

## ELEKTROWNIE JĄDROWE W POLSCE i ICH ALTERNATYWA

Jan Popczyk

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

*Po pierwsze, ze względu na coraz liczniejsze ryzyka związane 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. Bo przecież rola Polski sprowadzi się w wypadku energetyki jądrowej jedynie do płacenia za know-how, dobra inwestycyjne, paliwo, serwis, i do ... udostępnienia swojego wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Reszta będzie (przez 60 ... 70 lat, do wyłączenia reaktorów) w rękach globalnych dostawców, którzy już obecnie tracą grunt pod nogami. Zatem jak 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 będzie jeszcze kilkusetletni okres składowania wypalonego paliwa (trzeba przy tym pamiętać, że dotychczas nie ma jeszcze na świecie docelowych składowisk wypalonego paliwa)!*

### Streszczenie

Istotą Raportu jest skonfrontowanie inwestycji w pierwszy polski blok jądrowy 1500-1600 MW (Inwestycja 1) z inwestycją w postaci krajowego programu modernizacji oświetlenia (z tradycyjnego na LED) i programu rozwojowego obejmującego rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) oraz modernizację rolnictwa.

Nakłady inwestycyjne na pierwszy blok jądrowy (planowane uruchomienie: koniec 2024 roku) szacuje się na 45 mld PLN (do oszacowania przyjęto nakłady inwestycyjne zwiększone o koszty budowy infrastruktury, koniecznej w przypadku 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 PLN). Za 45 mld PLN alternatywnie można: wymienić 250 mln tradycyjnych żarówek na źródła LED, zrewitalizować 250 tys. domów jednorodzinnych, czyli około 4% takich domów, a ponadto zmodernizować około 16 tys. gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych, o powierzchni 10-50 ha (około 4% gospodarstw), oraz 800 gospodarstwach rolnych wielkotowarowych, o powierzchni 50-100 ha (znowu, około 4% takich gospodarstw). Rewitalizacja domu obejmuje jego głęboką termomodernizację oraz instalację źródła PV o mocy 4,5 kW. Modernizacja gospodarstwa mało- i średnio-towarowego polega na zainstalowaniu w nim mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 10 kW, a gospodarstwa wielkotowarowego – biogazowni o mocy elektrycznej 100 kW.

Podkreśla się, że wymienione inwestycje już w okresie budowy pierwszego bloku jądrowego (tu zakłada się w uproszczeniu okres 2016-2024) pozwalają uzyskać sukcesywnie narastające efekty w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej, przede wszystkim, w zakresie produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE, ale także w zakresie obniżki

zużycia ciepła w budynkach, wreszcie w zakresie produkcji ciepła w źródłach biogazowych; każdy z tych efektów zapewnia oczywiście redukcję emisji CO<sub>2</sub>.

Prosty okres zwrotu kapitału alternatywnej Inwestycji 2 (około 3,5 roku) jest o rząd mniejszy niż 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 – okres 35 lat). O tym niezwykle krótkim okresie decyduje (powszechna) modernizacja oświetlenia. Podkreśla się, że potencjał tego efektu (modernizacji oświetlenia) dotyczy tylko pierwszego bloku jądrowego (potencjał praktycznie się wyczerpuje całkowicie wraz z wymianą 240 mln tradycyjnych żarówek na oświetlenie LED).

Mimo to, zaprezentowane w ekspertyzie podejście, 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 powody.

1. Alternatywna Inwestycja 2, o bardzo krótkim okresie zwrotu nakładów, praktycznie ma ryzyko zerowe, w porównaniu z wielkim ryzykiem długoterminowym pierwszego bloku jądrowego. Poza tym Inwestycja 2 jest finansowana przez prosumentów, czyli finansowanie ma charakter bardzo rozproszony i tworzy fundament pod trwały wzrost efektywności energetycznej (pobudzeni do działania prosumenci 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, bo umożliwia wielką redukcję ryzyka inwestycyjnego. Trzy aspekty są tu szczególnie ważne.
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 kontynuowany pod żadnym pozorem przed zakończeniem budowy bloków Olkiluoto (Finlandia) oraz Flamanville (Francja). Dodatkowo, nie powinien również być kontynuowany przed rozstrzygającymi decyzjami dotyczącymi projektów jądrowych na Litwie (Projekt Visaginas; w referendum przeprowadzonym na Litwie w październiku 2012 roku społeczeństwo wypowiedziało się przeciwko projektowi, co spowodowało jego zamrożenie) oraz w Rosji (Kaliningrad; projekt również jest zamrożony), a także dotyczącymi 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 od Komisji Europejskiej na kontrakty różnicowe, ale zgoda ta jest dwukrotnie zaskarżona do Trybunału Sprawiedliwości UE i istnieje duże prawdopodobieństwo, że zostanie unieważniona. Gdyby jednak zgoda została utrzymana, to i tak nie oznacza to, że inwestorzy zdecydują się na rozpoczęcie budowy (ze względu na ryzyko, dodatkowe, poza ryzykiem cenowym).
5. Po trzecie, uruchomienie bloków drugiego, trzeciego i czwartego ma nastąpić po 2030 roku. Z kolei horyzont 2030 ma w UE (i na świecie) znaczenie przełomowe, z uwagi na cele przyjęte przez UE, ale także przez USA i Chiny. Jeśli cele te będą efektywnie realizowane (i zostaną do 2030 roku zrealizowane), to elektrownie jądrowe w Polsce będą całkowicie bezsensowne.

Niezależnie od tego co będzie w 2030 roku, obecnie można stwierdzić, że Inwestycja 1 petryfikuje polski model nieefektywnej elektroenergetyki WEK. Inwestycja 2 ma natomiast znaczenie cywilizacyjne dla Polski, w szczególności ma potencjał programu **modernizacyjnego** w dwóch kluczowych obszarach: w obszarze budownictwa i w obszarze 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. Zatem efektem realizacji programu będzie zmiana elektroenergetyki (a w ślad za tym całej energetyki) z niezwykle kapitałochłonnego sektora (koszt jednego miejsca pracy w energetyce jądrowej, to kilka milionów PLN) w dział gospodarki, w którym o wartości dodanej będzie 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.

**Polski program rozwojowy energetyki jądrowej „wyciągnięty z kapelusza”.** W grudniu 2008 roku, po powrocie z Paryża, polski premier ogłosił, że do 2020 roku zostanie wybudowana i uruchomiona co najmniej jedna **elektrownia** jądrowa. W ślad za tym Rada Ministrów, uchwałą z 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 dotychczas zostało zrealizowane głównie w postaci zapisów w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku [1]), w której jest napisane: „... Dotrzymanie zakładanego terminu uruchomienia pierwszej **elektrowni jądrowej** (dwa bloki, uściślenie autora ekspertyzy) 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”. Później było tylko gorzej.

Mianowicie, 6 lat „realizacji” opóźniło program już o około 16 lat. Zgodnie z projektem [2] *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* pierwszy blok ma być wprawdzie uruchomiony w 2024 roku, ale kolejne 3 w latach 2030-2035, czyli pierwsza elektrownia formalnie będzie gotowa nie wcześniej niż w 2030 roku. Jest też inna sprawa. Podany w [2] harmonogram jest lekceważeniem społeczeństwa. Bo przecież uruchomienie pierwszego bloku o ekstremalnej mocy 1500-1600 MW (globalni dostawcy ciągle nie mają w tym zakresie mocy jednostkowych bloków jądrowych wystarczających doświadczeń) w ciągu 9 lat, w sytuacji kiedy jest to pierwszy blok w kraju (nie posiadającym praktycznie żadnych użytecznych kompetencji w energetyce jądrowej, oprócz historycznych, związanych z elektrownią EJ Żarnowiec), i kiedy nie ma jeszcze wskazania lokalizacyjnego dla elektrowni, jest absolutnie niemożliwe we współczesnym świecie, ze stale rosnącymi globalnymi wymaganiami w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i z rosnącym lokalnym oporem (jako zjawiskiem społecznym) dotyczącym budowy samych elektrowni jądrowych i nowych elektroenergetycznych linii napowietrznych najwyższych napięć. Niezrozumiała jest też późniejsza, po uruchomieniu pierwszego bloku, ponad 6-cio letnia przerwa i gwałtowne przyspieszenie po 2030 roku. Uruchomienie 3 bloków 1500-1600 MW każdy w ciągu 5 lat byłoby „rekordem świata” i szokowym przyspieszeniem rozwoju światowej energetyki jądrowej. A w skali Polski byłoby nonsensem, bo przekraczałoby przynajmniej 5-krotnie tempo potencjalnego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Tym samym uniemożliwiłoby techniczne i rynkowe „wchłonięcie” przyrostu mocy wytwórczych, spowodowałoby ogromny nadmiar mocy w dolinie obciążenia KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny), i ogólnie destrukcję rynku.

Wymienione fakty wskazują dobitnie, że polski program energetyki jądrowej jest mieszaniną gry politycznej, arogancji i niekompetencji. Grą polityczną jest w szczególności dzielenie społeczeństwa za pomocą energetyki jądrowej (50% społeczeństwa za energetyką jądrową, 50% przeciw). Tylko arogancją da się natomiast wytłumaczyć podtrzymywanie

programu w polityce energetycznej Polski, mimo jego klęski (nierealności), a przy tym całkowity brak ze strony rządu polityki informacyjnej należącej do społeczeństwa. Niekompetencję z kolei zdradzają kolejne działania, kompromitujące rząd (choćby takie, których wynikiem jest harmonogram zaprezentowany w [2]).

