Można to opisać w następujący sposób. Do 2035 roku będą odłączane (w wyniku różnorodnych przyczyn) „stare” bloki węglowe o mocy 200 MW (przede wszystkim takie, w mniejszym natomiast zakresie „stare” bloki o mocy 120, 360 i 500 MW), przyłączone do sieci przesyłowej. Po roku 2035 od sieci przesyłowej będą odłączane „nowe” bloki, przekazane do eksploatacji w okresie 2007–2020 (o mocy 450 oraz 850–1070 MW). W rezultacie po 2050 roku praktycznie jedynymi wielkimi elektrowniami w KSE będą dwie elektrownie jądrowe o mocy 3000–3200 MW każda. Zrodzi to wielkie trudności systemowe, przede wszystkim techniczne, w obszarze stabilności elektrodynamicznej, ale także trudności ekonomiczne. Będą one związane z wymuszonym współistnieniem tylko dwóch (w tendencji) technologii: bloków jądrowych i rozproszonych odnawialnych źródeł energii, które z natury nie nadają się do integracji systemowej.

Wymownym przykładem trudności systemowych związanych z wypieraniem energetyki wielkoskalowej przez OZE są Niemcy. W tym wypadku trudności bardzo szybko doprowadziły do autonomizacji energetyki prosumenckiej. Nowe rozwiązania, umożliwiające autonomizację, są skutkiem wielkiego postępu technicznego w obszarze energetyki prosumenckiej. Nie ma natomiast skutecznych rozwiązań po stronie energetyki wielkoskalowej; w szczególności nie następuje, z wielu przyczyn, rozwój sieci przesyłowych. To oznacza szybkie pogarszanie się sytuacji energetyki WEK, co oczywiście rodzi kolejny problem. Energetyka WEK (elektrownie wraz z wielkimi sieciami), mająca charakter schyłkowy, wchodzi w okres szybkiego „osierocenia” w kontekście kompetencji (know-how, kadry). Będzie to miało oczywisty skutek w postaci kosztów osieroconych.

Podkreśla się, że Polska również dostarcza przykładów kosztów osieroconych w elektroenergetyce będących skutkiem błędnej antycypacji rozwoju KSE. Bardzo istotne są zwłaszcza dwa przykłady (oprócz EJ Żarnowiec) nietrafionych inwestycji z lat osiemdziesiątych XX wieku. Pierwszym jest układ przesyłowy 750 kV (uruchomiony w 1985 roku i wyłączony z ruchu w roku 1993). Drugi przypadek dotyczy elektrowni szczytowo-pompowej ESP Młoty (jej budowę rozpoczęto w latach osiemdziesiątych i przerwano w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych). Obydwie inwestycje były wynikiem nietrafnego planowania rozwoju KSE w warunkach gospodarki socjalistycznej. Zmiany ustrojowe i będąca ich częścią antycypacja rozwoju KSE w ramach rynkowej reformy polskiej elektroenergetyki, realizowanej w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych XX wieku, spowodowały „odrzućenie” inwestycji (poniesienie olbrzymich kosztów, nigdy wiarygodnie nieoszacowanych).

Obecnie również potrzeba antycypacji, ale ukierunkowanej na energetykę jądrową. Strategiczne znaczenie ryzyka związanego z realizacją programu energetyki jądrowej jest oczywiście bez porównania większe niż kosztów poniesionych w związku z EJ Żarnowiec, układem przesyłowym 750 kV, elektrownią ESP Młoty i wieloma innymi projektami. Weryfikację programu jądrowego należy przeprowadzić w świetle obecnej rewolucyjnej przebudowy energetyki na świecie. Charakter tego procesu jest w dużym stopniu porównywalny, pod względem złożoności i ryzyka, do tego, co towarzyszyło reformie elektroenergetyki realizowanej w ramach zmian ustrojowych w Polsce, zapoczątkowanych w 1989 roku.

Uwaga. Problem nieadekwatności bloków o mocy 1500–1600 MW do przyszłych potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (po jego wynaturzeniu się) ma ilustrację w załamaniu się bilansu popytowo-podażowego na bieżącym rynku energii elektrycznej, które wystąpiło w sierpniu 2015 roku. Miało ono bezpośrednią przyczynę w awarii/wyłączeniu bloku Bełchatów 2 (na węgiel brunatny). Załamanie to wskazuje dobitnie na nieprawidłowość rozwoju KSE właśnie w kontekście wyboru mocy jednostkowych nowych bloków wytwórczych, w tym przyszłych bloków jądrowych. Już obecnie, kiedy system KSE jest przecież jeszcze dobrze zrównoważony (moc i lokalizacja źródeł w systemie, topologia i przepustowość sieci przesyłowej), moc jednostkowa bloku wynosząca „tylko” 850 MW wystarczyła do wywołania stanu, który nie wystąpił przez ostatnie 25 lat. Podkreśla się, że Bełchatów 2 jest blokiem otwierającym (pierwszym) nowy przedział mocy jednostkowych bloków węglowych, tj. 850–1070 MW (w tym przedziale sytuują się

kolejne bloki węglowe, na węgiel kamienny, będące w budowie: Kozienice – 1070 MW, Opole – dwa bloki po 900 MW każdy, Jaworzno – 910 MW).

Awaria bloku Bełchatów 2 w sierpniu 2015 roku wymaga jeszcze dodatkowego komentarza, dotyczącego niezawodności ekstremalnie dużych bloków. Opinie takie, lansowane przez dostawców, są nieprawdziwe. Statystyka awarii w ruchu próbnym i w eksploatacji po tym ruchu, dotycząca bloku Bełchatów 2 oddanego do eksploatacji w 2011 roku, potwierdza tezę o „systemowym” problemie zawodności ekstremalnie wielkich bloków. A przecież nie są one tak wielkie i skomplikowane technologicznie jak bloki jądrowe o mocy 1500–1600 MW – praktycznie zawsze prototypowe).

2. Ekonomia (problem *homo economicusa*)

Porównywanie energetyki jądrowej i alternatywnej w języku tradycyjnej ekonomiki (obecnie powszechnie stosowanej) jest błędem systemowym. Tradycyjna ekonomika energetyki, która kształtowała się wraz z polityczną doktryną rozwoju energetyki WEK, nie nadaje się do analizy przewag energetyki alternatywnej: prosumenckiej, odnawialnych źródeł energii oraz energetyki niezależnych inwestorów (energetyka pretendentów, dysponujących innowacjami przełomowymi, dążących do kreowania nowych rynków usług energetycznych).

W toku dalszych rozważań zostanie przedstawiona „transformacja” ekonomiki w polskiej elektroenergetyce poczynając od II wojny światowej. Demonopolizacja elektroenergetyki pokazała, że również w tym obszarze ekonomika rynkowa jest w pełni uprawniona. Kwestią otwartą pozostaje oczywiście jej dalszy rozwój pod wpływem postępu technologicznego, wymagań środowiska naturalnego i uwarunkowań społecznych, a także decyzji politycznych. Oto kompletna (ale tylko autorska) lista etapów na drodze od monopolu do pełnej konkurencji.

Etap gospodarki socjalistycznej (do końca lat osiemdziesiątych XX wieku)

1. Brak ekonomiki. Inwestycje energetyczne były realizowane jako inwestycje budżetowe w gospodarce centralnie planowanej (bilansowej).
2. Rachunek dyskonta w ocenie efektywności inwestycji w monopolu.
3. System dwuskładnikowych cen energii elektrycznej (opłaty za moc i energię). Koszty stałe i zmienne.
4. Ekonomiczny rozdział obciążenia między elektrownie w połączonym systemie elektroenergetycznym.
5. System cen dobowych (strefowych) i rocznych (sezonowych) dla odbiorców końcowych. Ceny przeciętne.

Rynek energii elektrycznej wykreowany przez zasadę dostępu stron trzecich (TPA) (lata 1990–2015)

6. Inwestowanie w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej pod przyszłe przychody z kontraktów długoterminowych. Finansowanie typu project finance.
7. Biznesplan i wykorzystanie wskaźników ekonomicznych, takich jak prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów, wartość bieżąca netto (NPV), wewnętrzna stopa zwrotu (IRR), do oceny ekonomicznej efektywności inwestycji.
8. Przejście od cen długookresowych i taryf rocznych do cen krótkookresowych (typu giełdowego) na rynku hurtowym energii elektrycznej.
9. Zastąpienie cen dwuskładnikowych jednoskładnikowymi na rynku hurtowym energii elektrycznej.
10. Ustalanie cen krańcowych długookresowych i krótkookresowych.
11. Transformacja rynków usług systemowych w rynek (na poziomie hurtowym) energii elektrycznej.
12. Transformacja kosztów stałych w monopolu w koszty zmienne na rynku konkurencyjnym.
13. Ustalanie cen okresu przejściowego. Koszty osierocone (ang. *stranded costs*). Infrastruktura elektroenergetyczna jako masa upadłościowa.
14. Podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej: kontrakty długoterminowe (inwestycyjne), kontrakty bilateralne średnioterminowe (głównie roczne) na rynku hurtowym, transakcje giełdowe (transakcje na rynku dostaw fizycznych i na rynkach finansowych), niszowe rynki internetowe (głównie transakcji krótkoterminowych standaryzowanych i niestandaryzowanych), techniczne rynki bilansujące.
15. Ustalanie taryf rynkowych dla odbiorców końcowych.
16. Inwestowanie w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej na własne ryzyko inwestorów. Projekty typu *merchant plant*.

Ekonomia uwzględniająca internalizację kosztów zewnętrznych (okres od wejścia w życie rozwiązań Pakietu 3 x 20, zwłaszcza dyrektywy 2009/28 – 2009 rok)

17. Włączenie kosztów zewnętrznych, przede wszystkim środowiska (np. koszty uprawnień do emisji CO₂), do kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

18. Koszty referencyjne dla poszczególnych technologii elektroenergetycznych, obejmujące koszty zewnętrzne środowiska, sieci i usług systemowych, określające poziom kosztów energii elektrycznej u odbiorcy.
19. Inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliwa i rachunek ekonomiczny ciągniony (koszty cyklu życia, LCC; ocena cyklu życia, LCA).
20. Próby ze strony przedsiębiorstw korporacyjnych powrotu do rynku mocy (są to w dużym stopniu próby powrotu do rozwiązań z przeszłości, p. 3). Kontrakty różnicowe na bloki jądrowe.

Ekonomika prosumencka w energetyce kreowana przez technologie OZE/URE, tj. odnawialnych źródeł energii w formie Urzędzeń Rozproszonej Energetyki (okres od początku obecnej dekady, związany z szokowym wzrostem energetyki budynkowej PV w Niemczech)

21. Ekonomia wartości psychologicznej (właściwa dla społeczeństwa wiedzy – mikroekonomika, ekonomia behawioralna). Przejście od ekonomiki klienckiej (z charakterystyczną relacją: sektor – odbiorca) do ekonomiki konsumenckiej (z relacją: prosument – energetyka URE). Ekonomia zarządcza (osiągania celów przez rząd).

