Jan Popczyk

ENERGETYKA ROZPROSZONA

od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej

PUBLIKACJA JEST FINANSOWANA ZE ŚRODKÓW
EUROPEJSKIEJ FUNDACJI KLIMATYCZNEJ
(EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION)

Copyright by Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki
Warszawa 2011

Wydawca:
Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki
ul. Mazowiecka 11/16; 00-052 Warszawa
Tel./fax: 22 827 33 70
e-mail: pkeom.info@gmail.com; pkeom.org@gmail.com
http://pke-om.most.org.pl/

ISBN: 978-83-915094-1-8

Projekt graficzny okładki:
Krystyna Krakówka
(fot. ©istock.com: brainstorm1962; hidesy; ThinkDeep; melhi)

Skład:
Agencja Wydawnicza EkoPress Andrzej Poskrobko
tel. 601.311.838

Przygotowanie do druku i druk:
Fundacja Ekonomistów Środowiska i Zasobów Naturalnych

Wydrukowano na papierze ekologicznym Cyclus offset

Spis treści

Od wydawcy 5

Zamiast streszczenia – wizja polskiej energetyki w horyzoncie 2050 9

Słownik – skróty, pojęcia i krótkie objaśnienia autorskie 20

Przedmowa – fabryczne technologie OZE: rozwiązanie dobre dla biednego świata, pazernego biznesu i społeczeństwa wiedzy 31

Wprowadzenie – Polska Alternatywna Polityka Energetyczna 37

PODSTAWY.
NIEZMIENNE PRAWA PRZYRODY, TECHNOLOGIE WYMYKAJĄCE SIĘ SPOD KONTROLI, ZMIENNA EKONOMIKA I WZNOSZENIE SIĘ CZŁOWIEKA 40

Część pierwsza: KRYZYS WIELKOSKALOWEJ ENERGETYKI KORPORACYJNEJ (WEK)

Rozdział pierwszy – Syntetyczne uwagi 54

Rozdział drugi – Kryzys dobrych praktyk korporacyjnych. Przykłady oszustw wielkich przedsiębiorstw na świecie 65

Rozdział trzeci – Krytyczna analiza energetyki jądrowej 68

Rozdział czwarty – Argumenty na rzecz tezy, że polska energetyka została cofnięta w latach 2006-2010 o 20-30 lat 82

Rozdział piąty – Przykłady drastycznej polskiej nieefektywności energetycznej 91

Część druga: POTENCJAŁ ZMIAN

Rozdział szósty – Najważniejsze uwarunkowania bilansowe 96

Rozdział siódmy – Kontekst bezpieczeństwa elektroenergetycznego (i nie tylko) 105

Rozdział ósmy – Inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska (emisji CO_2) do kosztów paliwa 108

Rozdział dziewiąty – Potencjał i rola rolnictwa energetycznego w polskiej gospodarce 111

Rozdział dziesiąty – Lista technologii URE 113
Rozdział jedenasty – Początek konfrontacji dwóch modeli: energetyka WEK versus OZE/URE 119
Rozdział dwunasty – Szczegółowe przykłady rozwiązań obrazujących nowe trendy 124

Część trzecia: PRZEBUDOWA W KIERUNKU SYNERGETYKI

Rozdział trzynasty – Czas wielkich syntez 132
Rozdział czternasty – Koszty referencyjne dla charakterystycznych technologii elektroenergetycznych 138
Rozdział piętnasty – Potencjał synergetyki w aspekcie celów Pakietu 3x20 143
Rozdział szesnasty – Mix rynkowy: wielkoskalowa energetyka korporacyjna i energetyka URE. Dwa filary bezpieczeństwa elektroenergetycznego 147
Rozdział siedemnasty – Ruch prosumencki i nowe zawody w obszarze energetyki URE 153
Rozdział osiemnasty – Jednolity rynek OZE/URE (europejski i nie tylko) 155
Rozdział dziewiętnasty – Potrzeba przebudowy odpowiedzialności za energetykę w rządzie 158
Rozdział dwudziesty – Delficki system zaopatrzenia Polski w energię elektryczną w 2030 roku 160

ANEKS

Tabela chronologiczna – ważne wydarzenia w energetyce, w otoczeniu gospodarczym i społecznym 174
Wyniki szczegółowych analiz scenariuszowych rozwoju KSE 177
Retrospekcja i przyszłość – od autonomicznych elektrowni poprzez systemy elektroenergetyczne i monopol do inteligentnych domów zeroenergetycznych (autonomicznych) 186

Podziękowania 189
Bibliografia 190
Spis tabel 192
Spis rysunków 194

Od wydawcy

Energia jest nam niezbędna do życia. Używamy jej do przygotowywania posiłków i oświetlania otoczenia. Od niej zależy nasz komfort cieplny i dostęp do informacji. Jest tak powszechna, że na ogół o niej nie myślimy. Po prostu jest. O tym, jak jest niezbędna przekonujemy się, gdy jej dostawy są przerwane. Obwiniamy wówczas państwo za bezczynność i brak działań dla zapewnienia pożądanego poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

W połowie 20. wieku wielu rządom udało się przekonać obywateli, że właściwy poziom bezpieczeństwa energetycznego jest w stanie zagwarantować tylko państwo. Szczególnie ostro zjawisko to wystąpiło w krajach socjalistycznych, w tym w Polsce, gdzie rządy znacjonalizowały i zmonopolizowały sektor energetyczny, zgodnie z leninowską doktryną: „*socjalizm to elektryfikacja i władza rad*". Energetyka zaczęła być traktowana jako sektor strategiczny, w którym aktywność instytucji innych niż państwowe nie była dopuszczana. Państwo skutecznie tępiło jakiekolwiek inicjatywy obywatelskie zmierzające do budowy alternatywnych, rozproszonych źródeł energii. Praktycznie zniszczono ok. 6000 małych elektrowni wodnych istniejących na terenie Polski po II wojnie światowej.

Podejście to tylko w niewielkim stopniu uległo zmianie po 1989 roku. Co prawda rozpoczęto i przeprowadzono prywatyzację przedsiębiorstw energetycznych, wdrożono nowe regulacje prawne, w teorii gwarantujące dostęp do sieci energetycznych niezależnym wytwórcom, ale nie zmieniła się mentalność, zgodnie z którą tylko wielkie przedsiębiorstwa energetyczne i jednolita sieć energetyczna mogą obywatelom zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego też, pomimo werbalnych deklaracji, nie stworzono w Polsce rzeczywistych warunków do rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej, a preferowane były i są nadal rozwiązania służące wzmacnianiu wielkich koncernów energetycznych (utworzonych w wyniku konsolidacji sektora).

Taka polityka doprowadziła Polskę na skraj katastrofy energetycznej. Chroniona przez polityków wielka energetyka nie inwestowała w nowe, niskoemisyjne technologie, nie wdrażała nowoczesnych metod zarządzania popytem, nie dokonywała niezbędnej modernizacji. W konsekwencji niemal połowa instalacji w polskim sektorze energetycznym to muzeum dwudziestowiecznej techniki: stare, mało efektywne bloki węglowe, obsługiwane przez napowietrzną, w dużej części zamortyzowaną i nieefektywną sieć energetyczną. Blackout w Szczecinie w kwietniu 2008 roku, czy kilkutygodniowe braki w dostawie energii do wielu małopolskich miasteczek i wsi w 2009 roku to tylko wyraziste symbole słabości polskiej energetyki. Jej codziennością są zbyt niskie napięcie energii elektrycznej w sieci (zwłaszcza na terenach wiejskich) czy częste przerwy w dostawie energii

na terenach otwartych. Jeśli dziś nie podejmiemy radykalnych działań – przede wszystkim w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej i jej produkcji w rozproszonych źródłach, opartych na surowcach odnawialnych – te negatywne zjawiska będą się pogłębiać i stworzą barierę dla dalszego rozwoju cywilizacyjnego i gospodarczego naszego kraju. Praktycznie wszelkie rozwiązania w tym zakresie są dosłownie wymuszane polityką UE i realizowane z dużym opóźnieniem, do tej pory Polska nie posiada na przykład ustawy o OZE mimo, że termin jej uchwalenia minął w grudniu 2010 roku.