Decyzja premiera (świadoma lub nie w kontekście konsekwencji) o „wmanewrowaniu” Polski w program energetyki jądrowej całkowicie ignorowała wcześniejsze polskie doświadczenia dotyczące energetyki jądrowej. W szczególności ignorowała doświadczenia, w tym przede wszystkim błędy, związane z programem energetyki jądrowej realizowanym przez Polskę w ramach RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej) zapoczątkowanym w latach 60’ XX wieku.

W doświadczeniach tych najważniejsze znaczenie miały doświadczenia lokalizacyjne i dotyczące harmonogramu realizacji pierwszej EJ Żarnowiec [7] (str. 2014-220). Otóż studia lokalizacyjne rozpoczęte zostały w 1965 roku. Lokalizację EJ Żarnowiec ustalono na podstawie decyzji Komisji Planowania przy Radzie Ministrów w grudniu 1972 roku, budowę elektrowni (2 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, bez uwzględnienia inwestycji towarzyszących, wynoszącym ponad 1 mld \$; koszty, na pewno większe od poniesionych nakładów inwestycyjnych, nigdy nie doczekały się wiarygodnego oszacowania).

Rozpoczęcie budowy EJ Żarnowiec przy braku (wcześniej wypracowanej) koncepcji przyszłościowego rozwoju wykorzystania w Polsce energii jądrowej, a także przy braku studiów dotyczących składowania wypalonego paliwa, wreszcie przy braku akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej (braku polityki informacyjnej ze strony władz politycznych, która taką akceptację zapewniłaby) uznaje się w historii polskiej elektroenergetyki za największy błąd okresu 1965-1985) [7] (str. 713). Porównując zaniechania z przeszłości i obecne podkreśla się, że obecne są znacznie drastyczniejsze.

Mianowicie, przed rozpoczęciem budowy EJ Żarnowiec przeprowadzone zostały wszechstronne badania systemowe, których w obecnym programie energetyki jądrowej w ogóle nie ma. W szczególności zbadane zostały rozpręty sieciowe i przeprowadzone zostały 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 *black out*). W rezultacie tych badań, i decyzji idących za nimi, zrealizowano dwie wielkie inwestycje „towarzyszące” EJ Żarnowiec: już w 1982 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 „wejściu” w energetykę jądrową jest drugie, po EJ Żarnowiec, wejście w taką energetykę, mianowicie w 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 zmieniany kolejno na 2015 i 2018 rok, a w roku 2011, już bez strony polskiej, został zmieniony na 2020 rok, czyli w okresie 5-cio letniej „realizacji” projektu opóźnienie terminu oddania elektrowni do eksploatacji wzrosło o 10 lat). Podkreśla się, że do dziś rząd polski (z innej już opcji politycznej) nie „rozliczył” się z tego projektu, chociaż wcześniej było wokół niego wiele propagandy, za to zafundował krajowi 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 i 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 *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* [2] (str. 20, zapis odwołujący się do *Programu 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 S.A. oraz mniejszościowymi udziałami spółek Tauron-PE S.A., Enea S.A. i KGHM S.A) 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 2035 roku”.

W przytoczonym zapisie nie ma wskazanej roli operatora przesyłowego PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), który ustawowo jest odpowiedzialny za bieżące bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju i długoterminowe rozwojowe badania systemowe. To oznacza potwierdzenie tezy, że nie da się realizować efektywnie (racjonalnie) programów wielkoskalowego wytwarzania, w szczególności programu jądrowego, w obecnym środowisku regulacyjno-organizacyjnym energetyki, którego zasadniczymi cechami są: brak kompetentnego rządowego centrum myśli strategicznej w energetyce, dominacja grup wytwórczych zarządzających właścicielsko operatorami dystrybucyjnymi, handlem i sprzedażą z urzędu, a 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 okresem 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 do 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. W szczególności chodzi tu o moc jednostkową bloków wytwórczych: bloki jądrowe o mocy jednostkowej 1500-1600 MW są za duże w stosunku do KSE i tworzą bez porównania bardziej surowe wymagania niż dominujące dotychczas w Polsce bloki węglowe 200 MW (i 360 MW). Po drugie chodzi o lokalizację: bloki węglowe były lokalizowane na południu kraju, blisko zasobów węgla i wielkiego przemysłu, a bloki jądrowe 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 2050, co wynika z klimatyczno-energetycznej mapy drogowej 2050 realizowanej przez UE (jeszcze szybsze tempo redukcji energetyki węglowej ma miejsce w USA).

W rezultacie program jądrowy powoduje całkowicie nieracjonalną sytuację w kontekście KSE. Będzie ona polegała na wymuszeniu nowych inwestycji sieciowych na północy, a z drugiej strony na pojawieniu się niepotrzebnych („zwolnionych”, w procesie wyłączeniu bloków węglowych) zdolności przesyłowych na południu. To uniemożliwi w kolejnych latach realizację podstawowej zasady rynkowej dostosowania rozwoju źródeł rozproszonych do zwalnianych na południu kraju zdolności przesyłowych, które będą się pojawiać wraz z odstawianiem bloków węglowych, czyli zasady rozwoju zgodnego z metodą kosztów węglowych.

Zatem ignorowanie badań systemowych, będące w interesie inwestorów (w szczególności dominujących grup wytwórczych) rodzi następujące trzy wielkie grupy kosztów (oprócz innych). Dwie grupy, to koszty w obszarze sieci elektroenergetycznych (przede wszystkim przesyłowych, ale także rozdzielczych): koszty inwestycyjne na północy kraju, wymuszone programem jądrowym – na początku, do 2035 roku, będą to koszty rozwojowe, ale w długim horyzoncie, po 2050 roku, duża ich część szybko się zacznie przekształcać w koszty osierocone (*stranded costs*) – i koszty osierocone wynikające z redukcji elektroenergetyki węglowej na południu (pojawiają się one już w drugiej połowie następnej dekady). Trzecią grupę kosztów stanowią koszty związane z zablokowaniem konkurencji ze strony niezależnych inwestorów oraz prosumentów (z zablokowaniem procesu obniżki cen energii elektrycznej, i ogólnie usług energetycznych).

Wymienione trzy grupy kosztów są nieobecne w analizach ekonomicznych inwestorów (to oczywiście poprawia wskaźniki efektywności ekonomicznej elektrowni jądrowych, stanowiących podstawę decyzji inwestycyjnych). Z drugiej strony, koszty te są „firmowane” przez rząd, operatora przesyłowego i regulatora – to firmowanie, świadome lub nie, będzie podstawą zakwalifikowania kosztów w obszarze sieci (przesyłowych i rozdzielczych) do kosztów uzasadnionych (występujących u operatorów). W przyszłości to firmowanie może posłużyć także do zakwalifikowania ewentualnych kosztów osieroconych u inwestorów (te mogą w szczególności powstać w wyniku politycznej decyzji o likwidacji elektrowni jądrowych). Trzecią grupę kosztów poniosą odbiorcy (gospodarka, ludność/społeczeństwo).

Oprócz wymienionych trzech grup kosztów program jądrowy rodzi wiele rodzajów ryzyka, które będą przyczyną dodatkowych kosztów. Do najpoważniejszego ryzyka należy ryzyko związane z procesem stopniowego wynaturzania się KSE po 2035 roku, aż do skrajnego wynaturzenia po 2050 roku, który tu opisuje się w sposób następujący. Do 2035 roku będzie następowało odłączanie (w wyniku różnorodnych przyczyn) „starych” bloków węglowych 200 MW (przede wszystkim takich bloków, w mniejszym natomiast zakresie „starych” bloków 120, 360, 500 MW), przyłączonych do sieci przesyłowej. Po 2035 roku będzie następowało odłączanie od sieci przesyłowej „nowych” bloków przekazanych do eksploatacji w okresie 2007-2020 (bloki 450 i 850-1070 MW). W rezultacie po 2050 roku dwie elektrownie jądrowe o mocy 3000-3200 MW każda będą praktycznie jedynymi wielkimi elektrowniami w KSE. Z tym będą związane 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 źródeł OZE, które z natury nie nadają się do systemowej integracji.

Przykład Niemiec jest wymownym przykładem trudności systemowych związanych z wypieraniem energetyki wielkoskalowej przez energetykę OZE, ale zarazem pokazuje on, że trudności te prowadzą bardzo szybko do autonomizacji energetyki prosumenckiej; pojawiają się nowe rozwiązania, jako skutek wielkiego postępu technicznego w obszarze energetyki prosumenckiej, umożliwiające autonomizację. 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. Mianowicie, energetyka WEK (elektrownie, wraz z wielkimi sieciami), jako energetyka schyłkowa wchodzi w okres szybkiego „osierocania”, w kontekście kompetencji (*know how*, kadry). Osierocenie energetyki WEK w kontekście kompetencji będzie miało oczywisty skutek w postaci kosztów osieroconych.

Podkreśla się, że Polska również dostarcza przykładów kosztów osieroconych w elektroenergetyce będących skutkiem błędnej antycypacji rozwoju KSE. Dwa przykłady (oprócz elektrowni EJ Żarnowiec) nietrafionych inwestycji z lat 80' XX wieku są bardzo istotne. Pierwszym jest układ przesyłowy 750 kV (uruchomiony w 1985 roku i wyłączony z ruchu w 1993 roku). Drugim jest elektrownia szczytowo-pompowa ESP Młoty (budowa elektrowni została rozpoczęta w latach 80' i przerwana w pierwszej połowie lat 90'). Obydwie inwestycje były wynikiem nietrafnego planowania rozwoju KSE w warunkach gospodarki socjalistycznej. Zmiany ustrojowe i antycypacja rozwoju KSE w ramach rynkowej reformy polskiej elektroenergetyki realizowanej w pierwszej połowie lat 90', stanowiącej część zmian ustrojowych, spowodowały „odrzućenie” inwestycji (poniesienie olbrzymich kosztów, nigdy wiarygodnie nie oszacowanych).