Ekonomika energetyki jądrowej (domena państwa, Unii Europejskiej, Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, globalnych grup interesów politycznych)

22. Przyjęcie przez Polskę programu energetyki jądrowej jako powrót do braku ekonomiki i do energetyki paramilitarnej, polityczno-korporacyjnej.

Przedstawione 22 etapy odpowiadają w Polsce 70 latom. Okres do wycofania bloków jądrowych zbudowanych w Polsce do 2035 roku będzie jeszcze dłuższy (horyzont 2100 roku). Dynamika zmian w tym okresie będzie bez porównania większa. Dlatego decyzje o budowie tych bloków trzeba rozpatrywać nie według obecnych kryteriów ekonomicznych charakterystycznych dla energetyki jądrowej, ale w świetle tezy o ryzyku postępującego (w procesie korporatyzacji i triadyzacji gospodarki światowej) postkolonializmu w odniesieniu do takich regionów, jak Europa Środkowa i Wschodnia, Azja Centralna, Afryka i Ameryka Południowa [15]. Oto wybrane modele (w tym modele ryzyka) i wybrane dane dotyczące energetyki jądrowej.

1. Analizy ekonomiczne dla energetyki jądrowej są obecnie możliwe praktycznie tylko według wskaźnika, którym jest uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej (ang. *Levelised Electricity Generation Cost*, LGC), wyrażony w cenach stałych – jest to zresztą metoda zalecana przez OECD [8]. W świetle przytoczonej listy etapów zmian ekonomiki widać jednak bezsprzecznie, że koszt LGC w obecnych uwarunkowaniach nie jest właściwą podstawą podejmowania decyzji inwestycyjnej z punktu widzenia prosumenta (który w procesie historycznym „przychodzi” po odbiorcy), z perspektywy niezależnego inwestora (czyli pretendenta zainteresowanego wejściem na rynki prosumenckich łańcuchów usług energetycznych za pomocą innowacji przełomowych) i wreszcie – z punktu widzenia społeczeństwa, które musi się kierować kryteriami ekonomiki wielopokoleniowej (kolejne generacje nie powinny być obciążane kosztami wcześniejszych błędnych decyzji). Koszt LGC jest natomiast pożądanym, jako kryterium podejmowania decyzji, przez decydentów (polityków i prezesów przedsiębiorstw korporacyjnych, tak wielkich, że niemożliwych do likwidacji). Jest pożądanym, bo ułatwia w praktyce „polityzację i korporatyzację” korzyści oraz uspołecznienie kosztów/ryzyka, szczególnie w wypadku energetyki jądrowej.
2. Zgodnie z modelem MIT (ang. *Massachusetts Institute of Technology*) jednym z najbardziej wiarygodnych, ceny LCD energii elektrycznej (według poziomu cen z 2007 roku) dla trzech tradycyjnych technologii wytwórczych, bez uwzględnienia kosztów zewnętrznych w postaci kosztów uprawnień do emisji CO₂, ale z wzięciem pod uwagę premii za ryzyko w wypadku finansowania kapitałowego przez inwestorów, wynosily:
 - dla elektrowni jądrowych – 84 dol./MWh,
 - dla elektrowni węglowych – 62 dol./MWh,
 - dla elektrowni na gaz ziemny – 65 dol./MWh.

Jeśli wziąć pod uwagę koszty uprawnień do emisji CO₂ (25 dol./t), ceny te wynosiły odpowiednio: 84, 83 i 74 dol./MWh. Cena energii elektrycznej z elektrowni jądrowych bez uwzględnienia premii za ryzyko (w wypadku finansowania dłużnego, przez rynki kapitałowe) wynosiła 66 dol./MWh [8]. Podkreśla się, że są to koszty, które nie uwzględniają kosztów opłat przesyłowych, fundamentalnie zatem nie nadają się do analizy konkurencyjności bloków jądrowych i rozwiązań energetyki prosumenckiej. Mogą natomiast zostać zweryfikowane przez ceny na rynku hurtowym. Z tego punktu widzenia ciekawe jest porównanie przywołanych kosztów jednostkowych z cenami „bieżącymi” (2015) w Polsce i w regionie. Przedstawiają się one następująco:

- Polska – 160 zł/MWh,
- Czechy – 131 zł/MWh,
- Niemcy – 130 zł/MWh,

- Dania – 96 zł/MWh,
- Szwecja – 85 zł/MWh,
- Finlandia – 150 zł/MWh.

Porównanie okazuje się druzgocące dla energetyki jądrowej i ogólnie dla wielkoskalowych źródeł na paliwa kopalne. Przykładowo cena energii elektrycznej z bloków węglowych będących w budowie, bez opłat za uprawnienia do emisji CO₂, będzie wynosić około 300 zł/MWh (przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej rzędu 5 tys. godzin; wyższy czas jest nierealny). Oczywiście ceny w wypadku bloków jądrowych na pewno nie będą niższe. Świadczy o tym bezspornie fakt, że PGE już jawnie żąda wsparcia dla elektrowni jądrowych (kontraktów różnicowych i innych form wsparcia).

W raporcie Najwyższej Izby Kontroli [14] przytoczono eksperckie oszacowanie ceny energii elektrycznej z polskich bloków jądrowych na poziomie 600 zł/MWh. Jeśli nawet wartość ta jest zawyżona jako mediana ceny (prawdopodobieństwo, iż rzeczywista cena jest mniejsza od mediany, jest takie samo jak to, że jest ona większa, i wynosi 50%), to na pewno można ją przyjąć jako górną granicę przedziału cen realnych. Za dolny limit można uznać cenę 300 zł/MWh. Nawiązuje ona do dwóch cen wyliczonych przez Agencję Rynku Energii (ARE) na potrzeby dokumentu „Program polskiej energetyki jądrowej”. Jedna cena, wyliczona dla stopy dyskontowej 6%, wynosi 64 euro/MWh (267 zł/MWh), druga natomiast, wyliczona dla stopy dyskontowej 8%, wynosi 82 euro/MWh (340 zł/MWh). Podkreśla się jednak, że przy bardzo przeciągających się cyklach inwestycyjnych ekwiwalentna stopa dyskontowa znacznie rośnie; są oszacowania, zgodnie z którymi stopa ta może wynosić powyżej 10% (zob. niżej, p. 6). To pokazuje, że cena 300 zł/MWh, przyjęta jako dolna wartość przedziału cenowego, jest szacunkiem bardzo optymistycznym.

3. Zwiększenie cen bloków jądrowych i w ślad za tym – cen energii elektrycznej z tych bloków wiąże się głównie ze wzrostem wymagań dotyczących bezpieczeństwa jądrowego. Według modelu MIT niezbędne nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni jądrowych wzrosły w latach 2003–2009 dwukrotnie (w tym okresie nie było katastrofy jądrowej, nie miały też miejsca poważniejsze awarie). Te dane potwierdza przypadek elektrowni Olkiluoto (Finlandia), gdzie jednostkowe nakłady inwestycyjne wzrosły z około 1,7 mln euro/MW na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej (budowa elektrowni rozpoczęła się w 2005 roku) do 3,4 mln euro/MW w roku 2009. Po katastrofie elektrowni Fukushima jednostkowe nakłady inwestycyjne na całym świecie jeszcze gwałtownie wzrosły – obecnie przyjmuje się je na ogół na poziomie powyżej 5,1 mln euro/MW. Znowu potwierdza to przypadek elektrowni Olkiluoto, gdzie nakłady projektowe wzrosły już ponad trzykrotnie (elektrownia, która miała zostać przekazana do eksploatacji w 2009 roku, ciągle jest w budowie; kolejny termin oddania do eksploatacji został przez dostawcę wyznaczony na rok 2018). Prawie bliźniaczo podobne doświadczenia, pod względem wzrostu nakładów inwestycyjnych i czasu realizacji, są związane z elektrownią Flamanville we Francji (obydwa obiekty buduje francuska firma Areva).
4. Przedstawiony wzrost nakładów inwestycyjnych trzeba skonfrontować ze spadkiem cen odnawialnych źródeł energii (i innych technologii energetycznych) w obszarze energetyki prosumenckiej (zob. załącznik 2). Otóż w okresie porównywalnym do tego, w którym jednostkowe nakłady inwestycyjne na bloki jądrowe wzrosły trzykrotnie, ceny jednostkowe ogniw PV zmalały kilkadziesiąt razy i wynoszą obecnie około 1,5 tys. euro/kW (z przekształtnikami energoelektronicznymi, z montażem). Prognozy spadku tych cen są nadal bardzo optymistyczne: w 2030 roku będzie to 0,7–0,9 tys. euro/kW, w roku 2050 natomiast – tylko 0,6 tys. euro/kW [11].
5. W analizach ekonomicznych energetyki jądrowej dla potrzeb decyzyjnych powszechnie pomija się nakłady inwestycyjne konieczne do rozbudowy sieci elektroenergetycznych. W szacowaniu tych nakładów należy brać pod uwagę zróżnicowanie nakładów na sieć przesyłową i na sieci rozdzielcze. Przyjmuje się ogólnie, że (referencyjne) nowe wielkie bloki (klasy 1000 MW i większe) w nowych (wielkich) elektrowniach wymagają inwestycji w sieć przesyłową głównie (ale nie tylko) na wyrowadzenie mocy. Szacuje się następnie (na podstawie [9] i innych badań autora¹), że przez takie nakłady blok referencyjny „drożeje” o 30% w stosunku do rzeczywistego. W wypadku sieci rozdzielczych zakłada się, w wielkim uproszczeniu, że dodatkowych nakładów na ich rozbudowę potrzeba wówczas, gdy bloki węglowe są budowane w celu pokrycia istotnych przyrostów mocy w KSE (przy takim założeniu został przyjęty polski program energetyki jądrowej). Eksperci szacują ponadto, że te dodatkowe nakłady na sieć rozdzielczą powodują zwiększenie nakładów inwestycyjnych na blok referencyjny o 40% w stosunku do rzeczywistego. Na tej podstawie widać, że nakłady inwestycyjne na blok jądrowy, szacowane według dotychczasowej metodyki (zob. p. 3), trzeba zwiększyć o 30–70% (takie nakłady są właściwe z punktu widzenia analizy konkurencyjności bloków jądrowych względem rozwiązań prosumenckich, na poziomie obecnych odbiorców).
6. Bardzo długi czas realizacji projektów w obszarze energetyki jądrowej podnosi koszty ich finansowania. Bardzo szybko obniża to konkurencyjność tych projektów w stosunku do małoskalowych prosumenckich rozwiązań energetycznych, których czas realizacji jest bardzo krótki i które dają istotne efekty w długim okresie realizacji projektów jądrowych. Te dwa czynniki odwzorowuje się na ogół w rachunku ekonomicznym za pomocą skorygowanej stopy dyskontowej, która ma silny wpływ na ceny energii elektrycznej. Przyjmuje się powszechnie, że stopa dyskontowa w rachunku ekonomicznym energetyki jądrowej nie przekracza 10%. Istnieją jednak oszacowania, zgodnie z którymi stopa ryzyka może w tym rachunku wynosić 13% (oznacza to, że stopa dyskontowa może zostać

¹ Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej.

powiększona o stopę podstawową równą oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych). Tak wysoka stopa ryzyka może prowadzić do wzrostu cen energii elektrycznej z elektrowni jądrowych nawet o 30% [9].