Współczesna, polska energetyka to także główne źródło degradacji środowiska przyrodniczego: wytwarza ogromne ilości ścieków (zasolone wody kopalniane, ścieki termiczne z elektrowni), odpadów, zanieczyszczeń odprowadzanych do powietrza, powoduje szkody górnicze. Jest ona także głównym, krajowym źródłem antropogennej emisji gazów cieplarnianych. Skutki ponosimy wszyscy. Nie tylko w postaci utraty bogactwa przyrodniczego, ale także jako utratę zdrowia i poczucia bezpieczeństwa spowodowane zwiększająca się ilością i nasileniem ekstremów pogodowych. Bez zmiany podejścia do sposobu produkcji energii nie będzie więc możliwa poprawa jakości życia w naszym kraju, nie będzie możliwa realizacja konstytucyjnej zasady, zapisanej w art. 5, zapewniającej, że Polska rozwijać się będzie zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju.

Biorąc pod uwagę przedstawione powyżej uwarunkowania Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki i Instytut na rzecz Ekorozwoju, organizacje członkowskie Koalicji Klimatycznej, zwróciły się do profesora Jana Popczyka z prośbą o przedstawienie całościowej wizji rozwoju polskiej energetyki. Wizji, której realizacja pozwoliłaby na osiągnięcie trzech podstawowych celów:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako pewność dostaw energii oraz jako gwarancja takiego poziomu cen energii, który zminimalizuje zjawisko ubóstwa energetycznego;
- zapewnienie, że wielkość emisji zanieczyszczeń z sektora energetycznego nie przekroczy dostępnej pojemności ekologicznej systemu przyrodniczego;
- zapewnienie, że przyjęte rozwiązanie nie doprowadzi do nadmiernych kosztów lub nieuzasadnionych zysków ponoszonych lub osiąganych przez poszczególne podmioty lub grupy społeczne.

Prezentowane opracowanie przedstawia sposób w jaki Polska może uniknąć grożącej jej katastrofy energetycznej. Wskazuje, że niezbędne jest pilne odejście od inwestowania w wielkoskalową energetykę węglową i jądrową na rzecz wsparcia rozwoju rozproszonych, lokalnych instalacji korzystających z surowców odnawialnych. Autor omawia istniejący w naszym kraju potencjał dla rozwoju energetyki rozproszonej oraz technologie, które w jego przekonaniu mogą i powinny być w Polsce rozwijane. Szczególnie interesujące jest w tym kontekście skierowanie uwagi na możliwości jakie istnieją w naszym kraju w zakresie rozwoju rolnictwa energetycznego. Dzięki temu wsparcie energetyki rozproszonej

stanowić może ważny instrument modernizacji obszarów wiejskich i rolnictwa w naszym kraju.

Innym, fascynującym wątkiem jest kwestia zmiany roli końcowego użytkownika energii: od biernego odbiorcy, do aktywnego prosumenta, który nie tylko tak kształtuje swoje zachowanie, aby oszczędzać energię, ale dąży do podniesienia efektywności jej wykorzystywania oraz do wytwarzania nadwyżek energii, które mogą być przekazywane do sieci. To droga do dokonania w Polsce skoku cywilizacyjnego, do budowy w naszym kraju społeczeństwa wiedzy.

Przedstawiona przez Autora koncepcja rozwoju polskiej energetyki jest tą, za realizacją której opowiadają się Polski Klub Ekologiczny i Instytut na rzecz Ekorozwoju. To droga do zrównoważonego rozwoju naszego kraju i zapewnienie, że naszych potrzeb nie będziemy realizować kosztem przyszłych pokoleń. Dlatego też obie te organizacje, a także inne, skupione w Koalicji Klimatycznej, wspierać będą działania mające na celu urzeczywistnienie tej wizji.

Dr hab. inż. ZBIGNIEW M. KARACZUN
Prezes Polskiego Klubu Ekologicznego
Okręg Mazowiecki

Dr ANDRZEJ KASSENBERG
Prezes Instytutu na rzecz Ekorozwoju

WIZJA POLSKIEJ ENERGETYKI W HORYZONCIE 2050

Uwarunkowania. Przedstawione poniżej uwarunkowania nawiązują ściśle do zmiany paradygmatu rozwojowego energetyki, z którą mamy obecnie do czynienia. W wymiarze praktycznym chodzi o zamianę paliw kopalnych na odnawialne źródła energii oraz o zamianę dominacji produkcji paliw/energii efektywnym jej użytkowaniem (lepsze zarządzanie). W takim kontekście najważniejsze uwarunkowania, tworzące bazę do rozważań w całej monografii, są następujące.

1. Polska elektroenergetyka korporacyjna (WEK) nie jest już zdolna do odpowiedzi na potencjalny deficyt energii elektrycznej po 2015 roku za pomocą bloków wielkoskalowych (węglowych, jądrowych), bowiem czas realizacji tych bloków (obejmujący organizację ich finansowania) wykracza daleko, albo bardzo daleko poza horyzont 2015.
2. To oznacza, że w trybie kryzysowym powstały w Polsce warunki do przyjęcia strategii (doktryny) rozwoju odnawialnych źródeł rozproszonych o krótkich i bardzo krótkich okresach realizacji oraz zrównoważonego traktowania produkcji energii i jej użytkowania, w tym oszczędzania. Szeroka internalizacja kosztów zewnętrznych funkcjonowania energetyki (na przykład za pomocą inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa, albo podobnej koncepcji podatku węglowego) jest wstępnym warunkiem (sposobem i gwarancją) realizacji tej strategii. Drugim jest włączenie dotychczasowych odbiorców w proces wytwarzania i dystrybucji energii, już jako prosumentów.
3. Obecna dynamika procesów społecznych w UE, sprzyja strukturalnej przebudowie energetyki. Przede wszystkim rośnie społeczna świadomość potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych funkcjonowania energetyki jako rozwiązania uniwersalnego, prostego i przejrzystego Rozwiązanie to może skutecznie zastąpić dotychczasowe nieprzejrzyste regulacje kreowane przez sojusz polityczno-korporacyjny, polegające na: subsydiowaniu energetyki odnawialnej, opłatach za emisje CO_2, karach za przekroczenie dopuszczalnych emisji CO_2 w przemyśle samochodowym oraz ulgach podatkowych dla biopaliw (pierwszej generacji).
4. Ponadto, z punktu widzenia strukturalnej przebudowy energetyki, fundamentalne znaczenie ma poziom zaufania społeczeństwa do władzy (i korporacji). W demokracji zaufanie to jest warunkiem koniecznym rozwoju ener-

getyki wielkoskalowej. Z drugiej strony, kryzys – jego pierwsza faza (amerykańska, lata 2007-2009) i druga (europejsko-amerykańska, lata 2010-2011) – bardzo mocno podkopały potrzebne zaufanie. Ilustracją procesu „rozchodzenia się" władzy tkwiącej w starych schematach bezpieczeństwa energetycznego oraz interesów korporacyjnych i coraz bardziej upodmiotowionego społeczeństwa, charakterystyczną dla Polski w obszarze energetyki, jest głosowanie w sejmie nad pakietem ustaw na rzecz energetyki jądrowej (maj 2011). Fakt, że za pakietem głosowało 407 posłów na 410 w sytuacji, kiedy ponad połowa polskiego społeczeństwa jest przeciw budowie elektrowni jądrowych, świadczy o kryzysie mechanizmów podejmowania demokratycznych decyzji dotyczących energetyki wielkoskalowej (należy przyjąć, że jest to tylko kryzys etapowy).

5. Energetyka rozproszona, bazująca na odnawialnych źródłach energii, w naturalny i równomierny sposób zapewnieni usługi energetyczne w całym kraju na poziomie adekwatnym do potrzeb. Jest to szczególnie ważne w sytuacji, kiedy rozległe awarie sieciowe w wielu regionach stają się przyczyną narastającej fali przerw w dostawach energii elektrycznej, obejmujących dziesiątki, a nawet setki tysięcy odbiorców. A ponadto w sytuacji, kiedy niewystarczająca przepustowość sieci zbudowanych w ramach elektryfikacji Polski, zaczyna w szczególności ograniczać dalszą restrukturyzację rolnictwa i modernizację wsi.
6. Spełnienie wymagań Pakietu energetyczno-klimatycznego do 2020 roku oraz dalsza redukcja gazów cieplarnianych w elektroenergetyce wynosząca nawet 93-99% (unijna Mapa Drogowa) do 2050 roku, nie wpłyną negatywnie na polską gospodarkę. Przeciwnie, są szansą na uczestnictwo w wyścigu technologicznym, który z obszaru fizyki jądrowej (zbrojenia atomowe i energetyka jądrowa w okresie zimnej wojny) przeniósł się do biotechnologii i elektroniki (przemysł ICT, ochrona środowiska i energetyka OZE w społeczeństwie postindustrialnym, informacyjnym, a w przyszłości wiedzy).
7. Wykorzystanie przebudowy energetyki do ochrony bezpieczeństwa energetycznego (nowego typu) jest szansą budowania przewagi konkurencyjnej polskiej gospodarki i jest nie mniej ważne od bezpieczeństwa energetycznego. Jest to w szczególności szansa na unowocześnienie czterech strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarki: energetyki WEK, budownictwa, transportu i rolnictwa.