Obecnie też jest potrzebna antycypacja, ale ukierunkowana na energetykę jądrową. Strategiczne znaczenie ryzyka związanego z realizacją programu energetyki jądrowej jest oczywiście bez porównania większe niż poniesionych kosztów związanych z elektrownią EJ Żarnowiec, układem przesyłowym 750 kV, elektrownią ESP Młoty i wieloma innymi projektami. Środowiskiem, w którym należy wykonać weryfikację programu jądrowego, jest obecna rewolucyjna przebudowa energetyki na świecie. Czyli charakter tego środowiska jest w dużym stopniu porównywalny, pod względem złożoności i ryzyka, do środowiska reformy elektroenergetyki realizowanej w ramach zmian ustrojowych w Polsce, zapoczątkowanych w 1989 roku.

**Uwaga.** Problem nieadekwatności bloków 1500-1600 MW do przyszłych potrzeb KSE (po jego wynaturzeniu się) ma ilustrację w załamaniu się bilansu popytowo-podażowego na bieżącym rynku energii elektrycznej, które wystąpiło w sierpniu 2015 roku. Załamanie to miało bezpośrednią przyczynę w awarii/wyłączeniu bloku Bełchatów 2 (na węgiel brunatny) i ilustruje ono dobitnie nieprawidłowość rozwoju KSE właśnie w kontekście wyboru mocy jednostkowych nowych bloków wytwórczych, w tym przyszłych bloków jądrowych. Mianowicie, 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, którego nie było przez ostatnie 25 lat. Podkreśla się, że blok Bełchatów 2 jest blokiem otwierającym (pierwszym) nowy przedział mocy jednostkowych bloków węglowych, mianowicie przedział 850-1070 MW (w tym przedziale są 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, mianowicie dotyczącego niezawodności ekstremalnie dużych bloków. Otóż opinie o ich niezawodności 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 – przecież jednak nie tak wielkich i nie tak skomplikowanych technologicznie jak bloki jądrowe 1500-1600 MW – praktycznie zawsze prototypowych, w dużym stopniu).

## **2. Ekonomia (problem *homo economicusa*)**

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

Poniżej przedstawia się „transformację” ekonomiki w polskiej elektroenergetyce w okresie od II wojny światowej. Demonopolizacja elektroenergetyki pokazała, że również w tym obszarze ekonomika rynkowa jest w pełni uprawniona. Oczywiście, pozostaje kwestią otwartą dalszy rozwój tej ekonomiki pod wpływem postępu technologicznego, wymagań środowiska naturalnego i uwarunkowań społecznych, a także decyzji politycznych. Kompletna (ale tylko autorska) lista etapów na drodze od monopolu do pełnej konkurencji jest następująca.

### ***Etap gospodarki socjalistycznej (do końca lat 80' XX wieku)***

- 1.** Brak ekonomiki. Inwestycje energetyczne były realizowane jako budżetowe w gospodarce centralnie planowanej (bilansowej).
- 2.** Rachunek dyskonta w ocenie efektywności inwestycji w monopolu.
- 3.** System cen dwuskładnikowych 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 TPA (okres 1990-2015)***

- 6.** Inwestowanie w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej pod przyszłe przychody z kontraktów długoterminowych. Finansowanie typu *project finance*.
- 7.** Biznes plan i wykorzystanie wskaźników ekonomicznych typu prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów, NPV, IRR, itp. do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji.
- 8.** Przejście z cen długookresowych i rocznych taryf na ceny krótkookresowe (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 konkurencyjnym rynku.
- 13.** Ustalanie cen okresu przejściowego. Koszty osierocone (*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 transakcje krótkoterminowych standaryzowanych i niestandaryzowanych), techniczne rynki bilansujące.
- 15.** Ustalanie rynkowych taryf dla odbiorców końcowych.



**16.** Inwestowanie w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej na własne ryzyko inwestorów. Projekty typu *merchant plant*.

***Ekonomika uwzględniająca internalizację kosztów zewnętrznych*** (okres od wejścia w życie rozwiązań Pakietu 3x20, zwłaszcza dyrektywy 2009/28 – 2009 rok)

**17.** Włączenie kosztów zewnętrznych, przede wszystkim środowiska (np. koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) 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 (LCC, 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*** (okres od początku obecnej dekady, związany z szokowym wzrostem budynkowej energetyki PV w Niemczech)

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

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

**22.** Przyjęcie przez Polskę programu energetyki jądrowej jest powrotem do braku ekonomiki i do energetyki paramilitarnej, polityczno-korporacyjnej.

Przedstawione 22 etapy pokrywają w Polsce okres 70 lat. Okres do wycofania bloków jądrowych zbudowanych w Polsce do 2035 roku będzie jeszcze dłuższy (horyzont 2100). 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) post-kolonializmu w odniesieniu do takich regionów jak Europa Środkowo-Wschodnia, Azja Centralna, Afryka i Ameryka Południowa [15]. Poniżej przedstawia się wybrane modele (w tym ryzyka) i wybrane dane dotyczące energetyki jądrowej.

**1.** Analizy ekonomiczne dla energetyki jądrowej są możliwe obecnie praktycznie tylko według wskaźnika, którym jest Uśredniony Koszt Produkcji Energii Elektrycznej LGC (*Levelised Electricity Generation Cost*), w cenach stałych – jest to zresztą metoda zalecana przez OECD [8]. W świetle przedstawionej powyżej 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 „przychodzi” w procesie historycznym po odbiorcy), nie jest właściwy z punktu widzenia niezależnego inwestora (czyli pretendenta zainteresowanego wejściem na rynki prosumenckich łańcuchów usług energetycznych za pomocą innowacji przełomowych), i wreszcie nie jest właściwy z punktu widzenia społeczeństwa, które musi się kierować kryteriami ekonomiki wielopokoleniowej (kolejne pokolenia 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 (*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 CO<sub>2</sub>, ale z uwzględnieniem premii za ryzyko w przypadku finansowania kapitałowego przez inwestorów, wynosiły: elektrownie jądrowe – 84 \$/MWh, elektrownie węglowe – 62 \$/MWh, elektrownie na gaz ziemny – 65 \$/MWh. Z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (25 \$/t) ceny te wynosiły: 84, 83 i 74 \$/MWh, odpowiednio. Cena energii elektrycznej z elektrowni jądrowych bez uwzględnienia premii za ryzyko (w przypadku finansowania dłużnego, przez rynki kapitałowe) wynosiła 66 \$/MWh [8]. Podkreśla się, że są to koszty, które nie uwzględniają kosztów opłat przesyłowych, zatem fundamentalnie nie nadają się do analizy konkurencyjności bloków jądrowych i rozwiązań energetyki prosumenckiej. Mogą natomiast być zweryfikowane przez ceny na rynku hurtowym. Z tego punktu widzenia ciekawe jest porównanie przedstawionych powyżej kosztów jednostkowych z „bieżącymi” (2015) cenami w Polsce i w regionie. Są to ceny następujące, w PLN/MWh: Polska – 160, Czechy 131, Niemcy 130, Dania 96, Szwecja – 85, Finlandia 150. Porównanie jest zatem druzgocące dla energetyki jądrowej, i ogólnie dla wielkoskalowych źródeł na paliwa kopalne. Na przykład cena energii elektrycznej z bloków węglowych będących w budowie, bez opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, będzie wynosić około 300 PLN/MWh (przy rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej rzędu 5 tys. godzin, a wyższy czas jest nierealny). Oczywiście, ceny w wypadku bloków jądrowych na pewno nie będą niższe. Świadczy o tym bezspornie fakt, że PGE jawnie żąda już wsparcia dla elektrowni jądrowych (kontraktów różnicowych i innych form wsparcia). Raport NIK [14] przytacza eksperckie oszacowanie ceny energii elektrycznej z polskich bloków jądrowych na poziomie 600 PLN/MWh. Jeśli nawet ta wartość jest zawyżona jako mediana ceny (prawdopodobieństwo, że rzeczywista cena jest mniejsza od mediany jest takie samo jak to, że jest większa, i wynosi 50%), to na pewno można ją przyjąć jako górną granicę przedziału cen realnych. Za dolną można przyjąć cenę 300 PLN/MWh. Ta ostatnia nawiązuje do dwóch cen wyliczonych przez ARE (Agencja Rynku Energii) dla potrzeb PPEJ. Mianowicie, jedna cena, wyliczona dla stopy dyskontowej 6% wynosi 64 €/MWh (267 PLN/MWh), a druga, wyliczona dla stopy dyskontowej 8% wynosi 82 €/MWh (340 PLN/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%, p. 6. To pokazuje, że cena 300 PLN/MWh, przyjęta jako dolna wartość przedziału cenowego, jest bardzo optymistyczna.

**3.** Wzrost cen bloków jądrowych, i w ślad za tym cen energii elektrycznej z tych bloków, jest procesem związanym głównie ze wzrostem wymagań dotyczących bezpieczeństwa jądrowego. Według modelu MIT, niezbędne nakłady inwestycyjne na budowę elektrowni jądrowych wzrosły w okresie 2003-2009 dwukrotnie (w tym okresie nie było katastrofy jądrowej, nie było też poważniejszych awarii). Te dane potwierdza przypadek elektrowni Olkiluoto (Finlandia), gdzie jednostkowe nakłady inwestycyjne wzrosły z około 1,7 mln €/MW na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej (budowa elektrowni rozpoczęła się w 2005 roku) do 3,4 mln €/MW w 2009 roku. Po katastrofie elektrowni Fukushima jednostkowe nakłady inwestycyjne gwałtownie jeszcze wzrosły na całym świecie – obecnie przyjmuje się je na ogół na poziomie powyżej 5,1 mln €/MW. Znowu, potwierdza to przypadek elektrowni Olkiluoto, gdzie nastąpił już ponad 3-krotny wzrost nakładów projektowych (a elektrownia,

która miała być przekazana do eksploatacji w 2009 roku ciągle jest w budowie i kolejny termin oddania do eksploatacji został przez dostawcę wyznaczony na 2018 rok); prawie bliźniaczo podobne doświadczenia, pod względem wzrostu nakładów inwestycyjnych i czasu realizacji, są związane z elektrownią Flamanville we Francji (obydwie elektrownie buduje francuska firma Areva).