7. Przywołane czynniki (zob. p. 2–5) powodują, że w wypadku energetyki jądrowej rośnie gwałtownie ryzyko wystąpienia kosztów osieroconych. Należy tu zwrócić uwagę na dwa aspekty, przede wszystkim w kontekście regulacji unijnych. Po pierwsze, chodzi o koszty osierocone, na które Komisja Europejska już się zgodziła (jako nienaruszające obowiązujących zasad konkurencji) w odniesieniu do elektrowni wybudowanych w przeszłości. Są to koszty finansowane (z różnych źródeł) przez poszczególne kraje albo przez samą Unię. W tym obszarze koszty osierocone wystąpiły w Wielkiej Brytanii, Francji, Belgii i na Litwie. O zakresie tych kosztów można wnioskować na przykładzie elektrowni Ignalina (dwa bloki po 1500 MW każdy, które ze względu na bezpieczeństwo jądrowe nigdy nie pracowały z mocą większą niż 1000 MW). W tym wypadku istotną część kosztów osieroconych pokrywa Unia Europejska. Oto dane skonsolidowane na podstawie zasobów internetowych:

- kilka miliardów dolarów – koszt gruntownej modernizacji tuż przed zamknięciem elektrowni,
- 2,9 mld euro – koszt zamknięcia elektrowni,
- 840 mln euro – koszty, które pokryła Unia Europejska w latach 2007–2013 w związku ze stopniowym wygaszaniem reaktorów,
- 870 mln euro – koszty, które pokryje Unia Europejska w latach 2014–2020,
- 400 mln euro – koszty, które pokryje Unia Europejska po 2020 roku,
- 724 tys. euro – miesięczne koszty opóźnienia budowy składowiska wypalonego paliwa jądrowego.

Odrębnym przypadkiem są Niemcy. Elektrownie jądrowe uchodziły w tym kraju za jedne z najtańszych źródeł wytwórczych energii elektrycznej. W grudniu 2014 roku doszło jednak do bardzo ostrej konfrontacji: przedsiębiorstwa korporacyjne (E.ON, RWE, E.ON Energy Research Group, Vattenfall) zażądały utworzenia funduszu publicznego służącego do przeniesienia bardzo dużej części kosztów likwidacji elektrowni jądrowych, tj. około 15 mld euro, na niemieckich podatników. Łączny koszt przedsiębiorstwa oszacowały na około 36 mld euro, przy czym kwotę tę dość powszechnie uznaje się za zaniżoną (według niektórych szacunków koszt ten wyniesie 44 mld euro). Przeciwna utworzeniu funduszu publicznego jest kanclerz Niemiec Angela Merkel, która nie zgadza się na obarczenie państwa (podatników) finansowym ryzykiem likwidacji elektrowni jądrowych.

8. Po drugie, chodzi o koszty osierocone w odniesieniu do elektrowni, które mają dopiero zostać zbudowane. W tym obszarze procedury unijne dotyczą kontraktów różnicowych, czyli zabezpieczających inwestorów przed ryzykiem poniesienia strat w wypadku niekonkurencyjności elektrowni jądrowych na jednolitym unijnym rynku energii elektrycznej. Zgodę na takie kontrakty uzyskała już Wielka Brytania (nie oznacza to jednak, że zostaną tam zbudowane nowe elektrownie jądrowe). Ceny gwarantowane w brytyjskich kontraktach różnicowych dla elektrowni jądrowych (elektrownie Hinkley Point C oraz Sizewell C) wynoszą około 90 funtów/MWh, czyli ponad 500 zł/MWh (są to ceny gwarantowane inwestorom przez 35 lat). Polskę oczywiście wiele jeszcze dzieli od wniosku do Komisji Europejskiej w sprawie kontraktów różnicowych dla elektrowni jądrowych, ale PGE już rozpoczęła intensywną propagandę na rzecz takich kontraktów.
9. Zupełnie odrębny charakter ma ryzyko katastrofy jądrowej. Jest to ryzyko w całości uspołecznione (firmy ubezpieczeniowe go nie ubezpieczają). Zagroza ono szczególnie małym państwom, bo możliwe koszty skutków katastrofy nuklearnej przewyższają zdolność takich krajów do uporania się z tymi kosztami. Oszacowania, które pojawiły się po katastrofie elektrowni Fukushima, mówią o skutkach rzędu 50–80 mld dolarów w ciągu pierwszych 10 lat. Są to jednak kwoty, w których pomija się wartość
10. ziemi w strefie ochronnej (w promieniu 20 km od elektrowni). Jeśli tę wielkość się uwzględni, to koszty rosą do 70–250 mld dolarów (oszacowanie Japońskiego Centrum Badań Ekonomicznych). Istnieją też (japońskie) oszacowania naukowe mówiące o koszcie całkowitym rzędu 500 mld dolarów [15].

3. Społeczeństwo (problem *homo sovieticus*)

Zgodnie z ogólną tezą sformułowaną w tym miejscu w długim procesie rozwojowym zachodzi odpowiedniość rodzaju energetyki i ustroju społecznego (w obrębie tej kategorii mieszczą się: interwencjonizm państwowy, korporacjonizm, subsydiaryzm, liberalizm).

Społeczeństwo przemysłowe

1. Dla społeczeństwa przemysłowego była właściwa wielkoskalowa energetyka korporacyjna (WEK), wykorzystująca paliwa kopalne. W wypadku energetyki sieciowej (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo sieciowe, a także infrastruktura sieciowa w sektorze paliw płynnych/transportowych), w obrębie której występował monopol naturalny, właściwą formą funkcjonowania była formuła użyteczności publicznej. Charakterystyczne jest, że w początkowej fazie rozwoju, kiedy technologie miały jeszcze charakter małoskalowy (rozproszony), energetyka sieciowa była na ogół prywatna i samorządowa (funkcjonowała w środowisku liberalizmu i subsydiaryzmu).
2. Po II wojnie światowej nastąpiła w Europie centralizacja, nacjonalizacja i monopolizacja elektroenergetyki (Francja, Włochy, Wielka Brytania). Argumentem była teza, że szybki wzrost zapotrzebowania

na energię elektryczną, związany z powojenną odbudową gospodarki, wymaga interwencjonizmu państwowego.

3. W latach pięćdziesiątych i przede wszystkim w latach sześćdziesiątych XX wieku zakres interwencjonizmu państwowego w światowej energetyce wzmocniła bardzo mocno energetyka jądrowa.

Spółeczeństwo postprzemysłowe

4. W społeczeństwie postprzemysłowym osłabiła się formuła interwencjonizmu państwowego w energetyce, a państwo zostało sprowadzone do roli regulatora (reforma liberalizacyjno-prywatyzacyjna w Wielkiej Brytanii na przełomie lat 1989 i 1990).
5. W pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych XX wieku Polska realizowała reformy liberalizacyjne w elektroenergetyce pod wpływem modelu brytyjskiego. Niestety w 2000 roku rozpoczął się odwrót od reform polegający na budowaniu dominujących przedsiębiorstw korporacyjnych.

Spółeczeństwo informacyjne, wiedzy, prosumenckie

6. W społeczeństwie tym następuje szokowy wzrost innowacyjności (i ogólnie) wydajności w gospodarce. Nie ma już powodów do podtrzymywania interwencjonizmu w energetyce.
7. Rozwój technologiczny, ruchy ekologiczne i zmiany społeczne spowodowane wykorzystaniem Internetu tworzą nową rzeczywistość. Odpowiedź w energetyce stanowi energetyka prosumencka, która jest „trampoliną” do społeczeństwa prosumenckiego, z bardzo dużym udziałem partycypacji prosumenckiej.
8. Energetyka jądrowa jako paramilitarna z natury nie nadaje się do budowania kapitału społecznego, który jest podstawowym warunkiem funkcjonowania społeczeństwa prosumenckiego. (Katastrofa elektrowni Fukushima przyczyniła się do szokowej transformacji społeczeństwa japońskiego w kierunku społeczeństwa obywatelskiego).

CZĘŚĆ 2. ANALIZA

1. Adekwatność technologiczna i jej konsekwencje.

W tabeli 1 przedstawiono segmentację technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej. Zestawienie obrazuje adekwatność technologiczną względem nowego opisu rynku energetycznego, czyli spójność technologii komercyjnych i tego właśnie opisu. Spójność taka oznacza potencjalne wejście do gry w zakresie energetyki – poza wielkimi przedsiębiorstwami energochłonnymi i transportem kolejowym – około 8 mln bardzo zróżnicowanych graczy, takich jak: właściciele domów jednorodzinnych, gospodarstwa rolne, samorządy, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, mali i średni przedsiębiorcy (zob. załącznik 1). Kiedy przed 2020 rokiem dołączą do tej grupy właściciele samochodów, potencjalnych graczy rynkowych w zakresie energetyki będzie około 16 mln.

Tabela 1. Porównanie technologii równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh (opracowanie własne)

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [w euro]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łącznie	jednostkowe	
Technologie WEK (KSE) przedsiębiorstwa korporacyjne					
1.	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6 GW	11 mld	11 mld	15 lat
2.	dwa bloki węglowe, z instalacjami wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS)	1,7 GW	> 8 mld	> 4 mld	technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3.	dwa bloki węglowe nadkrytyczne	2 GW	3,6 mld	1,8 mld	realizacja możliwa do 2020 roku; po roku 2020 pełna opłata za emisję CO ₂
4.	cztery bloki <i>combi</i> , na gaz ziemny, o mocy 400 MW każdy	1,6 GW	1 mld	250 mln	3 lata
Farmy wiatrowe (KSE) – niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)					
5.	40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
Technologie gazowe 1 – energetyka przemysłowa, wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe					
6.	32 bloki <i>combi</i> , na gaz ziemny, o mocy 50 MW każdy	1,6 GW	1,2 mld	37 mln	1,5 roku
Technologie gazowe 2 – energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes teleinformatyczny (fabryki ICT, <i>data centres</i>)					
7.	160 bloków <i>combi</i> , na gaz ziemny, o mocy 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
Technologie gazowe 3 (budynkowe) – samorządy, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy, właściciele domów jednorodzinnych					
8.	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, o mocy 100 kWel każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
9.	300 tys. źródeł kogeneracyjnych, na gaz ziemny, o mocy 6 kWel każde	1,8 GW	7,6 mld	25 tys.	6 miesięcy
Technologie OZE/URE (budynkowe) – gospodarstwa rolne, właściciele domów jednorodzinnych					
10.	160 tys. mikrobiogazowni, o mocy 10 kWel każda	1,6 GW	11 mld	70 tys.	6 miesięcy
11.	1 mln układów hybrydowych OMA, o mocy 5 kW (ogniwo PV) + 5 kW (mikrowiatrak) każdy + akumulator	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
12.	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, o mocy 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

2. Opis inwestycji alternatywnej.

Inwestycja w pierwszy polski blok jądrowy o mocy 1500–1600 MW (Inwestycja 1) zostanie skonfrontowana z inwestycją w postaci krajowego programu modernizacji oświetlenia, a także programu rozwojowego obejmującego rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) oraz modernizację rolnictwa (Inwestycja 2). Konfrontacja ta ma sens strategiczny: Inwestycja 1 petyfikuje elektroenergetykę, Inwestycja 2 ma dla Polski znaczenie cywilizacyjne.