Główna teza. Nie ma dla Polski ryzyka braku paliw/energii. Problemem jest natomiast przebudowa energetyki. Chodzi przy tym o zmiany fundamentalne, czyli o przebudowę struktury bilansu paliwowo-energetycznego i rynków końcowych paliw/energii w pożądanym kierunku. Cel ten można osiągnąć tworząc regulacje krajowe respektujące istniejący unijny porządek prawny i antycypujące nowe (unijne) regulacje, szczególnie w obszarze internalizacji kosztów zewnętrznych oraz mechanizmów podatkowych.

Pożądany kierunek to konwergencja (koegzystencja, ale rzeczywista, a nie tylko deklaratywna) dwóch segmentów energetyki: WEK (schyłkowej) oraz OZE/URE (rozwojowej). Jest to zarazem konwergencja dwóch rynków. Pierwszym jest rynek tradycyjnej elektroenergetyki i tradycyjnego gazownictwa (WEK), gdzie przez ostatnie 20 lat (na świecie i w Polsce) konkurencja była wdrażana w oparciu o zasadę TPA.

Drugim jest rynek, który się rodzi w energetyce w oparciu o zastosowanie urządzeń energetyki rozproszonej (OZE/URE). Czyli taki, jaki jest charakterystyczny dla rynków z bardzo silną konkurencją, na przykład rynek AGD, samochodowy i podobne. Potencjał wzrostu konkurencyjności w energetyce w oparciu o zasadę TPA w dużym stopniu już się wyczerpał. Rynek OZE/URE jest rynkiem w początkowej fazie rozwoju i jego potencjał wzrostu konkurencyjności jest ogromny.

Konfrontacja inwestycji w bloki/elektrownie WEK i konkurencyjne technologie energetyczne 21. wieku. Jeśli Polsce grozi deficyt mocy wytwórczych na rynku energii elektrycznej, to **s**prawą niekwestionowaną jest to, że przyszłość polskiej elektroenergetyki (energetyki) trzeba rozpatrywać w kontekście inwestycji. Dlatego punktem wyjścia, który się tu przyjmuje do jej antycypowania, są bardzo grube, ale szokujące szacunki przedstawione w tabeli S.1. Dotyczą one nakładów inwestycyjnych dla ośmiu charakterystycznych technologii, uwzględniających źródła wytwórcze i niezbędną rozbudowę sieci. (Dane do szacunków przedstawione są w rozdz. 20).

W tabeli S.1 nie dokonano oszacowania cen energii elektrycznej z poszczególnych technologii ze względu na zbyt duże ryzyko, nieporównanie większe od ryzyka oszacowania nakładów inwestycyjnych. Mianowicie, ryzyko szacowania cen energii elektrycznej jest związane z okresem, w którym ceny te muszą być szacowane. Jest to 80 lat, bo taki jest okres „wyjścia" z biznesu, jakim jest energetyka jądrowa, której jeszcze nie ma. Trzeba ją dopiero zbudować, a w obecnej sytuacji, po katastrofie w elektrowni Fukushima, będzie to trwało nie krócej niż 15 lat.

Mimo że tabela S.1 nie zawiera oszacowania cen energii elektrycznej, przesądza ona o perspektywach energetyki WEK i OZE/URE na korzyść tej drugiej. Technologie słoneczne (zwłaszcza hybrydowe, łączące ogniwa fotowoltaiczne i kolektory słoneczne), mikrowiatrowe, geotermalne (pompy ciepła), a także z obszaru rolnictwa energetycznego mają wielki potencjał redukcji kosztów i są właściwe dla prosumentów. Technologie WEK nie mają takiego potencjału, a z punktu widzenia inwestorów są obciążone zbyt wielkim ryzykiem (dla technologii węglowych bez instalacji CCS ryzyko jest związane z unijnymi regulacjami dotyczącymi uprawnień do emisji CO_2).

Tabela S.1.
Porównanie nakładów inwestycyjnych, równoważnych w aspekcie rocznej sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wynoszącej 11 TWh
(opracowanie własne)

Technologia	**Moc**	**Nakłady inwestycyjne [EUR]**		**Czas do efektu z pojedynczego projektu**
		łączne	**jednostkowe**	
Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushimie	1,6 GW	12 mld	12 mld	15 lat
2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7GW	8 mld	4 mld	20 lat
40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
160 bloków *combi*, na gaz ziemny o mocy 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny o mocy 100 kW_{el} każda	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
160 tys. mikrobiogazowni, o mocy 10 kW_{el} każda	1,6 GW	7 mld	44 tys.	6 miesięcy
1 mln układów hybrydowych M/O/A[1], o mocy 5 kW_p (M)+4,5 kW (O) każdy	4,5 GW_p+5 GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, o mocy 4,5 kW_p każda	11 GW_p	11 mld	4,4 tys.	3 miesiące

[1] Układ hybrydowy M/O/A (mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, akumulator).

Dodatkowo, z punktu widzenia przyszłości energetyki OZE/URE, ważne jest również to, że jej potencjał rozwojowy będą wzmacniały paliwa, których nadpodaż pojawi się za przyczyną samochodu elektrycznego i będą transferowane z rynku transportowego na rynek rozproszonego wywarzania energii elektrycznej (dużą rolę do odegrania na rynku energetyki rozproszonej ma w tym kontekście LPG). Ponadto, potencjał rozwojowy energetyki OZE/URE z dużym prawdopodobieństwem będą wzmacniały paliwa takie jak gaz łupkowy, a w pewnym zakresie także biomasa wykorzystywana w instalacjach z silnikami Stirlinga.

Trzy główne bariery odnoszące się do rozwoju energetyki WEK. Bariery w rozwoju energetyki WEK nie oznaczają, że szybko utraci ona znaczenie. Natomiast na pewno oznaczają, że energetyka WEK szybko będzie tracić dominujące znaczenie. O tym będzie decydować nieprzystawanie tej energetyki do właściwości nowoczesnej gospodarki i społeczeństwa przekształcającego się (powoli) w społeczeństwo wiedzy. W takim kontekście bariery są związane ze środowiskiem regulacyjnym/prawnym, w którym funkcjonuje obecna energetyka oraz z potrzebami nowoczesnej gospodarki (i społeczeństwa), których obecna energetyka nie rozwiązuje. Trzy główne z tych barier są następujące:

1. Internalizacja szeroko rozumianych kosztów zewnętrznych uwzględniająca koszty środowiska (na obecnym etapie chodzi przede wszystkim o emisję CO_2, ale coraz bardziej także o koszty w obszarze gospodarki wodnej) jak również koszty sieciowe – przenosząca konkurencję z poziomu wielkich systemów na poziom odbiorców – spowoduje, że energetyka WEK będzie szybko tracić konkurencyjność względem OZE/URE. Ten czynnik będzie decydujący w przypadku elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa sieciowego.
2. Oprócz internalizacji kosztów, takiej jak w p. 1, rozpoczyna się już następny, głębszy etap internalizacji, obejmującej rachunek energetyczny „od kołyski po grób" (LCC, LCA). Na tym etapie zróżnicowana natura istniejących systemów (rozwiązań regulacyjnych) dotyczących wspomagania rozwoju OZE, redukcji emisji CO_2 oraz wdrażania biopaliw transportowych (pierwszej generacji) będzie musiała być definitywnie zlikwidowana. Oznacza to, że oprócz uspójnienia systemów takich jak certyfikaty (w Polsce powiązane dotychczas tylko z energią elektryczną), limity i handel uprawnieniami do emisji CO_2 w segmencie ETS (brak rozwiązań dla segmentu non-ETS) oraz ulgi podatkowe dla biopaliw pierwszej generacji (brak ukształtowanych rozwiązań dla biopaliw drugiej generacji) w jednolitym rachunku energetycznym muszą być uwzględnione dodatkowo koszty wszystkich ogniw w łańcuchu wartości dla każdego produktu (według metodyki LCC, LCA obejmującej koszty od „kołyski po grób"). W szczególności będą musiały być uwzględnione bilanse wydobycia paliw kopalnych (także produkcja paliw biomasowych), koszty transportu paliw, koszty utylizacji. W wyniku tego energetyka WEK będzie znowu, szybko tracić na znaczeniu. Ten czynnik będzie decydujący w górnictwie, przede wszystkim jednak ujawni z całą ostrością patologiczny charakter współspalania biomasy w elektroenergetyce WEK.
3. Trzecią ważną barierą, związaną z sektorowością, jest brak możliwości praktycznych wyjścia energetyki WEK na syntezę energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa energetycznego. A właśnie ta synteza (synergetyka) będzie stanowić główny czynnik stabilizujący bezpieczeństwo energetyczne, żywnościowe i ekologiczne Polski w dekadzie 2011-2020. Podkreśla się jednocześnie, że synteza ta jest warunkiem nowego etapu internalizacji kosztów zewnętrznych, o którym jest mowa w p. 2.