**4.** Przedstawiony proces wzrostu nakładów inwestycyjnych trzeba skonfrontować z procesem spadku cen źródeł OZE (i innych technologii energetycznych) w obszarze energetyki prosumenckiej, zał. 2. Otóż w okresie porównywalnym do tego, w którym jednostkowe nakłady inwestycyjne na bloki jądrowe wzrosły 3-krotnie, ceny jednostkowe ogniw PV zmalały kilkadziesiąt razy i wynoszą obecnie około 1,5 tys. €/kW (z przekształtnikami energoelektronicznymi, z montażem), a prognozy ich spadku są dalej bardzo optymistyczne: w 2030 roku będzie to 0,7-0,9 tys. €/kW, w 2050 roku tylko 0,6 tys. €/kW [11].

**5.** W analizach ekonomicznych energetyki jądrowej dla potrzeb decyzyjnych powszechnie pomija się konieczne nakłady inwestycyjne na rozbudowę sieci elektroenergetycznych. Szacowanie tych nakładów musi uwzględniać zróżnicowanie nakładów na sieć przesyłową i na sieci rozdzielcze. Ogólnie przyjmuje się, że (referencyjne) nowe wielkie bloki (klasy 1000 MW i większe) w nowych (wielkich) elektrowniach, wymagają inwestycji w sieć przesyłową głównie (ale nie tylko) na wyprowadzenie mocy. Dalej, szacuje się tu (wykorzystując monografię [9] i inne badania jej autora<sup>1</sup>), że przez takie nakłady blok referencyjny „drożeje” o 30% w stosunku do rzeczywistego. W przypadku sieci rozdzielczych zakłada się, w wielkim uproszczeniu, że dodatkowe nakłady na ich rozbudowę są potrzebne wówczas, gdy bloki węglowe są budowane w celu pokrycia istotnych przyrostów mocy w KSE (przy takim założeniu został przyjęty polski program energetyki jądrowej). Dalej, szacuje się (ekspercko), że te dodatkowe nakłady na sieć rozdzielczą zwiększają nakłady inwestycyjne na blok referencyjny o 40% w stosunku do rzeczywistego. Uwzględniając przedstawione oszacowania widać, że nakłady inwestycyjne na blok jądrowy, szacowane według dotychczasowej metodyki (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 długie czasy realizacji projektów w obszarze energetyki jądrowej zwiększają koszt ich finansowania. Ponadto bardzo szybko obniżają 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 na ogół odwzorowuje się w rachunku ekonomicznym za pomocą skorygowanej stopy dyskontowej, która ma silny wpływ na ceny energii elektrycznej. Powszechnie przyjmuje się, że stopa dyskontowa w rachunku ekonomicznym energetyki jądrowej nie przekracza 10%. Jednak są oszacowania, zgodnie z którymi stopa ryzyka może w tym rachunku wynosić 13% (czyli stopa dyskontowa może być jeszcze większa, 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.** Czynniki wskazane w p. 2 do 5 powodują, że w wypadku energetyki jądrowej rośnie gwałtownie ryzyko wystąpienia kosztów osieroconych. Są dwa aspekty tej sprawy, przede wszystkim w kontekście regulacji unijnych. Po pierwsze, chodzi o koszty osierocone, na które Komisja Europejska już się zgodziła (jako nie naruszające obowiązujących zasad konkurencji) w odniesieniu do elektrowni wybudowanych w przeszłości. Są to koszty, które finansują (z różnych źródeł) poszczególne kraje, albo sama UE. W tym obszarze koszty

---

<sup>1</sup> Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej.

osierocone wystąpiły w następujących krajach: Wielka Brytania, Francja, Belgia i Litwa. 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 wypadku tej elektrowni istotną część kosztów osieroconych pokrywa UE, poniżej dane skonsolidowane na podstawie zasobów internetowych: kilka mld \$ kosztowała gruntowna modernizacja tuż przed zamknięciem elektrowni, 2,9 mld €, to koszt zamknięcia elektrowni, 840 mln € – koszty, które pokryła UE w latach 2007-2013 w związku ze stopniowym wygaszaniem reaktorów, 870 mln € – koszty, które pokryje UE w latach 2014-2020, 400 mln € – koszty, które pokryje UE po 2020 roku, 724 tys. € – miesięczne koszty opóźnienia budowy składowiska wypalonego paliwa jądrowego. Odrębnym przypadkiem są Niemcy. Elektrownie jądrowe uchodziły w Niemczech za jedne z najtańszych źródeł wytwórczych energii elektrycznej. Jednak w grudniu 2014 roku doszło do bardzo ostrej konfrontacji związanej z żądaniem przedsiębiorstw korporacyjnych (E.ON, RWE, E.ON, Vattenfall) utworzenia funduszu publicznego służącego do przeniesienia bardzo dużej części kosztów likwidacji elektrowni jądrowych, mianowicie części wynoszącej około 15 mld €, na niemieckich podatników. Cały koszt przedsięwzięcia oszacowały na około 36 mld €, ale ta kwota jest dosyć powszechnie uznawana za zaniżoną (są oszacowania, według których cały koszt będzie wynosił 44 mld €). Przeciwnikiem utworzenia funduszu publicznego jest kanclerz Niemiec Angela Merkel, która nie zgadza się na obciążenie finansowym ryzykiem likwidacji elektrowni jądrowych państwa (podatników).

**8.** Po drugie, chodzi o koszty osierocone w przypadku elektrowni, które mają być dopiero zbudowane. W tym z kolei obszarze procedury unijne dotyczą kontraktów różnicowych, czyli kontraktów 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 (ale nie oznacza to, że nowe elektrownie jądrowe zostaną zbudowane w Wielkiej Brytanii). Ceny gwarantowane w brytyjskich kontraktach różnicowych dla elektrowni jądrowych (elektrownie Hinkley Point C oraz Sizewell C) wynoszą około 90 £/MWh, czyli ponad 500 PLN/MWh (są to ceny gwarantowane inwestorom przez 35 lat). Polska jest oczywiście jeszcze bardzo daleko od wniosku do Komisji Europejskiej w sprawie kontraktów różnicowych dla elektrowni jądrowych, ale PGE rozpoczęło już intensywną propagandę na rzecz takich kontraktów.

**9.** Zupełnie odrębnym rodzajem ryzyka jest ryzyko katastrofy jądrowej. Jest to ryzyko w całości uspołecznione (firmy ubezpieczeniowe nie ubezpieczają tego ryzyka). Jest ono szczególnie groźne dla małych krajów, bo możliwe koszty skutków katastrofy nuklearnej przewyższają zdolność takich krajów do uporania się z nimi. Oszacowania, które pojawiły się po katastrofie elektrowni Fukushima, mówią o skutkach rzędu 50-80 mld \$ w ciągu pierwszych 10 lat. Ale są to kwoty, które nie uwzględniają wartości ziemi w strefie ochronnej (o promieniu 20 km od elektrowni). Jeśli tę wartość się uwzględni, to koszty rosną do 70-250 mld \$ (oszacowanie według Japońskiego Centrum badań Ekonomicznych). Są też (japońskie) oszacowania naukowe mówiące o koszcie całkowitym 500 mld \$ [15].

### **3. Społeczeństwo (problem *homo sovieticus*)**

W tym miejscu formułuje się ogólną tezę, że w długim procesie rozwojowym zachodzi odpowiedniość rodzaju energetyki i ustroju społecznego (na liście ustrojów społecznych wyróżnia się: interwencjonizm państwowy, korporacjonizm, subsydiaryzm, liberalizm).

#### ***Społeczeństwo przemysłowe***

**1.** Wielkoskalowa energetyka korporacyjna (WEK), wykorzystująca paliwa kopalne, była właściwa dla społeczeństwa przemysłowego. W wypadku energetyki sieciowej (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo sieciowe, a także infrastruktura sieciowa

w sektorze paliw płynnych/transportowych), gdzie występował monopol naturalny, właściwą formą funkcjonowania energetyki była formuła użyteczności publicznej. Charakterystyczne jest, że w początkowej fazie rozwoju, kiedy technologie były jeszcze technologiami małoskalowymi (rozproszonymi) energetyka sieciowa była na ogół energetyką prywatną i samorządową (czyli 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.** Energetyka jądrowa w latach 50' i przede wszystkim w latach 60' wzmocniła bardzo mocno zakres interwencjonizmu państwowego w światowej energetyce.

### ***Spółeczeństwo postprzemysłowe***

**4.** W społeczeństwie postprzemysłowym formuła interwencjonizmu państwowego została w energetyce osłabiona, państwo zostało sprowadzone do roli regulatora (reforma liberalizacyjno-prywatyzacyjna w Wielkiej Brytanii na przełomie 1989/1990).

**5.** Polska w pierwszej połowie lat 90' XX wieku realizowała reformy liberalizacyjne w elektroenergetyce pod wpływem modelu brytyjskiego. Niestety od 2000 roku rozpoczął się odwrót od reform poprzez budowanie 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 Internetem tworzą nową rzeczywistość. Odpowiedzią w energetyce jest 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 japońskiego społeczeństwa w kierunku obywatelskiego).