Nakłady inwestycyjne na pierwszy blok jądrowy (planowane uruchomienie: koniec 2024 roku) szacuje się na 45 mld złotych (do oszacowania przyjęto nakłady inwestycyjne takie jak w tabeli 1). Taka kwota pozwala: zmodernizować oświetlenie we wszystkich krajowych zasobach mieszkalnych, zrewitalizować 250 tys. domów jednorodzinnych (około 4% takich domów), a ponadto zmodernizować około 16 tys.

gospodarstw rolnych mało- i średniotowarowych o powierzchni 10–50 ha (około 4% takich gospodarstw) oraz 800 gospodarstw rolnych wielkotowarowych o powierzchni 50–100 ha (około 4% takich gospodarstw). Modernizacja oświetlenia polega na wymianie oświetlenia tradycyjnego na oświetlenie LED. Rewitalizacja domu obejmuje jego głęboką termomodernizację oraz instalację źródła PV o mocy 4,5 kW. Modernizacja gospodarstwa mało- i średniotowarowego polega na zainstalowaniu w nim mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 10 kW, a gospodarstwa wielkotowarowego – biogazowni o mocy elektrycznej 100 kW.

Należy podkreślić, że wymienione inwestycje już w okresie budowy pierwszego bloku jądrowego (tu zakłada się w uproszczeniu lata 2016–2024) pozwalają uzyskać sukcesywny postęp przede wszystkim w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej, w zakresie produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE), ale także – w zakresie zmniejszenia zużycia ciepła w budynkach, wreszcie w zakresie produkcji ciepła w źródłach biogazowych; każdy z tych efektów zapewni oczywiście redukcję emisji dwutlenku węgla.

Do oszacowań związanych z przywołaną konfrontacją przyjęto wiele upraszczających założeń. Oto najważniejsze z nich:

- koszt niezbędnej rozbudowy sieci² w wypadku budowy pierwszego bloku jądrowego równoważy około 50% kosztu infrastruktury przekształtnikowo-zasobnikowej w wypadku źródła PV,
- koszty regulacji systemowej (sekundowej, minutowej i godzinowej) w wypadku obydwu inwestycji są zbliżone,
- głęboka termomodernizacja (realizowana za pomocą technologii domu pasywnego) pozwala zmniejszyć zużycie ciepła w domach; w każdym z nich roczną redukcję zużycia kosztów utylizacji odpadów w gospodarstwie rolnym w pełni równoważy koszt substratów w postaci kiszonki roślin energetycznych, a w wypadku biogazowni wartość ta wynosi tylko w 25%,
- sprawność pieców/kotłów węglowych do ogrzewania domów wynosi 0,7.

Prezentowana konfrontacja Inwestycji 1 oraz Inwestycji 2 uwzględnia osiągalny rezerwa techniczny bloku jądrowego na poziomie 300 tys. godzin, co oznacza, że czas życia bloków wyniesie około 45 lat (ze względu na ograniczony czas wykorzystania mocy znamionowej bloków – do około 7000 godzin rocznie). Z punktu widzenia konfrontacji węglowe znaczenie ma fakt, że Inwestycja 1 przez 45 lat pozostaje „statyczna” (nie ma praktycznie żadnego potencjału innowacyjności). Inaczej jest z „dynamiczną” Inwestycją 2, która ma wielki potencjał innowacyjności, związany w szczególności z działaniem trzech czynników:

1. mała skala inwestycji jednostkowych (rewitalizacja pojedynczego domu jednorodzinnego czy gospodarstwa rolnego),
2. dwukrotnie krótszy czas życia źródła PV (25 lat), co stwarza możliwość wykorzystania postępu technologicznego, który będzie się dokonywał w obrębie instalacji OMA (ogniwo PV – mikrowiatrak – akumulator),
3. „odradzający” się fundusz inwestycyjny równy kosztom unikniętym z tytułu wypierania węgla jako skutku głębokiej termomodernizacji (trwałość efektu głębokiej termomodernizacji wynosi 45 lat, czyli jest taka jak czas życia bloków węglowych).

Należy podkreślić, że dynamika Inwestycji 2 ma wymiar podwójny (oprócz dynamiki opisywanej za pomocą stopy dyskontowej). Po pierwsze, jest to „proste” wykorzystanie odradzającego się funduszu inwestycyjnego do powiększania segmentu 1 (domy jednorodzinne) oraz segmentu 2 (gospodarstwa rolne) z wykorzystaniem obecnie dostępnych technologii (głęboka termomodernizacja, układy hybrydowe OMA, mikrobiogazownie). Jest to zatem dynamika w istocie wolna od ryzyka technologicznego (związanego z niedojrzałością technologii na etapie poprzedzającym ich komercjalizację). Po drugie, jest to dynamika związana z wykorzystaniem rozwiązań (technologii) innowacyjnych; warunki do takiego wykorzystania stwarza „ciągłe” reinwestowanie.

² W wypadku KSE nakłady inwestycyjne na sieć przesyłową i sieci rozdzielcze wynoszą około 70% nakładów inwestycyjnych na bloki wytwórcze, zwłaszcza jeśli są to bloki o wielkiej mocy (rzędu 1500–1600 MW).

Tabela 2. Oszacowanie rocznych efektów Inwestycji 2 po jej pełnej realizacji
(opracowanie własne)

Segment inwestycyjny	Efekty				
	produkcja (+) / redukcja zużycia (-) energii elektrycznej (ee) / ciepła (c) [TWh]				wartościowe [mld PLN]
	ee (+)	ee (-)	c (+)	c (-)	
Wymiana 240 mln żarówek w 12 mln domów/mieszkań	-	15	-	-	10
Rewitalizacja 250 tys. domów jednorodzinnych	1,2	-	-	3,5	1,4
Instalacja mikrobiogazowni w 16 tys. gospodarstw rolnych mało- i średniotowarowych	1,3	-	1,3	-	0,7*
Budowa biogazowni w 800 gospodarstwach rolnych wielkotowarowych	0,6	-	0,6	-	0,2*
Ogółem	3,1	15	1,9	3,5	
Efekty wartościowe [mld PLN]					
	1,5*	10	0,2*	0,6	-12,3

* Wartość uwzględniająca odliczenie kosztów substratów.

W tabeli 2 przedstawiono oszacowanie skutków Inwestycji 2 z pominięciem odradzającego się funduszu inwestycyjnego. W ten sposób oszacowanie skrajnie uproszczono, ale tym samym zapewniono jego łatwą weryfikację. Takie znacznie zaniżone oszacowanie (w stosunku do oszacowania bez uproszczenia) działa na niekorzyść Inwestycji 2.

Do oszacowań przedstawionych w tabeli 2 przyjęto nakłady inwestycyjne według danych z tabeli 1 (źródło PV, mikrobiogazownia, biogazownia), a ponadto dane dodatkowe:

- koszt głębokiej termomodernizacji – około 30% wartości domu wynoszącej 400 tys. złotych,
- wyjściowe zużycie ciepła w domu – 200 kWh/m²/rok,
- moc żarówki podlegającej wymianie – 70 W,
- roczny czas użytkowania żarówki – około 1000 godzin,
- cena źródła LED – 20 złotych.

Na podstawie tych danych oszacowano, że rewitalizacja jednego domu jednorodzinnego zapewnia roczną produkcję energii elektrycznej wynoszącą około 4,5 MWh oraz roczną redukcję zużycia ciepła wynoszącą około 14 MWh. Instalacja mikrobiogazowni w gospodarstwie rolnym mało- lub średniotowarowym zapewnia produkcję około 80 MWh energii elektrycznej i około 80 MWh ciepła. Budowa biogazowni w gospodarstwie rolnym wielkotowarowym zapewnia produkcję około 0,8 GWh energii elektrycznej i około 0,8 GWh ciepła. Wymiana żarówki zapewnia roczną redukcję zużycia energii elektrycznej równą około 63 kWh. Do oszacowań efektów wartościowych przyjęto ceny: energii elektrycznej – 700 zł/MWh, ciepła – 160 zł/MWh (każdorazowo z uwzględnieniem podatku VAT).

3. Omówienie wyników analizy. Najogólniejsza synteza wyników przedstawionych w tabeli 2 obejmuje cztery główne wnioski, związane:

- ze znacznie większym rocznym efektem rzeczowym Inwestycji 2 w porównaniu z Inwestycją 1,
 - z nieporównywalnie krótszym czasem zwrotu Inwestycji 2,
 - z koniecznością odstąpienia od dotychczasowych metod porównawczych inwestycji wielkoskalowych i prosumentckich,
 - z wielkim korzystnym wpływem zamiany Inwestycji 1 na Inwestycję 2 na cały rozwój gospodarczy.
1. Alternatywna Inwestycja 2 zapewnia łączny roczny efekt na rynku energii elektrycznej równy ponad 18 TWh (15 TWh dotyczy redukcji zużycia w obszarze oświetlenia, 3 TWh – produkcji w budynkowych źródłach fotowoltaicznych (PV) zintegrowanych z domami jednorodzinnymi oraz w mikrobiogazowniach i biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Jest to efekt ponad 1,5 raza większy niż efekt z Inwestycji 1 (roczna produkcja bloku jądrowego wynosi 11 TWh). Inwestycja 2 zapewnia ponadto bardzo istotny dodatkowy efekt rzeczowy na rynku ciepła; łączny efekt roczny wynosi na tym rynku 5,4 TWh (3,5 TWh dotyczy redukcji zużycia ciepła na cele grzewcze w domach jednorodzinnych, 1,9 TWh – produkcji ciepła w mikrobiogazowniach i biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Efekty Inwestycji 2 na rynku energii elektrycznej i rynku ciepła przekładają się bardzo korzystnie na redukcję emisji dwutlenku węgla. Inwestycja 2 zapewnia mianowicie roczne zmniejszenie emisji CO₂ wynoszące około 18 mln ton, podczas gdy blok jądrowy – niecałe 10 mln ton.
 2. Prosty okres zwrotu kapitału Inwestycji 2 (około 3,5 roku) jest o rząd mniejszy niż Inwestycji 1 (35 lat). O niezwykle krótkim okresie zwrotu kapitału Inwestycji 1 decyduje (powszechna) modernizacja

oświetlenia. Należy podkreślić, że potencjał tego efektu dotyczy tylko pierwszego bloku jądrowego (potencjał całkowicie się wyczerpuje wraz z wymianą 240 mln tradycyjnych żarówek na oświetlenie LED).