W rezultacie, wszystko co wiemy o przyszłości energetyki WEK oraz o obecnym i przewidywanym rozwoju energetyki OZE/URE ma znaczenie tylko na tyle, na ile pozwala projektować struktury (biznesowe), które będą zdolne dostosowywać się (rynkowo) do radykalnych zmian.

Nowy etap budowy energetyki. Jeśli Polska ma nawet wielokrotnie mniejsze zużycie energii elektrycznej niż Norwegia (a nawet Niemcy), to w żadnym wypadku nie powinna dążyć do jego zwiększenia, aby dorównać krajom o najwyższym zużyciu energii elektrycznej (patrz rozdz. 6). Wielkość polskiej gospodarki (w skali globalnej gospodarka mała), jej przynależność do gospodarki unijnej

(jednolity rynek energii elektrycznej), posiadane zasoby (dotychczas całkowicie niewykorzystane rolnictwo energetyczne, a potencjalnie również gaz łupkowy) oraz potrzeba (priorytetowa) inwestycji w energetykę innowacyjną powodują, że nie ma obecnie miejsca w Polsce na energetykę węglową i jądrową równocześnie, bo nie ma wystarczających środków na finansowanie jednej i drugiej, a także dlatego, że nie można koncepcji *energy mix* przekształcać w autarkię energetyczną. Powodem, który sprawia, że konieczne jest przejście do nowego etapu rozwoju energetyki w Polsce, są trendy światowe z jednej strony, a z drugiej potrzeba wykorzystania unikatowych polskich zasobów (na przykład rolnictwa energetycznego) oraz szansa na rozwiązanie polskich trudności związanych m.in. ze stanem sieci elektroenergetycznych. Chodzi tu o światowy odwrót od wytwarzania w źródłach wielkoskalowych na rzecz energetyki rozproszonej i rosnącą przewagę zarządzania energią nad jej produkcją, związaną z rzeczywistym wykorzystaniem *Smart Grid-u*, ukierunkowanym na korzyści prosumenta, a nie na interes korporacyjnej energetyki. Taki kierunek, ograniczający presję inwestycyjną w obszarze sieciowym, jest dla Polski racją stanu. W szczególności dlatego, że oprócz tworzonej w ten sposób możliwości zastąpienia tradycyjnej sieciowej reelektryfikacji wsi/rolnictwa przez nowoczesną reelektryfikację, za pomocą źródeł rozproszonych, zwiększa on efektywność rozwiązywania problemów wywoływanych rozległymi awariami sieciowymi.

Wymiar transformacji. Konfrontacja technologii wytwórczych WEK z OZE/URE (odnawialnych i gazowych na gaz ziemny), domu pasywnego (i ogólnie technologii efektywnego użytkowania energii, zwłaszcza w budownictwie, przemyśle, ale również w transporcie) oraz potencjalnych zmian stylu życia jest jedną z ważnych osi transformacji energetyki w horyzoncie 2050. W takim ujęciu technologie WEK to przede wszystkim bloki: jądrowy, węglowy nadkrytyczny fluidalny, węglowe CCS i IGCC, duży blok gazowy *combi* (i cała infrastruktura sieciowa/ /systemowa, która jest niezbędna do ich funkcjonowania). Technologie OZE „wielkoskalowe" to przede wszystkim duża elektrownia wodna przepływowa, duża farma wiatrowa, ale także biogazownia rolnicza NaVaRo i paliwa drugiej generacji, w szczególności przemysłowa biorafineria. Technologie odnawialne URE to przede wszystkim pompa ciepła, mikrobiogazownia (w gospodarstwie rolnym), tylko ogniwo fotowoltaiczne (bez akumulatora), układ hybrydowy M/O/A (mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, akumulator), samochód elektryczny, biorafineria rolnicza (w gospodarstwie rolnym), ale także silnik Stirlinga i wiele innych.

Tabela S.2.
Różne „wymiary" transformacji: od technologii WEK do technologii OZE/URE
(opracowanie własne)

Lp.	„Wymiar"	Technologie WEK	Technologie OZE/URE
1	Rynek vs korporacjonizm (wymiar biznesowy)	narodowy ład korporacyjny	*venture capital, private equity*
2	Otwartość vs izolacjonizm	branżowość/ sektorowość	synergetyka
3	Konkurencja vs monopol	koncesjonowanie, TPA, regulacja	silna konkurencja
4	Zasilanie w energię elektryczną	zasilanie z KSE	dom/budynek zeroenergetyczny (plusenergetyczny, *off-grid),* autonomiczny region energetyczny...
5	Rynek końcowy	odbiorca (narodowy)	prosument (globalny)

Zapotrzebowanie na energię i potencjalna struktura zaspokojenia potrzeb. Rynek końcowy w 2010 roku można szacować na około 460 TWh (rozdz. 6, tabela 2.2). Taką wielkość energii przyjmuje się tu jako rynek odniesienia (100%). Służy on do budowy scenariusza bezpieczeństwa równoważącego energetykę WEK i OZE/URE, a także inwestycje proefektywnościowe oraz zmianę sposobu życia. W scenariuszu tym kluczowe czynniki są odwzorowane przez następującą dynamikę wzrostu zapotrzebowania na energię końcową: 2020 – 110% i 2050 – 120% (zapotrzebowania z 2010 roku).

Tabela S.3.
WEK i energetyka URE. Dwa filary bezpieczeństwa energetycznego
(opracowanie własne)

	2010	2020	2050	
Energetyka WEK				
Węgiel (kamienny + brunatny)	74%	47%	30%	
Gaz ziemny	17%	25%	25%	
Ropa naftowa	7%[1]	8%	5%	
Energetyka jądrowa	-	-	?	
				Energetyka OZE/URE
	0,5%	0,6%	0,7%	Hydroenergetyka
	0,5%	1,5%	3,5%	Farmy wiatrowe
	1%	2,5%	3,5%	Biomasa odpadowa
	-	15%	20%	Rolnictwo energetyczne
	-	10%	30%	Energetyka słoneczna
	-	0,4%	2,3%	Mikrowiatraki
Udział	98%+2%	90%+20%	60%+60%	Udział

[1] Niski udział ropy jest związany z faktem, że jest to udział po konwersji energii pierwotnej na energię użyteczną (na „kołach" samochodu).

Przedstawiony wzrost zapotrzebowania na energię końcową całkowitą jest mniejszy od wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, co wiąże się ze spadkami zapotrzebowania na rynkach ciepła i transportu. Podkreśla się, że antycypowany wzrost, bardzo powolny, zrywa z polską tradycją prognostyczną, w tym przede wszystkim z polityką energetyczną Polski do roku 2030. W konsekwencji struktura zaspokojenia potrzeb może wyglądać tak jak w tabeli S.3.

Przedstawiony scenariusz uwiarygodnia bardzo mocno tezę, że mechanizmy rynkowe są wystarczające dla ochrony bezpieczeństwa energetycznego. Kolejne polityki rządowe, z których żadna dotychczas niczego nie rozwiązała, powinny jedynie nie przeszkadzać. Oznacza to, że powinny one być zastąpione strategicznymi badaniami na rzecz prognoz technologicznych, czyli dalej – na rzecz tworzenia podstaw prawnych (regulacyjnych) pod rozwiązania rynkowe. Poniżej przedstawiono segmenty rynku charakterystyczne z punktu widzenia niezbędnej ochrony bezpieczeństwa energetycznego. Są to wybrane segmenty (poza obszarem niezbędnych działań na rzecz efektywności energetycznej), o bardzo dużym potencjale rozwojowym (patrz rozdz. 16).