## **Część 2. Analiza**

**1. Adekwatność technologiczna i jej konsekwencje.** W tabeli przedstawiono segmentację technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej. Tabela obrazuje adekwatność technologiczną względem nowego opisu rynku energetycznego, czyli spójność komercyjnych technologii i tego właśnie opisu. Spójność taka oznacza potencjalne wejście do gry w zakresie energetyki, poza wielkimi energochłonnymi przedsiębiorstwami i transportem kolejowym, około 8 mln bardzo zróżnicowanych graczy (właściciele domów jednorodzinnych, gospodarstwa rolne, samorządy, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, mali i średni przedsiębiorcy), zał. 1. Do 2020 roku do gry wejdą właściciele samochodów, wówczas potencjalnych graczy rynkowych w zakresie energetyki będzie 16 mln.

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

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

**2. Opis inwestycji alternatywnej.** Poniżej inwestycję w pierwszy polski blok jądrowy 1500-1600 MW (Inwestycja 1) konfrontuje się z inwestycją w postaci krajowego programu modernizacji oświetlenia i programu rozwojowego obejmującego rewitalizację zasobów mieszkaniowych (w miastach i na terenach wiejskich) oraz modernizację rolnictwa (Inwestycja 2). Podkreśla się strategiczne znaczenie tej konfrontacji: pierwsza petryfikuje elektroenergetykę, druga ma cywilizacyjne znaczenie dla Polski. Ze względu na taką kwalifikację inwestycji nadaje się im nazwy własne: Inwestycja 1 oraz Inwestycja 2, odpowiednio.

Nakłady inwestycyjne na pierwszy blok jądrowy (planowane uruchomienie: koniec 2024 roku) szacuje się na 45 mld PLN (do oszacowania przyjęto nakłady inwestycyjne takie jak w tab. 1). Za 45 mld PLN można: zmodernizować oświetlenie we wszystkich krajowych zasobach mieszkalnych, zrewitalizować 250 tys. domów jednorodzinnych, czyli około 4% takich domów, a ponadto zmodernizować około 16 tys. gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych, o powierzchni 10-50 ha (około 4% gospodarstw), oraz 800 gospodarstwach rolnych wielkotowarowych, o powierzchni 50-100 ha (znowu, około 4% takich gospodarstw). Modernizacja oświetlenia polega na wymianie tradycyjnego oświetlenia na oświetlenie LED. Rewitalizacja domu obejmuje jego głęboką termomodernizację oraz instalację źródła PV o mocy 4,5 kW. Modernizacja gospodarstwa mało- i średnio-towarowego polega na zainstalowaniu w nim mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 10 kW, a gospodarstwa wielkotowarowego – biogazowni o mocy elektrycznej 100 kW. Podkreśla się, że wymienione inwestycje już w okresie budowy pierwszego bloku jądrowego (tu zakłada się w uproszczeniu okres 2016-2024) pozwalają uzyskać sukcesywnie narastające efekty nie tylko w zakresie produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE, ale także w zakresie obniżki zużycia ciepła w budynkach, wreszcie w zakresie produkcji ciepła w źródłach biogazowych; każdy z tych efektów umożliwia oczywiście redukcję emisji CO<sub>2</sub>).

Do oszacowań związanych z przedmiotową konfrontacją, przyjęto wiele upraszczających założeń. Najważniejsze z nich są następujące: 1° - założono, że koszt niezbędnej rozbudowy sieci<sup>2</sup> w przypadku budowy pierwszego bloku jądrowego równoważy około 50% kosztu infrastruktury przekształtnikowo-zasobnikowej w przypadku źródła PV, 2° - założono, że koszty regulacji systemowej (sekundowej, minutowej i godzinowej) w przypadku obydwu inwestycji są zbliżone, 3° - założono, że głęboka termomodernizacja (realizowana za pomocą technologii domu pasywnego) umożliwia redukcję zużycia ciepła w domach, z których każdy roczną redukcję zużycia kosztów utylizacji odpadów w gospodarstwie rolnym w pełni równoważy koszt substratów w postaci kiszonki roślin energetycznych, a w przypadku biogazowni tylko w 25%, 5° - założono sprawność pieców/kotłów węglowych do ogrzewania domów równą 0,7.

Prezentowana konfrontacja Inwestycji 1 i 2 uwzględnia osiągalny resurs techniczny bloku jądrowego 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 h rocznie). Węzłowe znaczenie z punktu widzenia konfrontacji ma fakt, że przez 45 lat Inwestycja 1 jest „statyczna” (nie ma praktycznie żadnego potencjału innowacyjności). Inaczej jest z „dynamiczną” Inwestycją 2, która ma wielki potencjał innowacyjności związany w szczególności z działaniem trzech czynników. Są to: 1° - mała skala inwestycji jednostkowych (rewitalizacja pojedynczego domu jednorodzinnego, pojedynczego gospodarstwa rolnego), 2° - dwukrotnie krótszy czas życia źródła PV (25 lat), co tworzy możliwość wykorzystania postępu technologicznego, który będzie się dokonywał w obrębie instalacji OMA, 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).

Podkreśla się, że dynamika Inwestycji 2 ma podwójny wymiar (oprócz dynamiki opisywanej za pomocą stopy dyskontowej). Po pierwsze, jest to „proste” wykorzystanie odradzającego się funduszu inwestycyjnego do powiększania segmentu 1° (domy jednorodzinne) oraz segmentu 2° (gospodarstwa rolne) z wykorzystaniem obecnie dostępnych technologii (głęboka termomodernizacja, układy hybrydowe OMA, mikro-biogazownie), czyli jest to dynamika cechująca się w istocie wolnością od ryzyka technologicznego (związanego z niedojrzałością technologii na etapie poprzedzającym ich komercjalizację).

---

<sup>2</sup> W przypadku KSE nakłady inwestycyjne na sieci (przesyłową i rozdzielczą) wynoszą około 70% nakładów inwestycyjnych na bloki wytwórcze, zwłaszcza jeśli są to bloki o wielkiej mocy (rzędu 1500-1600 MW).

Po drugie, jest to dynamika związana z wykorzystaniem innowacyjnych rozwiązań (technologii); warunki do takiego wykorzystania stwarza proces „ciągłego” reinwestowania.

W tabeli 2 przedstawiono oszacowanie skutków Inwestycji 2 z pominięciem odradzającego się funduszu inwestycyjnego. W ten sposób oszacowanie w skrajny sposób uproszczono, ale tym samym zapewniono jego łatwą weryfikację. Ten rodzaj uproszczenia oszacowania powoduje oczywiście jego znaczne zaniżenie (w stosunku do oszacowania bez uproszczenia), czyli jest oszacowaniem na niekorzyść Inwestycji 2.

**Tab. 2. Oszacowanie rocznych efektów Inwestycji 2, po jej pełnej realizacji**

Segment inwestycyjny	Efekty				wartościowe mld PLN
	produkcja / redukcja zużycia energii elektrycznej / ciepła TWh				
	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 średnio-towarowych	1,3	-	1,3	-	0,7*
Budowa biogazowni w 800 gospodarstwach rolnych wielko-towarowych	0,6	-	0,6	-	0,2*
Σ	3,1	15	1,9	3,5	
<b>Efekty wartościowe, mld PLN</b>					
	1,5*	10	0,2*	0,6	<b>~12,3</b>

\* Wartość uwzględniająca odliczenie kosztów substratów.

Do oszacowań przedstawionych w tab. 2 przyjęto nakłady inwestycyjne według tab. 1 (źródło PV, mikrobiogazownia, biogazownia), a ponadto dane dodatkowe: koszt głębokiej termomodernizacji równy około 30% wartości domu wynoszącej 400 tys. PLN; wyjściowe zużycie ciepła w domu na poziomie 200 kWh/(m<sup>2</sup>·rok); moc żarówki podlegającej wymianie 70 W; roczny czas jej użytkowania równy około 1000 godzin; cenę źródła LED – 20 PLN. Na podstawie tych danych oszacowano, że rewitalizacja jednego domu jednorodzinnego zapewnia roczną produkcję energii elektrycznej około 4,5 MWh oraz roczną redukcję zużycia ciepła wynoszącą około 14 MWh. Instalacja mikrobiogazowni w gospodarstwie rolnym mało- lub średnio-towarowym zapewnia produkcję około 80 MWh energii elektrycznej i około 80 MWh ciepła. Budowa biogazowni w gospodarstwie rolnym wielko-towarowym 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 PLN/MWh, ciepła – 160 PLN/MWh (w obydwu wypadkach są to ceny z podatkiem VAT).

**3. Omówienie wyników przeprowadzonej analizy.** Poniżej przedstawia się najbardziej ogólną syntezę wyników przedstawionych w tab. 2. Na syntezę tę składają się 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 prosumenckich; i wreszcie z wielkim korzystnym wpływem zamiany Inwestycji 1 na Inwestycję 2 na cały rozwój gospodarczy. Wnioski te są następujące:



- 1.** Alternatywna Inwestycja 2 zapewnia łączny roczny efekt na rynku energii elektrycznej równy ponad 18 TWh (15 TWh, to redukcja zużycia w obszarze oświetlenia, a 3 TWh, to produkcja w budynkowych źródłach PV zintegrowanych z domami jednorodzinnymi oraz w mikrobiogazowniach i w biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Jest to efekt ponad 1,5 razy 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 roczny efekt wynosi na tym rynku 5,4 TWh (3,5 TWh, to redukcja zużycia ciepła na cele grzewcze w domach jednorodzinnych, a 1,9 TWh, to produkcja ciepła w mikrobiogazowniach i w biogazowniach w gospodarstwach rolnych). Efekty Inwestycji 2 na rynku energii elektrycznej i na rynku ciepła przekładają się bardzo korzystnie na redukcję emisji CO<sub>2</sub>. Mianowicie, Inwestycja 2 zapewnia roczną redukcję emisji CO<sub>2</sub> wynoszącą około 18 mln ton, podczas gdy blok jądrowy niecałe 10 mln ton.
- 2.** Prosty okres zwrotu kapitału alternatywnej Inwestycji 2 jest o rząd mniejszy niż Inwestycji 1 (wynosi około 3,5 roku). O tym niezwykle krótkim okresie decyduje (powszechna) modernizacja oświetlenia. Podkreśla się, 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 efektem dominującym w Inwestycji 2 jest efekt związany z modernizacją oświetlenia, to wyczerpanie tego efektu (ograniczonego do pierwszego bloku jądrowego) nie kończy 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 wątplenia, potencjał programu **modernizacyjnego** w dwóch kluczowych obszarach: budownictwa i 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

Poniżej przedstawia się rekomendacje, które mają u podstaw założenie, że w przypadku programu jądrowego polskiemu sojuszowi polityczno-korporacyjnemu nie chodzi już o budowę elektrowni jądrowych, bo ta jest z przyczyn fundamentalnych niemożliwa. Chodzi natomiast o realizację różnorodnych celów, do czego wystarczające jest „podtrzymywanie” tego programu przy „życiu”. Są to następujące rekomendacje.