3. Chociaż dominujący efekt Inwestycji 2 wiąże się z modernizacją oświetlenia, to jednak wyczerpanie tego efektu (ograniczonego do pierwszego bloku jądrowego) nie niweluje ogromnej przewagi prosumenckich rozwiązań energetycznych nad energetyką jądrową. Uwzględnienie w rachunku ekonomicznym rachunku dyskonta, w tym „odradzającego się” z dużą dynamiką funduszu inwestycyjnego (funduszu rewolwingowego), wskaże wielką obfitość nowych rodzajów inwestycji (o strukturze odmiennej od struktury Inwestycji 2). Szczególne perspektywy wiążą się z szeroko rozumianym przemysłem ICT (w tym z rozwojem inteligentnej infrastruktury, która będzie, po technologiach oświetleniowych, kolejnym segmentem technologicznym w energetyce przenoszącym punkt ciężkości z produkcji energii elektrycznej na efektywność jej użytkowania, czyli na redukcję zapotrzebowania).
4. Inwestycja 2 ma bez wątpienia potencjał programu **modernizacyjnego** w dwóch kluczowych obszarach: budownictwa oraz rolnictwa (także w obszarze modernizacji obszarów wiejskich). Realizacja programu modernizacyjnego w budownictwie automatycznie wykreuje program **rozwojowy** o wielkim potencjale masowej innowacyjności w obszarze inteligentnej infrastruktury budynkowej.

CZĘŚĆ 3. REKOMENDACJE

Przedstawione tu rekomendacje mają u podstaw założenie, że w programie jądrowym polskiemu sojuszu polityczno-korporacyjnemu nie zależy na budowie elektrowni jądrowych, bo ta jest z przyczyn fundamentalnych niemożliwa. Chodzi natomiast o realizację różnorodnych celów, do czego wystarczające jest podtrzymywanie tego programu przy „życiu”.

1. Rekomenduje się, aby dyskusję o energetyce jądrowej prowadzoną dotychczas w języku *homo sovieticus*, *homo energeticus* i *homo economicus* (narzuconą przez sojusz polityczno-korporacyjny za pomocą dokumentu „Polityka energetyczna Polski” w kolejnych wersjach: do 2030 roku, do 2050 roku) zastąpić dyskusją w kategoriach przebudowy energetyki jako projektu o znaczeniu cywilizacyjnym dla Polski. Byłby to w szczególności projekt pozwalający Polsce wyrwać się po raz pierwszy z naśladowczego modelu rozwoju i wejść na drogę rozwoju innowacyjnego.
2. W ślad za tym rekomenduje się podjęcie dyskusji o systemowej nieadekwatności (realizacji) programu energetyki jądrowej w Polsce względem globalnego środowiska rewolucji energetycznej, ale także względem polskiego środowiska regulacyjno-organizacyjnego energetyki. Należy w związku z tym poszukać odpowiedzi na pytanie, czy Polska ma powrócić do energetyki scentralizowanej, paramilitarnej, z dominującym interwencjonizmem państwowym (tylko w takim środowisku można zrealizować polski program jądrowy), czy jednak zmierzać do energetyki rynkowej (oznacza ona obecnie, w kontekście rozwojowym, przede wszystkim innowacyjną energetykę prosumencką, ukierunkowaną na wykorzystanie dużego potencjału partycypacji prosumenckiej, czyli na wykorzystanie inicjatywy/przedsiębiorczości milionów obecnych odbiorców, od pojedynczego obywatela, przez samorządy, aż po KGHM – zob. załącznik 1). Innymi słowy: czy Polska chce cofnąć się w energetyce o 50 lat (początki energetyki jądrowej na świecie), co współcześnie pociągnie za sobą istotne kłopoty w całej gospodarce, czy też jest gotowa podjąć wysiłek na rzecz przyszłości? (W ślad za odpowiedzialną decyzją o powrocie do energetyki scentralizowanej, paramilitarnej, z dominującym interwencjonizmem państwowym, musiałaby iść decyzja o wystąpieniu z Unii Europejskiej).
3. Rekomenduje się podjęcie dyskusji o energetyce jądrowej w Polsce w kategoriach wielkiego ryzyka niewykorzystania historycznej szansy na przebudowę energetyki na świecie (w tym z obniżeniem kosztów energetycznych ponoszonych przez ludność i całą gospodarkę oraz z ochroną środowiska). Ważne byłoby dwa kierunki tej dyskusji.

Po pierwsze, chodzi o ukierunkowanie w kontekście rozwierających się nożyc: z jednej strony wzrostu jednostkowych projektowych nakładów inwestycyjnych oraz wydłużającego się projektowego czasu realizacji bloków/elektrowni jądrowych, z drugiej natomiast – wielkiego spadku cen i czasu realizacji rozwiązań prosumenckich (zob. załącznik 2). Ukierunkowanie to jest ważne ze względu na kryterium konkurencyjności.

Po drugie, chodzi o ukierunkowanie w kontekście makroekonomii i bilansu płatniczego kraju (zob. załącznik 3). To z kolei ukierunkowanie jest ważne, bo program energetyki jądrowej bez wątpienia potwierdza tezę o ryzyku postkolonializmu dotyczącym Polskę (w sensie takim jak sygnalizowany w pracy [14]). Realizacja programu oznacza, że Polska do końca stulecia udostępni swój rynek wewnętrzny energii elektrycznej technologii, w zakresie której nie ma żadnych kompetencji. Co więcej, na świecie technologia ta jest w odwrocie, a przy tym pociąga za sobą ryzyko niemożliwe do ubezpieczenia. W dodatku Polska musiałaby za nią zapłacić globalnym dostawcom dóbr inwestycyjnych (Areva, Westinghouse Toshiba, GE Hitachi – Hitachi GE) nie mniej niż 100 mld złotych (około 60% łącznych nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni), a innym firmom płacić ciągle do końca stulecia (za paliwo jądrowe i za składowane paliwa wypalonego).

4. Rekomenduje się podjęcie dyskusji dotyczącej wykorzystania 45 mld złotych potrzebnych do zbudowania w Polsce pierwszego bloku jądrowego – wraz z infrastrukturą sieciową (potrzebna jest rozbudowa nie tylko sieci przesyłowych, lecz także rozdzielczych), infrastrukturą logistyczną oraz infrastrukturą w postaci niezbędnych instytucji państwowych – na realizację alternatywnych inwestycji prosumenckich realizowanych w **kolejnych** dziewięciu latach okresu 2016–2024. Model roczny alternatywnych inwestycji prosumenckich jest uzasadniony bardzo krótkim (kilkutygodniowym, co najwyżej kilkumiesięcznym) czasem ich realizacji. Możliwości wykorzystania rocznych nakładów

inwestycyjnych, wynoszących 5 mld złotych, są różnorodne. Jedną z nich są inwestycje o strukturze takiej jak przedstawione w tabeli 2. Innych inwestycji, które mogą być realizowane, jest bardzo dużo (zob. załączniki: 4, 5, 6).

5. Przewidując, że Polska pozostanie na drodze demokracji i gospodarki rynkowej, rekomenduje się podjęcie dyskusji o potrzebie zmiany **narzędzi** do pobudzenia innowacyjności polskiej gospodarki i rzeczywistych działań na rzecz przebudowy energetyki. W ślad za tym stawia się (w szczególności) tezę o nieprzydatności (na obecnym etapie wielkiego wyprzedzenia kompetencji społecznych w stosunku do sposobu funkcjonowania sojuszu polityczno-korporacyjnego) dokumentów „Polityka energetyczna Polski” oraz „Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej”. Dokumenty te i podobne, dotyczące energetyki, w ostatnich latach utraciły w Polsce wiarygodność, ponieważ nie są realizowane. Pierwszorzędne znaczenie ma jednak to, że są one metodologicznie niespójne z narzędziami Unii Europejskiej. Dokumenty unijne są adekwatne do środowiska demokratycznego i rynkowego: koncentrują się głównie na celach strategicznych, które mają/powinny zostać osiągnięte w kolejnych horyzontach (2020, 2030, 2040, 2050), a przy tym respektują realia społeczne (rosnący szybko kapitał społeczny oraz zmieniające się struktury biznesowe) i są silnie powiązane z właściwymi regulacjami prawnymi.

Tymczasem dokumenty polskie, zwłaszcza „Polityka energetyczna Polski”, określają szczegółowe scenariusze rozwojowe bliskie dawnym planom charakterystycznym dla gospodarki centralnie planowanej (socjalistycznej), też nigdy nierealizowanym (!). Poza tym są to scenariusze z jednej strony ukierunkowane na petyfikację struktur biznesowych (organizacyjnych, zarządczych) w energetyce nieefektywnych w warunkach rynkowych, z drugiej zaś – pomijające dynamiczne zmiany społeczne i wreszcie – w bardzo dużym stopniu autonomiczne względem regulacji prawnych (jakość tych ostatnich jest zresztą absolutnie poniżej wymagań; pouczającymi przykładami obrazującymi psucie prawa są prawo energetyczne oraz ustawa o odnawialnych źródłach energii).

W zamian rekomenduje się **doktrynę** energetyczną (zob. załącznik 4), która umożliwi określenie rynkowych **mechanizmów** przebudowy energetyki. Ponadto rekomenduje się **program** przebudowy energetyki jako opłacalną inwestycję Polaków w ich indywidualny majątek, napędzający rozwój całej polskiej gospodarki, czyli jako przeciwieństwo petyfikacji blokującej masową innowacyjność (zob. załącznik 6).

ZAŁĄCZNIK 1

NOWY (W TERMINACH ENERGETYKI PROSUMENCKIEJ) OPIS RYNKU „ENERGETYCZNEGO” – POTENCJAŁ RYNKOWY

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

Segment 1.

Właściciele domów, gospodarstw rolnych, wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy” budynków (energetyka budynkowa)

PME 1 (prosumenckie instalacje energetyczne): 70 tys. nowych domów budowanych rocznie, 6 mln domów (w miastach i na obszarach wiejskich) przeznaczonych do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na: kolektory słoneczne, pompy ciepła, instalacje MOA, smart EV (ang. *Electric Vehicles*).

PME 2: 130 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych) – potencjalny rynek popytowy na: kolektory słoneczne, pompy ciepła, ogniwa PV, a także na usługi *car sharing*.

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

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

Segment 2.

Samorządy, spółdzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikro sieci, sieci lokalne)

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

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

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

PISE 4 (*Smart City*): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego; rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy potencjalny rynek popytowy na instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarni śmieci; przede wszystkim wielki potencjalny rynek podaży-popytowy na usługi *car sharing* dla całego miasta.

Segment 3.

Przedsiębiorcy, infrastruktura PKP (autogeneracja, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, sieci przemysłowe, sieć energetyczna PKP; „energetyka przemysłowa”)

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

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

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

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

ZAŁĄCZNIK 2

KRYTYCZNA ANALIZA CEN – TRENDY CENOWE

Zasadnicza trudność w analizach cenowych dotyczących energetyki prosumenckiej wiąże się z tym, że nie są jeszcze ukształtowane łańcuchy wartości oraz instalacje realizujące te łańcuchy (łańcuchy wartości i instalacje są ze sobą powiązane w „uwikłany” sposób). Oto ceny (dynamika zmian cenowych) w charakterystycznych segmentach energetyki prosumenckiej (dodatkowo dla dużych turbin wiatrowych, które są charakterystyczne dla segmentu IPP energetyki – ang. *Independent Power Producers*). Ze względu na zróżnicowanie technologiczne energetyki prosumenckiej sposób prezentacji cen jest bardzo eklektyczny. Należy przy tym podkreślić, że o przyszłości energetyki prosumenckiej zadecydują koszty całych instalacji (zintegrowanych technologii), mniejsze znaczenie mają natomiast ceny odrębnych urządzeń.