1. Segment wytwórczy 1. Kogeneracja gazowa (na gaz ziemny). Jest to segment charakterystyczny dla ciepłownictwa i dla odbiorców przemysłowych (autogeneracja).
2. Segment wytwórczy 2. Rolnictwo energetyczne (biogazownie, mikrobiogazownie, a w przyszłości biorafinerie).
3. Segment wytwórczy 3. Energetyka OZE/URE zintegrowana z budynkiem (dom zero/plusenergetyczny).
4. Segment zasobnikowy. Samochód elektryczny, pracujący w trybie ładowania i jazdy, albo w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów.
5. Segment technologii z zastosowaniem pompy ciepła. Technologie popytowe na rynku energii elektrycznej i wytwórcze na rynku ciepła.
6. Infrastruktura *Smart Grid*. Technologia do zarządzania energetyką rozproszoną.

Zadania dla czterech strukturalnie nieefektywnych obszarów polskiej gospodarki. Każdy z tych obszarów jest inaczej uwarunkowany (inaczej względem UE i OECD), dlatego zadania dla każdego z nich należy określić odrębnie (patrz rozdz. 6 i 13).

1. Budownictwo. Konieczna jest wielka redukcja zużycia paliw kopalnych do produkcji ciepła grzewczego, a z drugiej strony potrzebna jest produkcja energii elektrycznej w źródłach OZE (do zasilania pomp ciepła i na potrzeby nowych domów zero/plusenergetycznych).
2. Transport. Konieczne są zmiany technologiczne (szybkie zwiększanie transportu elektrycznego), ale także budowanie oszczędnych w sensie transportowym struktur przestrzennych i zmiana zachowań ludzi (dominantą powinny być: telepraca, przemieszczanie się pieszo i rowerem, transport

publiczny – zwłaszcza szynowy, prośrodowiskowa telematyka). Wszystko w kierunku niedopuszczenia do zwiększenia zużycia paliw kopalnych w stosunku do obecnego poziomu. Z drugiej strony potrzebne jest zapewnienie odpowiedniej podaży energii elektrycznej z OZE na potrzeby nowych technologii transportowych.

3. Rolnictwo. Konieczna jest intensyfikacja wykorzystania zasobów polskiego rolnictwa na rzecz produkcji energii odnawialnej (rozwój rolnictwa energetycznego).
4. Energetyka. Konieczne jest stopniowe przejmowanie przez odbiorców (przemysł, miasta, gminy wiejskie, ludność) odpowiedzialności za swoje zasilanie w energię i wykorzystanie szans tworzonych przez świat w obszarze energetyki OZE/URE, a także wykorzystanie kształtujących się na świecie nowych wzorów zachowań i rozwiązań proefektywnościowych.

Trzy etapy przebudowy energetyki. Jeśli przebudowę rozważać w środowisku rynkowym, a nie rządowej polityki energetycznej, to racjonalne jest założenie, że będzie się ona odbywać w trzech etapach.

1. Pierwszym będzie ograniczanie nieefektywności energetyki WEK za pomocą (pod wpływem) konkurencji ze strony energetyki OZE/URE.
2. Każde hamowanie tego procesu będzie przyspieszać drugi etap rozwoju, mianowicie rozwój oparty na ekonomice konsumenckiej, z prosumentami na początku łańcucha wartości. Będzie to oznaczać przyspieszanie budowy przemysłu URE, czyli konfrontację dotychczasowego sojuszu rządowo-korporacyjnego z przemysłem URE, który jest nieporównywalnie silniejszy od odbiorców.
3. Jeśli drugi etap nie przyniesie satysfakcjonujących rozwiązań, to przyspieszony zostanie trzeci etap – zmiana dotychczasowego modelu życia na taki, który zapewni szybką i znaczącą redukcję zużycia energii – z człowiekiem produktywnym (w pełni upodmiotowionym), najważniejszym ogniwem łańcucha wartości. Ludzie zaczną stopniowo rezygnować z samochodu i przeniosą się w większym stopniu do „sieci" (zrewolucjonizowany zostanie transport i budownictwo, znacznie zyskają na znaczeniu telepraca i teleedukacja).

Wybór technologii w perspektywie 2050 roku. Aby uniknąć wysokich kosztów transformacji polskiej energetyki w perspektywie 2050, trzeba zdefiniować technologie pomostowe, rozwojowe i ubezpieczające (patrz rozdz. 20). W warunkach rynkowych i transformacji energetyki od WEK do OZE/URE zdefiniowanie tych technologii jest znacznie ważniejsze (i efektywniejsze) niż ustanawianie rządowej polityki energetycznej, która nigdy dotychczas nie dała zadowalających rezultatów.

1. Technologie pomostowe. Są to technologie wytwórcze WEK w elektroenergetyce, rafinerie, kopalnie, sieciowe systemy przesyłowe – elektroenergetyczny i gazowy.
2. Technologie rozwojowe. Są to technologie proefektywnościowe oraz technologie OZE/URE. Przede wszystkim takie, jak: dom plusenergtyczny ze *Smart Grid-em Mikro* („oddolnym", a nie „odgórnym"), transport elektryczny, całe rolnictwo energetyczne i inne.
3. Technologie ubezpieczające. Są to technologie gazowe (na gaz ziemny, LPG, a z dużym prawdopodobieństwem także gaz łupkowy). Podkreśla się, że technologie gazowe będą w przyszłości praktycznie tylko technologiami rozproszonymi (udział technologii gazowych WEK będzie drastycznie malał ze względów fundamentalnych, mianowicie z powodu wyższej efektywności przesyłu/transportu i magazynowania paliw gazowych, w porównaniu z przesyłem i magazynowaniem energii elektrycznej).

Smart Grid jako infrastruktura do zarządzania energetyką OZE/URE (vs AMI). Oddolna koncepcja *Smart Grid-u* oznacza jego sieciową naturę, podobną jak ta, którą ma Internet. Oznacza też, że prosumenci, tworzący energetykę OZE/URE, muszą być upodmiotowieni, podobnie jak internauci. W takim kontekście (początkowy) proces kształtowania *Smart Grid-u* powinien uwzględniać następujące fundamentalne przesłanki.

1. Struktura *Smart Grid-u* powinna mieć otwarty charakter. Elementarne składowe *Smart Grid-u* (mikrosieci, minisieci) powinni integrować zróżnicowani funkcjonalni integratorzy. Protokoły wymiany informacji w sieci *Smart Grid* muszą podlegać standaryzacji, aby żaden dostawca nie mógł monopolizować rynku technologicznego infrastruktury *Smart Grid*. Projektowanie funkcjonalności i produktów (na rynku prosumentów) musi mieć w początkowej fazie budowy *Smart Grid-u* bezwzględny priorytet nad technologiami (teleinformatyczną, ICT). Produkty dla prosumentów muszą znaleźć odzwierciedlenie w ustawie OZE.
2. Przez mikrosieci i minisieci należy rozumieć sieci (najlepiej zestandaryzowane) takich „prosumentów" jak: szkoła, parafia (kancelaria parafialna), urząd gminy, szpital, stacja kolejowa, bar McDonald's, biurowiec, dom plusenergetyczny, gospodarstwo rolne plusenergetyczne... Także inteligentne interfejsy do łączenia z siecią elektroenergetyczną takich zróżnicowanych źródeł wytwórczych jak: źródło kogeneracyjne i trójgeneracyjne na gaz ziemny (mikrokogeneracja, kogeneracja małej skali), biogazownia, mikrobiogazownia, mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, układ hybrydowy M/O/A, silnik Stirlinga…
3. Integratorem funkcjonalnym jest podmiot, który za pomocą sieci *Smart Grid* zarządza gospodarką energetyczną na właściwym dla siebie poziomie. Poszczególnym integratorom odpowiadają charakterystyczne sieci. W takim

kontekście lista integratorów musi być otwarta. W początkowej fazie charakterystycznymi integratorami są: integrator 1 – zarządzający siecią zakładu przemysłowego (przedsiębiorstwa), integrator 2 – zarządzający wirtualnym źródłem poligeneracyjnym (niezależny inwestor inwestujący w źródła rozproszone OZE/URE, integrator 3 – zarządzający infrastrukturą ładowania samochodów elektrycznych, integrator 4 – operator systemu dystrybucyjnego (elektroenergetycznego, gazowego), integrator 5 – operator systemu przesyłowego (elektroenergetycznego, gazowego).