- 1.** Rekomenduje się dyskusję o energetyce jądrowej prowadzoną dotychczas w języku *homo sovieticus*, *homo energeticus* i *homo economicus* (narzuconą przez sojusz polityczno-korporacyjny, za pomocą *Polityki energetycznej Polski* – w kolejnych wersjach: do 2030 roku, do 2050 roku) zastąpić dyskusją w kategoriach przebudowy energetyki jako projektu o znaczeniu cywilizacyjnym dla Polski. W szczególności jako projektu pozwalającego wyrwać się Polsce po raz pierwszy z naśladowczego modelu rozwoju i wejścia na drogę rozwoju innowacyjnego.

**2.** W ślad za rekomendacją 1 rekomenduje się dyskusję o systemowej nieadekwatności (realizacji) programu energetyki jądrowej w Polsce względem globalnego środowiska rewolucji energetycznej, ale także względem polskiego środowiska regulacyjno-organizacyjnego energetyki. Ta rekomendacja pociąga za sobą konieczność koncentracji na pytaniu (i odpowiedzi na to pytanie), czy Polska ma powrócić do energetyki scentralizowanej, paramilitarnej, z dominującym interwencjonizmem państwowym (tylko w takim środowisku można zrealizować polski program jądrowy), czy ma jednak zmierzać do energetyki rynkowej (obecnie energetyka rynkowa oznacza, w kontekście rozwojowym, przede wszystkim innowacyjną energetykę prosumencką, ukierunkowaną na wykorzystanie dużego potencjału partycypacji prosumenckiej, czyli na wykorzystanie inicjatywy/przedsiębiorczości milionów obecnych odbiorców, od Kowalskiego poprzez samorządy aż po KGHM, zał. 1). Inaczej sformułowane pytanie brzmi: czy Polska chce cofnąć się w energetyce o 50 lat (początki energetyki jądrowej na świecie), co jednocześnie pociągnie za sobą istotne kłopoty w całej gospodarce, czy też jest gotowa podjąć wysiłek na rzecz przyszłości. (Oczywiście, w ślad za odpowiedzialną decyzją o powrocie do energetyki scentralizowanej, paramilitarnej, z dominującym interwencjonizmem państwowym, musiałaby iść decyzja o wystąpieniu Polski z UE).

**3.** Rekomenduje się dyskusję o energetyce jądrowej w Polsce w kategoriach wielkiego ryzyka niewykorzystania historycznej szansy związanej z przebudową energetyki na świecie (w tym z obniżeniem kosztów energetycznych ponoszonych przez ludność i z całą gospodarkę oraz z ochroną środowiska). Dwa kierunki tej dyskusji uznaje się tu za ważne. Po pierwsze, chodzi o ukierunkowanie w kontekście rozwierających się nożyc: wzrostu jednostkowych projektowych nakładów inwestycyjnych oraz wydłużających się projektowych czasów realizacji bloków/elektrowni jądrowych z jednej strony i z drugiej wielkiego spadku cen i czasów realizacji rozwiązań prosumenckich, zał. 2; to ukierunkowanie jest ważne ze względu na kryterium konkurencyjności. Po drugie, chodzi o ukierunkowanie w kontekście makroekonomii i bilansu płatniczego kraju, zał. 3; to ukierunkowanie jest z kolei ważne, bo bez wątplenia program energetyki jądrowej potwierdza tezę o ryzyku postkolonializmu dotyczącym Polskę (w sensie takim jak sygnalizowany w pracy [14]). Mianowicie, realizacja programu oznacza udostępnienie przez Polskę do końca stulecia swojego rynku wewnętrznego energii elektrycznej technologii, w zakresie której Polska nie ma żadnych kompetencji, która na świecie jest w „odwrocie”, która niesie z sobą ryzyko niemożliwe do ubezpieczenia, i za którą Polska musi zapłacić globalnym dostawcom dóbr inwestycyjnych (Areva, Westinghouse Toshiba, GE Hitachi – Hitachi GE) nie mniej niż 100 mld PLN (około 60% łącznych nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni), a innym firmom do końca stulecia musi płacić ciągle (za paliwo jądrowe i za składowane paliwa wypalonego).

**4.** Rekomenduje się dyskusję dotyczącą wykorzystania 45 mld PLN potrzebnych do zbudowania w Polsce pierwszego bloku jądrowego – wraz z infrastrukturą sieciową (a potrzebna jest rozbudowa nie tylko sieci przesyłowych, ale również rozdzielczych), a także z infrastrukturą logistyczną, infrastrukturą w postaci niezbędnych instytucji państwowych – alternatywnymi inwestycjami prosumenckimi realizowanymi w **kolejnych** latach okresu 2016-2024 (9 lat); model roczny alternatywnych inwestycji prosumenckich jest uzasadniony bardzo krótkimi (kilkutygodniowymi, co najwyżej kilkumiesięcznymi) czasami ich realizacji. Istnieje ogromna różnorodność możliwości wykorzystania rocznych nakładów inwestycyjnych, które wynoszą 5 mld PLN. Jedną z możliwości są inwestycje o strukturze takiej jak w tab. 2. Istnieje jednak „róg obfitości” inwestycji, które mogą być realizowane (zał. 4, 5, 6).

**5.** Antycypując, że Polska pozostanie na drodze demokracji i rynku rekomenduje się wszczęcie dyskusji o potrzebie zmiany **narzędzi** do pobudzenia innowacyjności polskiej gospodarki i do pobudzenia 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) takiego narzędzia jak *Polityka energetyczna Polski*, również takiego jak *Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej*. Dokumenty te, i podobne, dotyczące energetyki, w ostatnich latach utraciły w Polsce wiarygodność ze względu na to, że nie są realizowane. Pierwszorządne znaczenia ma jednak fakt, że są one metodologicznie niespójne z narzędziami UE. Mianowicie, dokumenty unijne są adekwatne do środowiska demokratycznego i rynkowego: koncentrują się głównie na strategicznych celach, które mają/powinny być osiągnięte w kolejnych horyzontach (2020, 2030, 2040, 2050), a przy tym respektują społeczne realia (rosnący szybko kapitał społeczny oraz zmieniające się struktury biznesowe) i są silnie powiązane z właściwymi regulacjami prawnymi. Polskie dokumenty, zwłaszcza *Polityka energetyczna Polski*, określają szczegółowe scenariusze rozwojowe bliskie dawnym planom charakterystycznym dla gospodarki centralnie planowanej (socjalistycznej), też nigdy nie realizowanych!!! Poza tym są to scenariusze z jednej strony ukierunkowane na petryfikację nieefektywnych w warunkach rynkowych struktur biznesowych (organizacyjnych, zarządczych) w energetyce, a z drugiej strony pomijające dynamiczne zmiany społeczne, i wreszcie – w bardzo dużym stopniu autonomiczne względem regulacji prawnych (których jakość jest zresztą absolutnie poniżej wymagań; pouczającymi przykładami obrazującymi psucie prawa są przykłady związane z Prawem energetycznym i ustawą OZE). W zamian rekomenduje się **doktrynę** energetyczną (zał. 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 petryfikacji blokującej masową innowacyjność (zał. 6).

## Załącznik 1

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

Podkreśla się, że w nowym opisie rynku energetycznego centralną sprawą jest orientacja na prosumenta (podmiot prawny) i budynek/nieruchomość (także na zakład przemysłowy), który przejmuje odpowiedzialność za całą swoją sytuację energetyczną, obejmującą zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i paliwa/energię dla potrzeb transportowych. W szczególności 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 (dobrebrane 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) do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, instalacje MOA, smart EV.

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

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

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

### **Segment 2. Samorzády, spóldzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, lokalne sieci)**

**PISE 1** (prosumencka inteligentna sieć energetyczna): 4 tys. spóldzielni 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 podażyowy na usługi dostawcy „zbiorczego” energii elektrycznej i gazu dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażyowy na usługi *car sharing*.

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

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

**PISE 4** (*Smart City*): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci; przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podażyowo-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 biurów, 2 tys. hoteli – potencjalny rynek popytowy na trójgenerację gazową, pompy ciepła, ogniwa PV, *car sharing*.

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

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

**AG 4:** (autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, 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 jest związana z faktem, że nie są jeszcze ukształtowane łańcuchy wartości oraz instalacje realizujące te łańcuchy (łańcuchy wartości i instalacje są powiązane ze sobą w „uwikłany” sposób). Poniżej przedstawia się ceny (dynamikę zmian cenowych) w charakterystycznych segmentach energetyki prosumenckiej (dodatkowo dla dużych turbin wiatrowych, które są charakterystyczne dla segmentu IPP energetyki). Ze względu na zróżnicowanie technologiczne energetyki prosumenckiej sposób prezentacji cen jest bardzo eklektyczny. Podkreśla się przy tym, że o przyszłości energetyki prosumenckiej zadecydują koszty całych instalacji (zintegrowanych technologii), mniejsze znaczenie mają natomiast ceny odrębnych urządzeń.