Niezależnie od trudności, jest sprawą bezdyskusyjną, że potencjał obniżki cen urządzeń (dóbr inwestycyjnych) dla energetyki prosumenckiej wynika z efektu produkcji fabrycznej i efektu wzrostu rynków. Za punkt wyjścia przedstawionej analizy przyjmuje się podobieństwo do sytuacji w elektronice. Warto w tym miejscu nawiązać

do historii w przemyśle mikroprocesorowym (decyduje o tym zwłaszcza znaczenie, z punktu widzenia rozwoju energetyki prosumenckiej, takich technologii jak źródła PV i infrastruktura *smart grid* EP, tj. Energetyki Prosumenckiej). W 1965 roku Gordon Moor, założyciel firmy Intel, prognozował, że złożoność obwodów scalonych w stosunku do ich ceny będzie się podwajała co roku (w latach 1965–1975 prognoza ta praktycznie spełniła się prawie dokładnie, a istota procesu opisanego za jej pomocą w gruncie rzeczy obowiązuje nadal). Doświadczenia z przemysłu mikroprocesorowego (wzrost jego skali) można oczywiście w różny sposób, ale zawsze bardzo ostrożnie, wykorzystywać do antycypowania rozwoju poszczególnych technologii w energetyce prosumenckiej.

1. Duże turbiny wiatrowe.

Zanim analizie zostanie poddany potencjał obniżki cen technologii prosumenckich w obszarach, w których główne znaczenie ma elektronika, trzeba uwzględnić, że historycznie efekt produkcji fabrycznej i wzrostu rynku wystąpił najpierw w energetyce wiatrowej – w segmencie dużych turbin wiatrowych o mocy jednostkowej 1–3 MW (stanowiących podstawę rozwoju farm wiatrowych budowanych w formule IPP, czyli przez pretendujących do rynku – inwestorów, ale nie prosumentów).

W ostatnich 40 latach duże turbiny wiatrowe taniały o 7% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku; w tym okresie łączna moc zainstalowana farm wiatrowych zwiększyła się z 0,3 GW (1984) do 240 GW (2011) [11]. Tej ostatniej wartości odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca ponad 500 TWh, co oznacza, że jest ona około 4,5 razy większa od rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Takiej produkcji energii elektrycznej na farmach wiatrowych odpowiada, przy strukturze paliw charakterystycznej dla polskiej elektroenergetyki, redukcja emisji dwutlenku węgla o około 450 mln ton, przy emisji CO₂ związanej z produkcją energii elektrycznej w Polsce wynoszącej około 120 mln ton.

2. Technologie domu pasywnego.

Najsilniejszą (bilansowo) technologią przełomową jest dom pasywny, o zużyciu ciepła na cele grzewcze wynoszącym 15 kWh/m²/rok. Wartość ta jest 20 razy mniejsza niż zapotrzebowanie budynków w Polsce oddanych do użytkowania do końca lat siedemdziesiątych XX wieku oraz ośmiokrotnie mniejsza niż zużycie ciepła wymagane obecnie przez przepisy budowlane. Należy podkreślić, że wykorzystanie technologii domu pasywnego do głębokiej termomodernizacji istniejących zasobów budynkowych pozwala zmniejszyć zużycie ciepła na cele grzewcze do poziomu 30–50 kWh/m²/rok. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około 15–20% wartości budynku. Tradycyjna termomodernizacja (w zakresie obejmującym docieplenie ścian i stropów oraz wymianę okien, bez wymiany urządzeń grzewczych) w wypadku domu jednorodzinnego (kamienicy wspólnoty mieszkaniowej, bloku mieszkalnego spółdzielni mieszkaniowej) zmniejsza zużycie ciepła grzewczego o 30–50%. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około 10% wartości rynkowej domu.

3. Ogniwa PV.

W wypadku ogniw PV warto bezpośrednio nawiązać do historii w przemyśle mikroprocesorowym. Doświadczenia te (wzrost skali tego przemysłu) dadzą się łatwo przenieść na przemysł technologii elektronowych, w którym tkwi potencjał wzrostu efektywności energetycznej ogniw PV i obniżki ich cen. Doświadczenia te pozwalają w szczególności lepiej zrozumieć, dlaczego ogniwa PV taniały w ostatnich 30 latach o 22% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku (wzrost łącznej mocy zainstalowanej).

W rezultacie cena ogniw PV w 2010 roku wynosiła około 2,5–2,8 euro/W. W horyzoncie roku 2030 antycypuje się cenę 0,7–0,9 euro/W, a w horyzoncie roku 2050 – cenę 0,6 euro/W [11].

W końcu 2011 roku na polskim rynku były już osiągalne ceny 1,5 euro/W, podczas gdy ceny promocyjne na świecie – w Chinach czy USA – spadły do 1 euro/W. Obniżenie cen w 2011 roku wynikało z ponad dwukrotnego wzrostu mocy zainstalowanej ogniw PV na świecie w latach 2010–2011. Wiązało się ponadto z radykalnym obniżeniem wsparcia dla tej technologii w Niemczech (obniżenie cen *feed-in tariff* energii elektrycznej z ogniw PV o około 30%).

Rozwój technologii PV, która w XXI wieku stała się głównym kierunkiem rozwojowym w światowej energetyce, pokazuje, czym jest współczesny wyścig technologiczny. W 2000 roku moc zainstalowana w energetyce PV wynosiła na świecie 1,4 GW, a inwestorzy/prosumenci płacili za ogniwa PV po 70 tys. dol./kW. Obecnie moc zainstalowana wynosi 140 GW, a inwestorzy/prosumenci płacą za ogniwa PV (łącznie z przekształtnikami energoelektronicznymi i montażem) niewiele ponad 1 tys. euro/kW. Prognozy na rok 2014 mówią o dalszym wzroście mocy zainstalowanej o 50 GW. Na koniec 2014 roku moc zainstalowana osiągnęła 180 GW. Takiej wartości odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej znacznie ponad 220 TWh, co stanowi prawie dwukrotność rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Podobnie jak to wskazano w odniesieniu do dużych turbin wiatrowych, rozwój produkcji energii elektrycznej w ogniwach PV odpowiada określonej redukcji emisji dwutlenku węgla (o ponad 200 mln ton – przy podanej już wcześniej emisji związanej z produkcją energii elektrycznej, wynoszącej w Polsce około 120 mln ton).

Wreszcie – co najważniejsze, antycypowane inwestycje w energetykę PV w 2014 roku wyniosą w wymiarze wartościowym ponad 50 mld euro (bardzo grube oszacowanie). Ponieważ technologie PV mają charakter rozwojowy, to związany z nimi rynek inwestycyjny, wart 50 mld euro, jest bez wątpienia istotnym poligonem innowacyjności i ważnym miejscem walki o przewagę konkurencyjną (firm, państw, regionów).

4. Mikrobiogazownie.

W wypadku mikrobiogazowni, z agregatem kogeneracyjnym o jednostce napędowej praktycznie takiej jak silnik samochodowy, warto z kolei odnieść się do ceny samochodu Ford T. W 1908 roku wynosiła ona 825 dolarów (taką ceną Henry Ford rzucił na kolana europejskich producentów aut), a w roku 1916 – już tylko 290 dolarów (było to minimum ceny Forda T w całej jego świetnej historii). Podkreśla się, że samochód Ford T był innowacją przełomową. Prosumencki łańcuch wartości z mikrobiogazownią zdolną do pracy w trybie *semi-off grid* też jest bez wątpienia (na obszarach wiejskich w Polsce) innowacją przełomową.

5. Żarówki LED.

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

Z tak wielkimi spadkami cen wiąże się oczywiście wielkie ryzyko błędu szacowania (niedowartościowania, przewartościowania) wpływu oświetlenia LED na redukcję zużycia energii elektrycznej. Przykładem są tu prognozy globalnej firmy doradczej Frost & Sullivan. W sierpniu 2011 roku antycypowała ona wzrost wartościowy światowego rynku oświetlenia LED z 0,5 mld dolarów w 2010 roku do 2 mld dolarów w roku 2017. Już w grudniu 2013 roku ta sama firma przewidywała jednak, że rynek wzrośnie z 3,6 mld dolarów w 2011 roku do 23 mld dolarów w roku 2017.

Gdyby tę ostatnią antycypację uznać za realną, to zakładając roczny spadek cen żarówek LED wynoszący 20%, łatwo oszacować, że globalny przemysł oświetleniowy w latach 2011–2018 powiększy aż 30-krotnie swój wkład w redukcję zużycia energii elektrycznej. Byłby to wzrost ogromny, bo wkład początkowy (2011) jest w przybliżeniu następujący: redukcja mocy – 160 GW, redukcja energii elektrycznej – 250 TWh, redukcja emisji CO₂ (dla struktury mocy wytwórczych takiej jak w Polsce) – 200 mln ton (do oszacowania wkładu początkowego założono, że cena żarówki LED o mocy 10 W, zastępującej tradycyjną żarówkę 100 W, wynosiła w 2011 roku około 20 dolarów).

6. Samochody elektryczne (EV).

Antycypowana obniżka cen wyposażenia samochodu elektrycznego EV (silnik elektryczny, przekształtnik energoelektroniczny, bateria akumulatorów, klimatyzacja, przeniesienie napędu) w latach 2013–2015 wynosiła około 40% (już wkrótce obniżka ta będzie mogła być szczegółowo zweryfikowana).

Z tym się wiąże się wzrost rynku sprzedaży samochodów elektrycznych (por. tabela A). Antycypowany łączny udział samochodów EV i hybrydowych w rynku sprzedaży w Japonii w latach 2011–2016 zwiększy się z 10% do 20%, a w 2020 roku ma wynosić już 50%. W USA i Europie udział ten w latach 2011–2016 wzrośnie praktycznie od zera do odpowiednio 10% i 5%; na świecie będzie to wzrost od 1% do 5%.

Tabela A. Udział samochodów EV w sprzedaży nowych samochodów, przy całkowitym rynku sprzedaży w 2013 roku wynoszącym 83 mln samochodów

(opracowanie własne, z wykorzystaniem prognoz: D. Appleyard, *Supercharging Renewables, Electric Vehicles Move into the Fast Lane*, „Renewable Energy World Magazine” 2010, Vol. 13, No. 2, s. 26–34)

Rok	USA	Japonia*	Niemcy	Francja	Norwegia	Europa	Świat
2000							10 tys.
2011	1%	10%				1%	1%
2013					10% ²		
2016	10%	20%	0,25 mln			5%	5%
2020		50%	1 mln	2 mln			
2030			5 mln				
2050			100% ³				

*Samochody hybrydowe i EV łącznie. 2 IV kwartał. 3 W ruchu miejskim.