4. Ustawy OZE i *Smart Grid* (jeśli taka odrębnie zostanie uchwalona) powinny *Smart Grid* uczynić podstawową infrastrukturą umożliwiającą Polsce „raportowanie" do Brukseli udziału energetyki OZE/URE (segment non-ETS) w realizacji celów Pakietu 3x20. Pod tym kątem powinna być od początku projektowana funkcjonalność *Smart Grid-u*. Z drugiej strony w ustawie OZE muszą być zdefiniowane odpowiednie systemy wspomagania energetyki OZE/URE, odmienne od dotychczasowych – przede wszystkim „rozciągnięte" na rynek ciepła i transportu, czyli między innymi na takie technologie preferowane w Pakiecie 3x20 jak pompa ciepła, samochód elektryczny, biopaliwa drugiej generacji.

5. Kształtowanie *Smart Grid-u* powinno być od początku związane z przebudową systemów wspomagania OZE/URE. Przebudowa tych systemów powinna być ukierunkowana na projekty demonstracyjne łączące modernizację gospodarki energetycznej prosumenta z mini/mikro *Smart Grid-em*. Jest zrozumiałe, że lista charakterystycznych projektów musi być otwarta. Na początek powinna ona obejmować szerokie spektrum zróżnicowanych prosumentów i technologii (p. 2) oraz integratorów (p. 3). Projekty demonstracyjne powinny być „integrowane" w Wirtualne „Laboratorium" OZE/URE. Istotą tej propozycji jest wprowadzenie projektów demonstracyjnych, współfinansowanych ze środków publicznych, do przestrzeni publicznej (Internet), czyli zwiększenie transferu doświadczeń logistycznych i eksploatacyjnych związanych z modernizacją energetyki w szerokim sensie.

SKRÓTY, POJĘCIA I KRÓTKIE OBJAŚNIENIA AUTORSKIE

AMI – *Advanced Metering Infrastructure.* Obecnie jest to przede wszystkim infrastruktura pomiarowa ukierunkowana na pomiary rozliczeniowe energii elektrycznej u wszystkich, bez wyjątku, odbiorców energii elektrycznej, praktycznie nie obejmująca innych mediów (energetycznych i nie tylko). Kreowana jest przez wąskie grupy interesów z obszaru elektroenergetyki i przemysłu ICT. Raczej przywołująca syndrom Wielkiego Brata niż nadzieję na budowę społeczeństwa wiedzy.

APE – Alternatywna Polityka Energetyczna. Strategia wypracowana przez Instytut na rzecz Ekorozwoju przy współpracy ekspertów i konsultantów [1], prezentująca odmienne podejście do formułowania rządowych dokumentów strategicznych takich jak Polityka energetyczna Polski do 2030 roku [2].

CCS, IGCC – *Carbon Capture and Storage, Integrated Gasification Combined-Cycle*. Pierwsza z wymienionych czystych technologii węglowych polega na separowaniu CO_2 ze spalin z bloku węglowego, jego transporcie i zatłaczaniu do magazynów zlokalizowanych na dużych głębokościach, w odpowiednich strukturach geologicznych. Druga polega na zgazowaniu węgla i wykorzystaniu paliw gazowych w instalacjach *combi* (*Combined-Cycle Power Plants*).

DSM, DSR – *Demand Side Management, Demand Side Response*. Zarządzanie stroną popytową na rynku energii elektrycznej. DSM praktycznie ogranicza się do zarządzania popytem u odbiorcy, DSR natomiast obejmuje użytkowanie i wytwarzanie energii elektrycznej u prosumenta.

ETS – *EU Emissions Trading Scheme.* Unijny system handlu emisjami gazów cieplarnianych, wprowadzony w drugiej połowie minionej dekady, obejmujący wielkie źródła emisji, czyli wielkie instalacje spalania paliw kopalnych, przede wszystkim węgla (elektrownie, elektrociepłownie, wielkie kotłownie), a także wielkie przemysłowe instalacje procesowe (huty, cementownie). Dopełnieniem segmentu ETS w kontekście emisji CO_2 jest **segment non-ETS** (w tym segmencie mechanizmy handlowe jeszcze nie istnieją). Jest to cały segment emisji rozproszonych (transport, ciepłownictwo rozproszone, rolnictwo, gospodarka odpadami), których nie obejmuje system ETS.

GMO – *Genetically Modified Organisms.* Organizmy Modyfikowane Genetycznie, czyli obszar biotechnologii, w którym dokonuje się najszybszy i najbardziej spektakularny postęp naukowy ukierunkowany na poznanie tajemnic życia. Rozwój biotechnologii jest w dużym stopniu reakcją na destrukcyjne wykorzystanie (bomba atomowa) najważniejszych wyników badań naukowych w obszarze fizyki jądrowej, uzyskanych w pierwszej połowie 20. wieku. Postęp technologiczny wynikający z postępu naukowego w biotechnologii jest bardzo istotny, ale jest też bardziej „zrównoważony", tzn. jest tworzony z większą odpowiedzialnością za skutki niż to było w przypadku fizyki jądrowej.

ICT – *Information and Communication Technology*. Teleinformatyka; zgodnie z szerszym rozumieniem OECD jest to także cały przemysł elektroniczny, w którym dokonuje się najszybszy postęp technologiczny (rozwój technologii elektronowych w nurcie technologii mikroprocesorowych, optoelektronicznych…).

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny. System, który w energetyce WEK jest domeną działalności operatora OSP, jest utożsamiany praktycznie z sieciami 400/220/110 kV pracującymi w reżimie zamkniętym (w aspekcie dwóch fizykalnych praw Kirchhoffa) wraz z rzeczywistymi źródłami wytwórczymi przyłączonymi do węzłów wytwórczych oraz ekwiwalentnymi odbiorami skupionymi (odwzorowującymi rzeczywiste odbiory rozproszone) przyłączonymi do węzłów odbiorczych tych sieci. Podkreśla się, że energetyka OZE/URE zmienia architekturę KSE. Mianowicie, sieci SN/nN (średniego i niskiego napięcia) stanowiące domenę operatorów OSD, dotychczas pracujące jako otwarte (promieniowe), wraz z rozwojem energetyki OZE/URE stają się systemami zamkniętymi, co wymaga nowego ukształtowania roli operatorów OSD.

LCC, LCA – *Life Cycle Cost, Life Cycle Assessment.* Podejście (koncepcyjne i analityczne) do efektywności energetycznej, obejmujące użytkowanie i wytwarzanie energii, uwzględniające cały okres życia produktu „od kołyski do grobu". W podejściu tym analizuje się bilans energetyczny produktu (technologii energetycznej) obejmujący: wytworzenie produktu (odbiornika energii – w tym budynku, źródła energii), okres jego eksploatacji i utylizację.

ORC – *Organic Rankine Cycle.* Jest to źródło kogeneracyjne z czynnikiem roboczym np. w postaci oleju termalnego w obiegu kotłowym oraz oleju silikonowego w obiegu turbinowym. Wykorzystanie takich czynników roboczych pozwala na produkcję energii elektrycznej przy niskich parametrach ciepła uzyskiwanego ze spalania biomasy odpadowej (stałej).

OSD, OSP – Operator Systemu Dystrybucyjnego, Operator Systemu Przesyłowego. Niezależni operatorzy na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego, działający w UE (OSP – od 1 lipca 2004, OSD – od 1 lipca 2007), ustanowieni mocą dyrektyw: 2003/54/WE – elektroenergetycznej oraz 2003/55/WE – gazowej.

OZE – Odnawialne Źródła Energii. W monografii akcent jest położony na: źródła słoneczne (kolektory słoneczne, ogniwa fotowoltaiczne, układy hybrydowe), rolnictwo energetyczne (uprawy energetyczne jednoroczne), biomasę odpadową stałą i płynną (rolnictwo, przetwórstwo rolno-spożywcze, odpady komunalne biodegradowalne), biogaz komunalny (oczyszczalnie ścieków, wysypiska śmieci), energię wiatru, energię wodną, energię czerpaną z otoczenia (pompy ciepła).

OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development* (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju). Organizacja zrzeszająca 34 rozwinięte państwa świata zamieszkiwane przez 1/6 ludności i dostarczające 2/3 produkcji. Nie należą do OECD m.in. takie państwa, jak: Chiny, Rosja, Brazylia, Indonezja, ponieważ nie są zainteresowane lub ich starania o przynależność napotykają na opór członków Organizacji (ważnym warunkiem przynależności poszczególnych państw do OECD jest ich ustrój demokratyczny, w tym przede wszystkim respektowanie praw człowieka).