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

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

W okresie ostatnich 40 lat duże turbiny wiatrowe taniały o 7% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku; w okresie tym nastąpił wzrost łącznej mocy zainstalowanej farm wiatrowych od 0,3 GW (1984) do 240 GW (2011) [11]. Tej ostatniej mocy odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca ponad 500 TWh, co oznacza, że jest ona około 4,5 razy większa od rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Takiej produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych odpowiada, przy strukturze paliw charakterystycznej dla polskiej elektroenergetyki, redukcja emisji CO<sub>2</sub> o około 450 mln ton, przy emisji CO<sub>2</sub> 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/m<sup>2</sup>rok, czyli w Polsce 20 razy mniejszym niż zapotrzebowanie budynków oddanych do użytkowania do końca lat 70' ubiegłego wieku i 8 razy mniejszym niż to, które jest obecnie wymagane przez przepis

budowlane. Podkreśla się, że wykorzystanie technologii domu pasywnego do głębokiej termomodernizacji istniejących zasobów budynkowych umożliwia redukcję zużycia ciepła na cele grzewcze do poziomu (30-50) kWh/m<sup>2</sup>rok. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około (15-20)% wartości budynku. Tradycyjna termomodernizacja (w zakresie obejmującym docieplenie ścian i stropów oraz wymianę okien, bez wymiany urządzeń grzewczych) w przypadku domu jednorodzinnego (kamienicy wspólnoty mieszkaniowej, bloku mieszkalnego spółdzielni mieszkaniowej) zapewnia redukcję zużycia ciepła grzewczego o (30-50)%. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około 10% wartości rynkowej domu.

**3. Ogniwa PV.** W wypadku ogniw PV zasadne jest bezpośrednie nawiązanie do historii w przemyśle mikroprocesorowym, bo doświadczenia z przemysłu mikroprocesorowego (ze wzrostu jego skali) dadzą się łatwo przenieść na przemysł technologii elektronowych, w którym tkwi potencjał wzrostu efektywności energetycznej ogniw PV i obniżki ich cen. Doświadczenia te pozwalają w szczególności lepiej zrozumieć, jaka jest podstawa tego, że ogniwa PV w okresie ostatnich 30 lat taniały o 22% w wyniku każdego kolejnego podwojenia rynku (wzrostu łącznej mocy zainstalowanej). W rezultacie cena ogniw PV w 2010 r. wynosiła około 2,5÷2,8 €/W. W horyzoncie 2030 antycypuje się cenę 0,7÷0,9 €/W, a w horyzoncie 2050 cenę 0,6 €/W [11].

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

Rozwój technologii PV, która w XXI wieku (ostatnie 13 lat) stała się głównym kierunkiem rozwojowym w światowej energetyce, pokazuje czym jest współczesny wyścig technologiczny. Mianowicie, w 2000 r. moc zainstalowana w energetyce PV wynosiła na świecie 1,4 GW, a inwestorzy/prosumenci płacili za ogniwa PV po 70 tys. \$/kW. Obecnie moc zainstalowana wynosi 140 GW, a inwestorzy/prosumenci płacą za ogniwa PV (łącznie z przekształtnikami energoelektronicznymi i montażem) niewiele ponad 1 tys. €/kW. Prognozy na 2014 r. mówią o dalszym wzroście mocy zainstalowanej o 50 GW. Zatem na koniec 2014 r. moc zainstalowana osiągnie 180 GW. Takiej mocy odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej znacznie ponad 220 TWh, co stanowi prawie dwukrotność rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Podobnie jak to wskazano w odniesieniu do dużych turbin wiatrowych rozwój produkcji energii elektrycznej w ogniwach PV odpowiada określonej redukcji emisji CO<sub>2</sub> (o ponad 200 mln ton, przy podanej już wcześniej emisji związanej z produkcją energii elektrycznej wynoszącej w Polsce około 120 mln ton).

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

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

**5. Żarówki led.** W przypadku oświetlenia, rewolucja cenowa zapoczątkowana w Japonii,

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

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

Gdyby uznać tę ostatnią antycypację za realną, to zakładając roczny spadek cen żarówek led wynoszący 20% łatwo oszacować, że globalny przemysł oświetleniowy w okresie 2011-2018 powiększy aż 30-krotnie swój wkład w redukcję zużycia energii elektrycznej. Byłby to wzrost ogromny, bo wkład początkowy (2011 r.) jest w przybliżeniu następujący: redukcja mocy – 160 GW, redukcja energii elektrycznej – 250 TWh, redukcja emisji CO<sub>2</sub> (dla struktury mocy wytwórczych takiej jak w Polsce) – 200 mln ton (do oszacowania wkładu początkowego założono, że cena żarówki led o mocy 10 W, zastępującej tradycyjną żarówkę 100 W, wynosiła w 2011 r. około 20 \$).

**6. Samochody elektryczne (EV).** Antycypowana obniżka cen wyposażenia elektrycznego samochodu EV (silnik elektryczny, przekształtnik energoelektroniczny, bateria akumulatorów, klimatyzacja, przeniesienie napędu) w latach 2013-2015, to około 40%.

Z tym się wiąże wzrost rynku sprzedaży samochodów elektrycznych. Mianowicie, antycypowany udział samochodów EV i hybrydowych (łącznie) w rynku sprzedaży zwiększy się w Japonii z 10 do 20% w okresie 2011- 2016, a w 2020 r. udział ten ma wynosić już 50%. W USA i w Europie udział ten w okresie 2011- 2016 zwiększy się praktycznie od zera do 10% i do 5%, odpowiednio; na świecie będzie to wzrost od 1 do 5%.

**Tab. Udział samochodów EV w sprzedaży nowych samochodów, przy całkowitym rynku sprzedaży w 2013 roku wynoszącym 83 mln samochodów (opracowanie własne, z wykorzystaniem prognoz Appleyard D., *Supercharging Renewables, Electric Vehicles Move into the Fast Lane*, Renewable Energy World Magazine 2010, vol. 13 nr 2 s. 26-34**

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

<sup>1</sup> Samochody hybrydowe i EV łącznie. <sup>2</sup> IV kwartał. <sup>3</sup> W ruchu miejskim.

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

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

w Norwegii wynosił 5,1%.

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

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

7. Poniżej konfrontuje się cenę energii elektrycznej pozyskiwanej z reprezentatywnej budynkowej (dom jednorodzinny) instalacji PME z ceną WEK. Do skonfrontowania wybiera się, w przypadku energetyki prosumenckiej, budynkowy układ hybrydowy MOA obejmujący: mikrowiatrak 2,5 kW (900 €/kW) + PV 3 kW (1100 €/kW), z baterią akumulatorów (200 €/kWh pojemności) i przekształtnikami energoelektronicznymi (1000 PLN/kW). Czas pracy układu hybrydowego – około 25 lat, produkcja energii elektrycznej w okresie całego życia układu – 150 MWh. Nakład inwestycyjny prosumenta (w całym okresie życia układu): mikrowiatrak i PV – 22,5 tys. PLN, akumulator i przekształtniki – 22,5 tys. PLN; razem 45 tys. PLN. Zatem wynik jest następujący: 0,3 PLN/kWh w przypadku mikroinstalacji prosumenckiej vs 0,6 PLN/kWh w przypadku zakupu energii od sprzedawcy z urzędu. (Przedstawione oszacowanie jest skrajnie uproszczone i wymaga pogłębionej weryfikacji. Z drugiej strony pokazuje ono, że konieczna jest już zmiana modeli ekonomicznych do oceny porównawczej efektywności inwestycji w energetyce WEK i w energetyce prosumenckiej).

### Załącznik 3

#### WYMIAR MAKROEKONOMICZNY ENERGETYKI WEK W POLSCE

Warto zauważyć, że w rankingach największych przedsiębiorstw (Forbes, Polityka) w pierwszej „5-tce” są 3 przedsiębiorstwa energetyczne (PKN Orlen, Grupa Lotos, PGE, a w pierwszej „20-tce” – 10 takich przedsiębiorstw (oprócz wymienionej trójki są to dodatkowo: Tauron, Energa, PGNiG, Kompania Węglowa, Enea, Orlen Paliwa, Jastrzębska Spółka Węglowa). W pierwszej „20-tce” nie ma natomiast ani jednej firmy technologicznej.

Podobną strukturę ma tylko Rosja: w rankingach największych przedsiębiorstw dominują przedsiębiorstwa energetyczne, przede wszystkim paliwowe, z tą jednak różnicą, że rosyjskie przedsiębiorstwa paliwowe są przedsiębiorstwami eksportowymi, a polskie importowymi. Należy podkreślić, że dominacja przedsiębiorstw energetycznych oznacza ogólnie nieadekwatność biznesową/organizacyjną i strukturalną takich przedsiębiorstw we współczesnym świecie, w dwóch zwłaszcza aspektach. Po pierwsze, jest to nieadekwatność priorytetów oznaczająca XX-wieczne podporządkowanie gospodarki bezpieczeństwu energetycznemu, podczas gdy XXI wiek 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).