Przyszłość samochodu elektrycznego zapowiadają następujące charakterystyczne informacje. Kapitalizacja amerykańskiej firmy Tesla tylko w 2013 roku wzrosła o 350%, do poziomu około 20 mld dolarów na koniec roku. (Podkreśla się, że debiut giełdowy Tesli, który miał miejsce w połowie 2010 roku, był pierwszym na rynku motoryzacyjnym w USA od 1956 roku, a oczekiwana kapitalizacja przed debiutem wyniosła około 1 mld dolarów).

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

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

W tej sytuacji nie jest zaskoczeniem, że niemiecki przemysł motoryzacyjny (fabryki: Audi, BMW, Daimler, Ford, Opel, Porsche, Volkswagen) zapowiedział w 2013 roku wypuszczenie na rynek od 14 do 16 nowych modeli samochodów elektrycznych do końca 2014 roku. Należy podkreślić, że zapowiedź ta nastąpiła po sukcesie BMW i3, miejskiego samochodu EV. (O sukcesie BMW i3 świadczy to, że w roku 2014, czyli praktycznie w ciągu 12 miesięcy od prezentacji rynkowej, zostało sprzedanych 10 tys. tych samochodów; zamówienia były większe, ze względu jednak na niewystarczające moce produkcyjne część chętnych nie mogła kupić samochodu w 2014 roku).

Oto konfrontacja ceny energii elektrycznej pozyskiwanej z reprezentatywnej budynkowej instalacji PME (dom jednorodzinny) z ceną WEK. Do porównania wybrano, w wypadku energetyki prosumenckiej, budynkowy układ hybrydowy MOA obejmujący: mikrowiatrak 2,5 kW (900 euro/kW) oraz PV 3 kW (1100 euro/kW) z baterią akumulatorów (200 euro/kWh pojemności) i przekształtnikami energoelektronicznymi (1000 zł/kW). Czas pracy układu hybrydowego wynosi około 25 lat, produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu – 150 MWh. Nakład inwestycyjny prosumenta (w całym okresie życia układu), obejmujący mikrowiatrak i PV (22,5 tys. złotych), akumulator i przekształtniki (22,5 tys. złotych) daje sumę 45 tys. złotych. Zestawić ze sobą należy zatem wartość 0,3 zł/kWh w wypadku mikroinstalacji prosumenckiej z wartością 0,6 zł/kWh, gdy energia jest nabywana od sprzedawcy z urzędu. (Przedstawione oszacowanie jest skrajnie uproszczone i wymaga pogłębionej weryfikacji. Z drugiej strony pokazuje ono, że konieczna jest już zmiana modeli ekonomicznych do oceny porównawczej efektywności inwestycji w energetyce WEK i energetyce prosumenckiej).

ZAŁĄCZNIK 3

WYMIAR MAKROEKONOMICZNY WIELKOSKALOWEJ ENERGETYKI KORPORACYJNEJ W POLSCE

W rankingach największych przedsiębiorstw („Forbes”, „Polityka”) w pierwszej piątce lokują się trzy przedsiębiorstwa energetyczne (PKN Orlen, Grupa Lotos, PGE, a w pierwszej dwudziestce – 10 takich podmiotów (oprócz wymienionych trzech są to: Tauron, Energa, PGNiG, Kompania Węglowa, Enea, Orlen Paliwa, Jastrzębska Spółka Węglowa). Wśród 20 największych przedsiębiorstw nie ma natomiast ani jednej firmy technologicznej.

Podobną strukturę ma tylko Rosja: w rankingach największych firm dominują przedsiębiorstwa energetyczne, przede wszystkim paliwowe, z tą jednak różnicą, że rosyjskie przedsiębiorstwa paliwowe są podmiotami eksportowymi, polskie natomiast – importowymi. Należy podkreślić, że dominacja przedsiębiorstw energetycznych oznacza ogólnie nieadekwatność biznesową/organizacyjną i strukturalną takich podmiotów we współczesnym świecie, zwłaszcza w dwóch aspektach. Jest to, po pierwsze, nieadekwatność priorytetów oznaczająca XX-wieczne podporządkowanie gospodarki bezpieczeństwu energetycznemu, podczas gdy wiek XXI umożliwia już odwrócenie tej kolejności. Po drugie, jest to nieadekwatność charakterystyczna dla krajów posiadających ciągle niewykorzystany wielki potencjał poprawy efektywności energetycznej gospodarki (obniżenia jej energochłonności/elektrochłonności).

Tabela B. „Kolonizacyjno-fiskalny” model polskiej energetyki.
Dane szacunkowe dla roku 2014 [w miliardach złotych] (opracowanie własne)

ENERGETYKA WEK						
Rynki końcowe (z podatkami i paropodatkami)	~180	paliwa transportowe		energia elektryczna	ciepło	
		100		48	30	
Import	>75	paliwa				
		ropa	gaz	węgiel	biomasa*	
		45	15	3	0,6	
		dobra inwestycyjne				
		elektroenergetyka (głównie bloki węglowe)		gazownictwo	sektor paliw transportowych	
		6		3	3	
know-how (usługi konsultingowe) – bd.						
Podatki, paropodatki	~80	akcyza – 36 (dominujący udział paliw transportowych)				
		VAT – 38 (dominujący udział ludności)				
		CO2 – 6 (dominujący udział energetyki węglowej)				
Ukryte dopłaty	5	górnictwo węgla kamiennego – 5 (dominujący udział)				
MAKROEKONOMIA KRAJU PKB – 1600, zadłużenie – 800, budżet – 280, deficyt budżetowy – 47, rozporządalne przychody ludności – 600						

*Do współspalania, przede wszystkim do spalania w największym na świecie – o mocy 200 MW – biomasowym bloku kondensacyjnym (aberracja w skali świata).

ZAŁĄCZNIK 4

DOKTRYNA ENERGETYCZNA I PAKIET SZESĆCIU STRATEGICZNYCH PROGRAMÓW ENERGETYCZNYCH I OKOŁOENERGETYCZNYCH (OD MODERNIZACYJNEGO, PRZEZ ROZWOJOWE, DO POMOSTOWYCH)

Dynamika i głębokość zmian w światowej energetyce powodują, że tradycyjna polska polityka energetyczna (formułowana zgodnie z metodologią charakterystyczną dla energetyki monopolistycznej i centralnego planowania gospodarczego) staje się nieużyteczna. Dlatego konieczne jest jej zastąpienie Doktryną energetyczną. Wychodząc z założenia, że:

- przebudowa energetyki na świecie ma charakter strukturalny i jest nieuchronna, równocześnie jednak podlega skutkom bardzo zróżnicowanych uwarunkowań globalnych i jest spowalniana przez zróżnicowane interesy państw (regionów), a z drugiej strony musi sprostać obiektywnym wyzwaniom populacyjnym i surowcowym, rysującym się w perspektywie nadchodzących dwóch–trzech dekad,
- Unia Europejska w przebudowie energetyki widzi główny czynnik kreowania swojej globalnej przewagi technologicznej (konkurencyjnej), a także eliminowania zależności od importu nośników energii, i w związku z tym realizuje historyczny program transformacji energetyki korporacyjnej w prosumencką (i demokratyczną), wykorzystując instrumenty prawne, fiskalne i wsparcia publicznego,
- Polska ma komplet uwarunkowań (m.in. takich jak: renta zapóźnienia w energetyce WEK, w tym konieczność restrukturyzacji górnictwa; dobrze wykształcone zasoby kadrowe, zdolne do zbudowania polskiej energetyki prosumenckiej; wciąż duży potencjał motywacji społeczeństwa do bogacenia się; wielkie zasoby rolnictwa energetycznego) pozwalających wykorzystać światowe zmiany i strategię unijną do rozwiązania trudności restrukturyzacyjnych w energetyce i przede wszystkim do stworzenia długoterminowych perspektyw zrównoważonego rozwoju kraju,

należy przyjąć Doktrynę energetyczną, zgodnie z którą:

- najpóźniej do końca obecnej dekady nastąpi wyłączenie energetyki (wszystkich obecnych sektorów energetycznych) ze sfery specjalnych wpływów politycznych, w szczególności ze sfery działań na rzecz nowych ustaw specjalnych oraz na rzecz odstępstw (w postaci derogacji) od unijnych regulacji antymonopolowych i dotyczących pomocy publicznej (naruszającej konkurencję),
- horyzont 2020 roku (koniec unijnego okresu budżetowego, dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki) będzie granicznym horyzontem ulg (w zakresie ponoszenia kosztów zewnętrznych) dla wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK) i wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE); w wypadku źródeł OZE chodzi o wyeliminowanie wsparcia inwestycji realizowanych po 2020 roku (wsparcie przyznane inwestycjom zrealizowanym przed tym terminem zostanie utrzymane),
- energetyka prosumencka (rozciągnięta na całą gospodarkę, aż po wielki przemysł, z autogeneracją) wraz z niezależnymi inwestorami będzie stopniowo stawać się głównym gwarantem rynkowych mechanizmów kształtowania bezpieczeństwa energetycznego; w szczególności prosument będzie odpowiedzialny za swoją sytuację energetyczną (bezpieczeństwo energetyczne), co pod względem technicznym staje się już możliwe z uwagi na gwałtowny rozwój nowych technologii (energetycznych i okołoenerygetycznych),
- systematyczne zmniejszanie uzależnienia polskiej gospodarki od importu paliw będzie realizowane za pomocą efektywnej polityki surowcowej (której obecnie nie ma; w szczególności przeprowadzony zostanie rzetelny bilans krajowych zasobów węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu ziemnego, a następnie opracowany długofalowy plan ich wykorzystania).

Głębokie zmiany wywołane (potencjalnie) doktryną muszą dotknąć praktycznie wszystkich kluczowych sektorów gospodarczych. 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 społeczeństwa prosumeckiego) jest dla Polski kluczem do sukcesu w dokonującym się nowym układaniu świata.

Należy podkreślić, że synteza ta, stanowiąca istotę proponowanej doktryny, daje Polsce szansę przede wszystkim dlatego, że pozwoli uwolnić się od wynoszenia (charakterystycznego dla krajów postsocjalistycznych) bezpieczeństwa energetycznego nad wszystkie inne problemy.