PURPA – *Public Utility Regulatory Policies Act.* Ustawa uchwalona przez Kongres USA w 1978 roku, weszła w życie dopiero w 1982 roku. Jedna z najważniejszych ustaw w historii energetyki światowej. Ustawa ta zapoczątkowała konkurencję, w oparciu o zasadę kosztów unikniętych, w wytwarzaniu energii elektrycznej (stworzyła podstawy rozwoju segmentu niezależnych wytwórców produkujących energię elektryczną w skojarzeniu).

TPA – *Third Party Access.* Zasada dostępu stron trzecich (firmy handlowe, odbiorcy) do sieci (elektroenergetyczne, gazowe, ciepłownicze). Ważne jest rozróżnienie zasad TPA: obligatoryjnej, negocjowanej (obecnie dominująca) oraz aukcyjnej.

URE – Urządzenia Rozproszonej Energetyki. Urządzenia produkowane w fabrykach na zautomatyzowanych liniach produkcyjnych, transportowane w kontenerach, sprzedawane w supermarketach (w sieciach dystrybucji). Czyli urządzenia stanowiące podstawę energetyki ukierunkowanej na efekt produkcji fabrycznej i zarządzania sieciowego charakterystycznego dla społeczeństwa wiedzy.

WEK – Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna. Jest to tradycyjna energetyka sektorowa/branżowa z korporacjami: elektroenergetyczną, gazowniczą, ciepłowniczą, paliw płynnych, górniczą, działająca jeszcze w dużej części w formule użyteczności publicznej (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo) – czyli w formule amerykańskiego *utility,* cechująca się wielką kapitałochłonnością projektów inwestycyjnych i konsekwentnie wielkimi przedsiębiorstwami, ukierunkowana na „systemowy" efekt skali charakterystyczny dla społeczeństwa przemysłowego.

WPR – Wspólna Polityka Rolna (w UE). Polityka ustanowiona w 1957 roku przez jeden z dwóch Traktatów Rzymskich (Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Gospodarczą). Jest to najdroższa, najbardziej nieefektywna gospodarczo

i najbardziej wrażliwa politycznie, czyli najtrudniejsza do zlikwidowania, polityka wśród trzech wspólnotowych polityk gospodarczych (oprócz WPR należą do nich: polityka transportowa i polityka handlowa). Podkreśla się tu, że nigdy w historii Wspólnot Europejskich nie było traktatowej polityki energetycznej.

WTO – *World Trade Organization* (Światowa Organizacja Handlu). WTO w 1994 roku zastąpiło GATT (*General Agreement on Tariffs and Trade* – Układ Ogólny w Sprawie Taryf Celnych i Handlu).

CENA REFERENCYJNA UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO_2 – cena wynosząca 40 EUR/t, określona przez Komisję Europejską, stosowana w analizach inwestycyjnych. Można przyjąć, że jest to – w pierwotnej koncepcji – cena wynikająca z zasady kosztu unikniętego, pozwalająca sfinansować inwestycje w bloki CCS. Jednak obecnie jest już praktycznie przesądzone, że przy tej cenie, inwestycji tych nie da się sfinansować (są znacznie bardziej kapitałochłonne od przewidywań). Z drugiej strony cenę tę można by najprawdopodobniej już obniżyć, gdyby dla potrzeb stosowania zasady kosztów unikniętych zmienić technologię referencyjną (z technologii CCS na technologie OZE/URE).

DEROGACJA – ogólnie oznacza wyłączenie państwa członkowskiego UE, bezterminowe lub na określony z góry czas, z obowiązku wypełniania części (specjalnie wynegocjowanej) zobowiązań płynących ze stosowania prawa wspólnotowego. W monografii jest terminem stosowanym tylko w odniesieniu do zagadnień związanych z zasadami rynku emisji CO_2. Przy tak zawężonym rozumieniu, derogacja oznacza ewentualne wyłączenie Polski ze stosowania zasady polegającej na tym, że wielcy emitenci (funkcjonujący w systemie ETS) będą już od 2013 roku zobowiązani, bez wyjątku, do zakupu uprawnień do emisji CO_2. (Podkreśla się, że w unijnym systemie redukcji emisji CO_2 uprawnienia do darmowych emisji będą w okresie 2013-2020 przydzielane przez Komisję Europejską krajom członkowskim, czyli opłaty emitentów będą trafiać w tym okresie do budżetów krajów członkowskich. Po 2020 roku Komisja Europejska jako dysponent darmowych uprawnień do emisji CO_2 – w ilościach zgodnych z limitami wynegocjowanymi w ramach Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu – będzie zatrzymywała opłaty emitentów w budżecie UE).

ENERGETYKA (1) W PROCESIE ROZWOJU SPOŁECZEŃSTW – fundamentalne interakcje między rozwojem energetyki i społeczeństw trwają od XVIII wieku. Charakterystyczną dynamikę zmian w tym okresie można opisać następująco. Maszyna parowa umożliwiła rewolucję przemysłową, która zapoczątkowała rozwój społeczeństwa przemysłowego i dała podstawy rozwoju energetyki WEK (podstawą był bardzo szybki wzrost zapotrzebowania, na cele produkcyjne, społeczeństwa przemysłowego na energię). W latach 1970. społeczeństwa przemysłowe w USA, Europie i Japonii zaczęły się przekształcać w społeczeństwa postprzemysłowe (postindustrialne), w których nastąpiła zmiana miejsca tworzenia

dochodu narodowego: z obszaru produkcji towarów do obszaru usług. W latach 1990. społeczeństwo na całym świecie zaczęło się przekształcać, za przyczyną Internetu, w społeczeństwo informacyjne. A dalej stawia się tu tezę, że kryzys finansowy i gospodarczy 2007-2011 stanie się początkiem budowy społeczeństwa wiedzy. Znakiem społeczeństwa wiedzy będzie człowiek produktywny [E. Fromm[1]], realizujący swoje cztery potrzeby: zakorzenienia, twórczości, tożsamości i relacji, w tym odpowiedzialności za innych. Społeczeństwo wiedzy będzie się kształtować jako wynik rozczarowania technologiami informacyjnymi (socjotechniką stosowaną za pomocą tych technologii) i będzie odpowiedzią na narastający kryzys zaufania do rządów i mediów w USA, UE i Japonii oraz na nową rolę Chin w globalnym układzie sił. Energetyka WEK, ukształtowana w społeczeństwie przemysłowym, zbyt wolno adaptująca się do nowych faz przemian społecznych (w dużym stopniu wzmacniająca kryzys zaufania społeczeństwa do „nadbudowy") poniesie konsekwencję. Będzie nią wypieranie (energetyki WEK) przez energetykę OZE/URE, która pod względem swoich właściwości jest bardziej nowoczesna, odpowiednia dla potrzeb społeczeństwa wiedzy.

ENERGETYKA (2) I SPRAWA JEJ ADEKWATNOŚCI TECHNOLOGICZNO-USTROJOWEJ – w energetyce, jak w żadnym innym obszarze gospodarki, technologie w sposób bardzo ścisły warunkowały dotychczas organizację (zarządzanie) i ekonomikę. Nie ma więc wątpliwości, że te z kolei muszą być adekwatne do czterech charakterystycznych – ogólnych – ustrojów (systemów) społeczno-gospodarczych, którymi są: interwencjonizm (państwowy), korporacjonizm (zawodowy), subsydiarność (regionalna) i liberalizm. Energetyka WEK, będąca odpowiedzią na wielką dynamikę zapotrzebowania na energię, z super wielkimi projektami inwestycyjnymi i wielkimi systemami technicznymi, może dobrze funkcjonować tylko w środowisku interwencjonizmu państwowego i korporacjonizmu zawodowego. Szczególnie zaś tego środowiska wymaga energetyka jądrowa – paramilitarna, która nie ma nic wspólnego z demokracją, ani z rynkiem (M. Friedman powiedział, że ropy naftowej i całej infrastruktury związanej z ropą, również nie można absolutnie zaliczyć do elementów świata demokratycznego). Dlatego w społeczeństwie wiedzy, rynkowym i demokratycznym, zdolnym do autoograniczenia się w konsumpcji energii, energetyka WEK jest niewłaściwa. Subsydiarność (oparta na władzy samorządowej) i liberalizm (ukierunkowany na odpowiedzialność jednostki) tworzą natomiast właściwe środowisko do rozwoju energetyki OZE/URE, która jest odpowiednia dla społeczeństwa wiedzy.