**Tab. 1. „Kolonizacyjno-fiskalny” model polskiej energetyki.  
Szacunkowe dane dla 2014 roku w mld PLN (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 <sup>1</sup>	
		45	15	3	0,6	
		dobra inwestycyjne				
		elektroenergetyka (głównie bloki węglowe)		gazownictwo	sektor paliw transportowych	
		6		3	3	
<i>know how</i> (usługi konsultingowe) – b.d.						
Podatki, paropodatki,	~80	akcyza – 36 (dominujący udział paliw transportowych)				
		VAT – 38 (dominujący udział ludności)				
		CO <sub>2</sub> – 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, osiągalne przychody ludności – 600						

<sup>1</sup>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 SZEŚCIU STRATEGICZNYCH PROGRAMÓW ENERGETYCZNYCH I OKOŁO-ENERGETYCZNYCH (od modernizacyjnego, poprzez 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:

1. przebudowa energetyki na świecie, ma charakter strukturalny i jest nieuchronna, jednocześnie podlega jednak skutkom bardzo zróżnicowanych uwarunkowań globalnych i jest spowalniana przez zróżnicowane interesy państw (regionów), a z drugiej strony musi sprostać rysującym się w perspektywie nadchodzących 2-3 dekad obiektywnym wyzwaniom populacyjnym i surowcowym,
1. UE w przebudowie energetyki widzi główny czynnik kreowania swojej globalnej przewagi technologicznej (konkurencyjnej), a także eliminowania zależności od importu nośników energii, i realizuje w związku z tym historyczny program transformacji energetyki korporacyjnej w prosumencką (i demokratyczną), wykorzystując instrumenty prawne, fiskalne i wsparcia publicznego,

2. Polska ma komplet uwarunkowań (między innymi takich jak: renta zapóźnienia w energetyce WEK, w tym konieczność restrukturyzacji górnictwa; dobrze wykształcone zasoby kadrowe, zdolne do zbudowania polskiej energetyki prosumenckiej; duży jeszcze potencjał motywacji społeczeństwa do bogacenia się; wielkie zasoby rolnictwa energetycznego) pozwalających wykorzystać światowe zmiany i unijną strategię do rozwiązania trudności restrukturyzacyjnych w energetyce, i przede wszystkim do stworzenia długoterminowych perspektyw zrównoważonego rozwoju kraju,

należy przyjąć Doktrynę energetyczną, zgodnie z którą:

1. 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),
2. horyzont 2020 (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 dla inwestycji zrealizowanych przed tym terminem będzie utrzymane),
3. 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 (za bezpieczeństwo energetyczne), co pod względem technicznym staje się już możliwe z uwagi na gwałtowny rozwój nowych technologii (energetycznych i wokół-energetycznych),
4. 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 i opracowany długofalowy plan ich wykorzystania).

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

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

Stąd wynika znaczenie krajowych około-energetycznych (gospodarczych, powiązanych z programami społecznymi) programów: modernizacyjnych, rozwojowych, pomostowych. Szczególną wagę przywiązuje się do 6 programów, przy tym program modernizacyjny (I), a zwłaszcza 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 inteligentnej infrastruktury). **Programy te powinny być celem cywilizacyjnym dla Polski.**

**1. Program I(P), modernizacyjny**, dotyczy pobudzenia efektywnościowego energetyki (prosumenckiej) przemysłowej.

**2. Program II(OW), rozwoju** energetyki EP na obszarach wiejskich. Obszary wiejskie są potencjalną kolebką energetyki EP; na obszarach tych nastąpiło duże wyprzedzenie technologiczne elektroenergetyki przez inne infrastruktury: telekomunikację, wodociągi, oczyszczalnie, drogi; ponadto istnieją zasoby i istnieją także potrzeby takie jak reelektryfikacja, wymagania środowiskowe; wreszcie badania socjologiczne wykazują, 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 restrukturyzacji rolnictwa, głównie w obszarze gospodarstw wielkotowarowych (powyżej 50 ha), jest ukierunkowany na efektywne wykorzystanie polskich zasobów gruntów ornych, uwzględniające pełną równowagę żywnościowo-energetyczną.

**4. Program IV(M), rozwojowy**, dotyczący energetyki w miastach (z wyłączeniem „wielkiego przemysłu”), obejmujący trzy kierunki działań: 1° - rewitalizację zasobów budynkowych za pomocą technologii domu pasywnego, 2° - rozwój OZE oraz 3° - rozwój systemów *car sharing* i infrastruktury transportu elektrycznego.

**5. Program V(WEK), pomostowy**, intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK. W największym uproszczeniu, ale bardzo wiarygodnie, szacuje się że bezinwestycyjne zasoby tej energetyki są całkowicie wystarczające w horyzoncie 2050; główne uwarunkowanie tego programu, to dwa wielkie transfery paliwowe do segmentu źródeł wytwórczych energii elektrycznej (kogeneracyjnych, poligeneracyjnych) w energetyce EP, 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 (wypieranych przez transport elektryczny i biopaliwa) będzie wolniejszy. (Transfery paliwowe, zwłaszcza drugi, muszą być powiązane z istotnymi zmianami podatkowymi, akcyzowymi).

**6. Program VI(EE), pomostowy**, dotyczący 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 jest przedstawiony w tab. 2. Nowe zasoby energetyczne poza energetyką WEK, w energetyce 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 źródłach OZE (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 (*stranded costs*).

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

**Tab. 2. Polski mix energetyczny 2050 (opracowanie własne)**

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

\* Indeksy oznaczają: „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, napędzająca rozwój całej polskiej gospodarki, czyli jako przeciwieństwo petryfikacji blokującej masową innowacyjność)**

Cztery pierwsze programy wymienione w rozdz. 4, jeden modernizacyjny i trzy rozwojowe, tworzą obszar dla masowej (potencjalnej) innowacyjności, bo oznaczają one stworzenie wielkiego rynku wewnętrznego dla polskiego przemysłu ICT, szeroko rozumianego. Podkreśla się, że w ostatnich kilkunastu latach polski przemysł ICT rozwijał się najszybciej

w Europie. Był to niestety model rozwojowy ukierunkowany na zewnętrznych inwestorów (zapewniających kapitał i *know how*) oraz eksport produkcji. Przebudowa energetyki w kierunku prosumenckiej, z udziałem niezależnych inwestorów (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 zero-energetycznych, wyposażonych w zaawansowaną inteligentną infrastrukturę), 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 milionów 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 PLN.

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

**Uwaga 1: Przebudowa energetyki oznacza stopniowe wypieranie (ograniczanie) importu paliw i powiązane z tym wypieraniem budowanie nowych miejsc pracy w bardzo innowacyjnym obszarze (technologie OZE, inteligentna infrastruktura, efektywność energetyczna).** Inaczej, jest to finansowanie nowych miejsc pracy w innowacyjnym segmencie gospodarki za pomocą redukcji importu paliw. Podkreśla się ponadto, 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 EP, a ponadto podatkami VAT i PIT płaconymi przez nowozatrudnionych pracowników (200 tys. pracowników).

**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).** Podkreśla się, że narodowy program pobudzenia gospodarki za pomocą budownictwa mieszkaniowego w obecnym kontekście historycznym oznacza zarazem transformację społeczeństwa w kierunku prosumenckiego (czyli społeczeństwa wykorzystującego inteligentną infrastrukturę i wiedzę, w tym w zakresie energetyki, do zwiększania partycypacji prosumenckiej w całej gospodarce).

## Źródła

- [1] [\*Polityka energetyczna Polski do 2030 roku\*](#). Ministerstwo Gospodarki. Warszawa 2009 (dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku).
- [2] [\*Polityka energetyczna Polski do 2050 roku\*](#). Ministerstwo Gospodarki. Warszawa 2015 (projekt skierowany do konsultacji społecznych w sierpniu 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.](#) Ministerstwo Gospodarki. Warszawa 2015 (projekt skierowany do konsultacji społecznych w sierpniu 2015).
- [7] **Historia elektryki polskiej.** *Elektroenergetyka*. Praca zbiorowa, pod redakcją Nehrebeckiego. WNT, 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.* Monografia. 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.* Monografia – publikacja Europejskiego Kongresu Finansowego. Sopot 2014.
- [12] Popczyk J. [Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa.](#) BŻEP, Dział 1.04.04, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), podstrona CEP.
- [13] Popczyk J. [ENERGETYKA PROSUMENCKA. Od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie.](#) BŻEP, Dział 1.01.06, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), podstrona CEP.
- [14] Informacja o wynikach kontroli [Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej.](#) NIK (Raport). Warszawa, marzec 2015.
- [15] Bernardyn P. *SŁOŃCE jeszcze nie weszło. Tsunami. Fukushima.* Helion, 2014.
- [16] Michalski B. [Triadyzacja i korporatyzacja gospodarki światowej w świetle tezy Susan Strange o odwróceniu państwa.](#) Uniwersytet Wrocławski. Zasoby internetowe.

*Datowanie (wersja oryginalna) – 14.09.2015 r. Wersja zmodyfikowana (1) – 21.09.2015r. (W ramach modyfikacji nr 1 przede wszystkim dodano Streszczenie. Ponadto, wprowadzono kilka niewielkich zmian redakcyjnych, mających na celu podniesienie jakości tekstu, bez istotnego znaczenia merytorycznego. Wersja zmodyfikowana (2) – 27.09.2015r. (W ramach modyfikacji nr 2 dodano dwa końcowe zdania w Streszczeniu oraz wprowadzono zmiany do oszacowań, tab. 2, i do opisu efektów alternatywnej Inwestycji 2. Generalnie, oszacowania efektów zmniejszono. W szczególności, zmniejszono aż dwukrotnie efekt wynikający z modernizacji oświetlenia. Dokonano tego poprzez zmniejszenie czasu użytkowania statystycznego źródła światła do 1000 godzin rocznie; w ten sposób drastycznie zredukowano ryzyko ewentualnego przeszacowania efektu związanego z modernizacją oświetlenia. Ponadto, rozszerzono opis efektów Inwestycji 2, aby stały się one bardziej czytelne).*