Wynika stąd znaczenie krajowych programów okołoenerygetycznych (gospodarczych, powiązanych z programami społecznymi): modernizacyjnych, rozwojowych, pomostowych. Szczególną wagę przywiązuje się do sześciu programów, przy tym programu modernizacyjnego (I); w szczególności programy rozwojowe (II do IV) mają walor trwałych programów o masowym oddziaływaniu. Programy II i IV stanowią najsilniejszy czynnik przyspieszenia edukacyjnego całego społeczeństwa w zakresie użytkowania nowych technologii (w tym zaawansowanej infrastruktury inteligentnej). **Programy te powinny być celem cywilizacyjnym dla Polski.**

1. **Program I (P), modernizacyjny.** Dotyczy on pobudzenia efektywnościowego (prosumenckiej) energetyki przemysłowej.
2. **Program II (OW), rozwoju energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich.** Obszary te są potencjalną kolebką energetyki prosumenckiej. Nastąpiło tu duże wyprzedzenie technologiczne elektroenergetyki przez inne rodzaje infrastruktury: telekomunikację, wodociągi, oczyszczalnie, drogi; istnieją ponadto zasoby i potrzeby, takie jak reelektryfikacja czy wymagania środowiskowe; wreszcie – badania socjologiczne wskazują, że obszary wiejskie są najlepiej przygotowane do dyfuzji energetyki prosumenckiej – mają dużą przewagę motywacyjną na rzecz przyspieszenia tej dyfuzji.
3. **Program III (RE), rozwoju rolnictwa energetycznego.** Dotyczy on restrukturyzacji rolnictwa, głównie w obszarze gospodarstw wielkotowarowych (powyżej 50 ha), i jest ukierunkowany na efektywne wykorzystanie polskich zasobów gruntów ornych, uwzględniające pełną równowagę żywnościowo-energetyczną.
4. **Program IV (M), rozwojowy.** Dotyczy on energetyki w miastach (z wyłączeniem „wielkiego przemysłu”) i obejmuje trzy kierunki działań: rewitalizację zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego, rozwój odnawialnych źródeł energii oraz rozwój systemów *car sharing* i infrastruktury transportu elektrycznego.
5. **Program V (WEK), pomostowy.** Polega on na intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK. W największym uproszczeniu, ale bardzo wiarygodnie, szacuje się, że bezinwestycyjne zasoby tej energetyki są w horyzoncie 2050 roku całkowicie wystarczające. Głównym warunkiem programu są dwa wielkie transfery paliwowe do segmentu źródeł wytwórczych energii elektrycznej (kogeneracyjnych, poligeneracyjnych) w energetyce prosumenckiej, przede wszystkim przemysłowej i budynkowej. Transfer gazu z rynku ciepła (wypieranego przez technologie domu pasywnego, przez pompy ciepła i biomasowe źródła ciepła) będzie bardzo szybki, transfer paliw transportowych natomiast (wypieranych przez transport elektryczny i biopaliwa) będzie wolniejszy. (Transfery paliwowe, zwłaszcza ten drugi, muszą być powiązane z istotnymi zmianami podatkowymi, akcyzowymi).
6. **Program VI (EE), pomostowy.** Dotyczy on intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK, w tym koordynacji bezinwestycyjnych zdolności wydobywczych kopalń i wytwórczych bloków (osobno dla węgla kamiennego i brunatnego) oraz zdolności przesyłowych sieci (przede wszystkim przesyłowych, ale także rozdzielczych).

ZAŁĄCZNIK 5

POLSKI MIKS ENERGETYCZNY: CELE 2020, 2030 ORAZ KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNA MAPA DROGOWA 2050

Racjonalny polski miks energetyczny 2050 został przedstawiony w tabeli C. Nowe zasoby energetyczne poza wielkoskalową energetyką korporacyjną (WEK), ułokowane w energetyce prosumenckiej (EP), są wystarczające do ochrony bezpieczeństwa energetycznego z zachowaniem racjonalności ekonomicznej.

Z jednej strony są to bardzo wielkie zasoby w obszarze redukcji zużycia ciepła, a także paliw transportowych (w mniejszym stopniu – w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej). Z drugiej strony są to wielkie zasoby w obszarze produkcji energii elektrycznej, a także ciepła w odnawialnych źródłach energii (w mniejszym stopniu – w zakresie produkcji biopaliw płynnych/gazowych dla potrzeb transportu).

Wycofanie się Polski z programu energetyki jądrowej jest w takiej sytuacji priorytetowym zadaniem politycznym. Rezygnacja z nowych projektów inwestycyjnych w energetykę WEK (znajdujących się na etapie planowania) jest warunkiem obniżenia ryzyka wystąpienia kosztów osieroconych (ang. *stranded costs*).

Konieczna jest natomiast intensyfikacja wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK, głównie przez rewitalizację istniejących węglowych bloków wytwórczych oraz wykorzystanie obciążalności dynamicznej napowietrznych linii elektroenergetycznych.

Tabela C. Polski miks energetyczny 2050 (opracowanie własne)

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

* Oznaczenia indeksów: *ch* – energia chemiczna, *c* – ciepło, *el* – energia elektryczna.

** 100% węgla wykorzystane do zasilania elektrowni kondensacyjnych.

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

ZAŁĄCZNIK 6

PRZEBUDOWA ENERGETYKI (JAKO OPŁACALNA INWESTYCJA W INDYWIDUALNY MAJĄTEK POLAKÓW, NAPIĘDZAJĄCA ROZWÓJ CAŁEJ POLSKIEJ GOSPODARKI, CZYLI JAKO PRZECIWIENSTWO PETRYFIKACJI BLOKUJĄCEJ MASOWĄ INNOWACYJNOŚĆ)

Cztery pierwsze programy wymienione w załączniku 4, jeden modernizacyjny i trzy rozwojowe, tworzą obszar dla masowej (potencjalnej) innowacyjności. Oznaczają one bowiem stworzenie wielkiego rynku wewnętrznego dla szeroko rozumianego polskiego przemysłu ICT. Należy podkreślić, że w ostatnich kilkunastu latach polski przemysł ICT rozwijał się najszybciej w Europie. Był to niestety model rozwojowy ukierunkowany na inwestorów zewnętrznych (zapewniających kapitał i know-how) oraz eksport produkcji. Przebudowa energetyki w kierunku energetyki prosumenckiej, z udziałem inwestorów niezależnych (pretendentów do bardzo konkurencyjnego rynku energii, oferujących innowacje przełomowe), daje możliwość zmiany tego modelu, bo tworzy wielki rynek wewnętrzny.

W wymiarze społecznym najważniejszym segmentem przebudowy energetyki jest rewitalizacja zasobów mieszkaniowych (do standardu zasobów zeroenergetycznych, wyposażonych w zaawansowaną infrastrukturę inteligentną), na które składają się: 6 mln domów jednorodzinnych w miastach i na obszarach wiejskich (w tym 1,5 mln w gospodarstwach rolnych socjalnych i małotowarowych), 6 mln mieszkań w 450 tys. bloków mieszkalnych (należących do 4,5 tys. spółdzielni mieszkaniowych) oraz w 120 tys. kamienic należących do wspólnot mieszkaniowych. Wartość rynkową wymienionych zasobów mieszkaniowych szacuje się na około 2,8 bln złotych.

Narodowy program pobudzenia całej gospodarki za pomocą budownictwa mieszkaniowego powinien uwzględniać, że 20–30% istniejących zasobów nie nadaje się do rewitalizacji. Oznacza to, że ta część zasobów musi zostać zastąpiona nowymi (w istniejących planach zagospodarowania przestrzennego). Nakłady na rewitalizację 70–80% zasobów istniejących oraz na inwestycje w nowe zasoby (20–30%, nie zakłada się wzrostu liczby domów i mieszkań ze względu na antycypowaną bardzo silną, rzędu 15%, depopulację) w horyzoncie 2050 roku szacuje się na 700 mld złotych (nieco ponad 25% wartości zasobów). Wzrost wartości rynkowej zasobów po rewitalizacji szacuje się na 900 mld złotych (ponad 30% wartości zasobów). Roczne inwestycje na rzecz rewitalizacji szacuje się na ponad 16 mld złotych, a przyrost liczby miejsc pracy – na ponad 200 tys.

Uwaga 1. Przebudowa energetyki oznacza stopniowe wypieranie (ograniczanie) importu paliw i powiązane z tym wypieraniem tworzenie nowych miejsc pracy w bardzo innowacyjnym obszarze (technologie OZE, infrastruktura inteligentna, efektywność energetyczna). Innymi słowy, jest to finansowanie nowych miejsc pracy w innowacyjnym segmencie gospodarki za pomocą redukcji importu paliw. Należy ponadto podkreślić, że budżet Skarbu Państwa nie traci, a nawet zyskuje: podatki (akcyzowy i VAT) od paliw i energii zostają efektywnie zastąpione podatkiem VAT od dóbr inwestycyjnych dla energetyki prosumenckiej, a także podatkiem VAT i PIT płaconym przez pracowników nowo zatrudnionych (200 tys. osób).

Uwaga 2. W wymiarze politycznym przebudowa energetyki powinna być traktowana jako projekt cywilizacyjny umożliwiający po raz pierwszy wyrwanie Polski z rozwoju naśladowczego (zastąpienie rozwoju naśladowczego własną drogą rozwojową). Należy podkreślić, że narodowy program pobudzenia gospodarki za pomocą budownictwa mieszkaniowego w obecnym kontekście historycznym oznacza zarazem transformację społeczeństwa w kierunku społeczeństwa prosumenckiego (czyli wykorzystującego infrastrukturę inteligentną oraz wiedzę, w tym w zakresie energetyki, do zwiększania partycypacji prosumenckiej w całej gospodarce).

ŹRÓDŁA

- [1] „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” (dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- [2] „Polityka energetyczna Polski do 2050 roku” (projekt skierowany do konsultacji społecznych w sierpniu 2015 roku), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [3] „Ocena realizacji »Polityki energetycznej Polski do 2030 roku«” (załącznik 1 do „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [4] „Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby »Polityki energetycznej Polski do 2050 roku«” (załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [5] „Program działań wykonawczych na lata 2015–2018” (załącznik 3 do „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [6] „Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej” (projekt skierowany do konsultacji społecznych w sierpniu 2015), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.
- [7] *Historia elektryki polskiej*, t. 2: *Elektroenergetyka*, red. L. Nehrebecki, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1992.
- [8] Guła A., Popczyk J., *Czy warto inwestować w atom? Ekonomiczne i finansowe aspekty rozwoju energetyki jądrowej w Polsce*, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2010.
- [9] Kocot H., *Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
- [10] Popczyk J., *Energetyka rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
- [11] Popczyk J., *Energetyka prosumencka. O dynamice interakcji dwóch trajektorii rozwoju w energetyce: pomostowej/zstępującej i nowej/wstępującej*, Europejski Kongres Finansowy, Sopot 2014.
- [12] Popczyk J., *Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa*, http://www.klaster3x20.pl/sites/default/files/raport_popczyk_j_energetyka_prosumencka_jako_innowacja_przelomowa_0.pdf
- [13] Popczyk J., *Energetyka prosumencka. Od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie*, <http://www.klaster3x20.pl/sites/default/files/BZEP/11/POPCZYK%20Jan%20-%20ENERGETYKA%20PROSUMENCKA4.pdf>
- [14] Informacja o wynikach kontroli „Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej”, Najwyższa Izba Kontroli, Warszawa, marzec 2015, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,8459,vp,10547.pdf>
- [15] Bernardyn P., *SŁOŃCE jeszcze nie wzeszło. Tsunami. Fukushima*, Helion, Gliwice 2014.
- [16] Michalski B., *Triadyzacja i korporatyzacja gospodarki światowej w świetle tezy Susan Strange o odwróceniu państwa*, http://www.ism.uni.wroc.pl/sites/ism/art/michalski_triadyzacja_i_korporatyzacja_gospodarki_swiatowej_w_swietle_tezy_susan_strange_o_odwrocie_panstwa.pdf
- [17] Reprezentatywne badania opinii publicznej Centrum Badań Opinii Społecznej (CBOS) w sprawie planowanej budowy elektrowni jądrowej z kwietnia 2011 roku, marca 2013 roku, listopada 2014 roku.