ENERGETYKA (3) I JEJ INNOWACYJNY POTENCJAŁ ZASOBOWO-TECHNOLOGICZNY – energetyka oparta na paliwach kopalnych (węgiel, ropa, gaz ziemny) potrzebowała termodynamiki technicznej (w tym teorii spalania) i w tym obszarze rodził się ewolucyjny postęp przez 300 lat (od wynalezienia maszyny

[1] Chałubiński M. *Niepokoje i afirmacje Ericha Fromma*. Dom Wydawniczy REBIS, Poznań 2000.

parowej). Energetyka jądrowa powstała w latach 1950. jako uboczna gałąź zbrojeń atomowych, o których w czasie drugiej wojny światowej zadecydowali politycy na podstawie propozycji fizyków jądrowych – możliwych po ich sukcesach naukowych z pierwszej połowy 20. wieku, dotyczących budowy atomu, mechaniki kwantowej i reakcji termojądrowych. Ciągle otwartą sprawą jest natomiast wykorzystanie osiągnięć fizyki jądrowej tylko na potrzeby energetyki – chodzi tu o technologie w postaci fuzji jądrowej, ale także mini reaktorów jądrowych. Z kolei energetyka odnawialna, mająca źródło w energii promieniowania słonecznego, rodzi się jako wielogałęziowy (obecnie głównie trójgałęziowy) segment technologiczny. Przede wszystkim są to technologie biomasowe obejmujące łańcuch przemian energetycznych od fotosyntezy – poprzez przemiany termodynamiczne (spalanie biomasy stałej), biotechnologiczne (technologie fermentacyjne w rolnictwie energetycznym i w gospodarce komunalnej, mikrobiologiczne ogniwa paliwowe), chemiczne (paliwa drugiej generacji produkowane metodami biochemicznymi i termochemicznymi) – do rynków końcowych. Rozwój w tym segmencie jest oparty na postępie biotechnologicznym, w tym w obszarze biotechnologii środowiskowej, ale także GMO. Drugim segmentem są technologie słoneczne w postaci „przetworników" fizycznych promieniowania słonecznego (kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne, także układy skojarzone, albo inaczej hybrydowe) – rozwój tych technologii jest oparty głównie na postępie w obszarze elektroniki (technologie elektronowe, nanotechnologie). Trzecim głównym segmentem są technologie wiatrowe – w ich przypadku rozwój jest oparty na postępie konstrukcyjnym przetworników mechanicznych energii wiatru. Oczywiście, największy potencjał wzrostu technologii odnawialnych tkwi obecnie w biotechnologiach i elektronice.

DOM/BUDYNEK ZEROENERGETYCZNY (PLUSENERGETYCZNY, OFF-GRID…) – to dom/budynek, którego zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło jest pokrywane ze źródeł odnawialnych energii. Zgodnie z dyrektywą 2010/31/WE wszystkie budynki użyteczności publicznej muszą być budowane w UE jako zeroenergetyczne już po 2018 roku, a wszystkie domy/budynki, bez wyjątku, po 2020 roku. Dom/budynek plusenergetyczny ma bilans energetyczny (zapotrzebowanie – produkcja energii odnawialnej) dodatni; źródła odnawialne energii elektrycznej zintegrowane z domem/budynkiem plusenergetycznym są przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Dom/budynek *off-grid* nie ma połączenia z siecią elektroenergetyczną i jest domem/budynkiem autonomicznym.

KOSZTY REFERENCYJNE – w monografii odnoszą się one do poszczególnych technologii elektroenergetycznych dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego i obejmują: 1° – koszty wytwarzania energii elektrycznej, 2° – wartość usługi przesyłu (realizowanej sieciami przesyłowymi i rozdzielczymi) charakterystyczną dla danej technologii wytwórczej, a nie dla systemu elektroenergetycznego, czyli koszt usługi przesyłu uwzględniony tylko w niezbędnym zakresie,

3° – koszt rezerwy zasilania i usług systemowych charakterystyczny dla danej technologii elektroenergetycznej, 4° – wartość źródła wytwórczego, stanowiącego część składową danej technologii elektroenergetycznej, na rynku usług systemowych, w tym na rynku substytucji inwestycji sieciowych, 5° – zinternalizowane koszty zewnętrzne (w szczególności koszty zewnętrzne środowiska, przede wszystkim emisji CO_2). Podstawą klasyfikacji technologii elektroenergetycznych dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego są technologie wytwórcze takie, jak: konwencjonalne bloki węglowe, bloki jądrowe, wielkoskalowe bloki bezemisyjne, kogeneracja gazowa na gaz ziemny, kogeneracja gazowa małej skali na gaz ziemny, mikrokogeneracja gazowa na gaz ziemny, elektrownie wiatrowe, elektrownie wodne, biogazownie zintegrowane z kogeneracją, ogniwa paliwowe (ewentualnie wybrane technologie zintegrowane). Koszty referencyjne są podstawą oceny konkurencyjności poszczególnych technologii na rynku inwestycyjnym, czyli podstawą do kreowania regulacji prawnych kształtujących przejrzysty rynek inwestycyjny, oraz podstawą decyzji inwestorów, przede wszystkim inwestorów niezależnych. W szczególności koszty referencyjne są narzędziem do pokonania bariery braku przejrzystości na rynku inwestycyjnym, związanej z wewnętrznym subsydiowaniem skrośnym w obszarze technologii w skonsolidowanych przedsiębiorstwach, mianowicie subsydiowaniem nowych źródeł wytwórczych przez bloki zamortyzowane oraz za pomocą przychodów z opłat sieciowych i za pomocą nieopłaconych kosztów zewnętrznych[2].

KOSZTY ZEWNĘTRZNE – oznaczają ogólnie w ekonomii różnicę kosztów społecznych i prywatnych ponoszonych przez inwestorów. W energetyce są to koszty środowiska (szeroko rozumianego), których nie ponosi inwestor (obecnie głównie koszty CO_2), a ponadto koszty pokrywane w ramach mechanizmu subsydiowania skrośnego. Do tych ostatnich należą przede wszystkim koszty przesyłowe i usług systemowych. Należy podkreślić, że koszty zewnętrzne są głównym źródłem ryzyka regulacyjnego, i jako takie stają się coraz częściej źródłem kosztów osieroconych (*strended costs*).

PALIWA DRUGIEJ GENERACJI – współcześnie znaczenie paliw pierwszej, drugiej i trzeciej generacji należy rozpatrywać głównie w kontekście paliw pozyskiwanych z rolnictwa energetycznego i lasów energetycznych oraz utylizacji odpadów w rolnictwie żywnościowym i przetwórstwie rolno-spożywczym, a także z utylizacji odpadów biodegradowalnych w gospodarce komunalnej (dalej określanych łącznie biopaliwami). Postęp w dziedzinie pozyskiwania takich paliw będzie miał fundamentalne znaczenie z punktu widzenia zarządzania bezpieczeństwem energetycznym w perspektywie do 2020 roku, a z dużym prawdopodobieństwem nawet do 2030 roku. Jednoznaczne zakwalifikowanie wymienionych paliw do poszczególnych generacji nie jest jednak jeszcze możliwe. Najwięcej kłopotów sprawia przy tym definicja paliw drugiej generacji. Rolnicy na ogół definiują je

[2] Definicja została przytoczona bez zmian za monografią [3].

jako te, których produkcja nie jest konkurencyjna względem produkcji żywności. Energetycy natomiast jako te, które mają wysoki (na przykład 1,6) stosunek energii na wyjściu z procesu do energii włożonej w procesie pozyskiwania paliwa. W świetle obydwu wymienionych kryteriów, biopaliwa płynne (etanol i estry) produkowane obecnie z ziarna zbóż (takich jak kukurydza, pszenica i inne) oraz z rzepaku są jednoznacznie paliwami pierwszej generacji, bo ich produkcja dokonuje się w bezpośredniej konkurencji do produkcji żywności, a stosunek energii zawartej w tych paliwach do energii włożonej w procesie ich pozyskiwania wynosi około 1. Powstaje natomiast trudność w odpowiedzi na pytanie, do której generacji zaliczyć biogaz? Na przykład w klasyfikacji europejskiej jest on zaliczany zarówno do paliw pierwszej jak i drugiej generacji. W pierwszym segmencie są: gaz wysypiskowy, z oczyszczalni ścieków, z biogazowni utylizujących odpady rolnicze i z przetwórstwa rolno-spożywczego. W drugim segmencie będą natomiast jednoznacznie (po skomercjalizowaniu technologii, obecnie ciągle jeszcze tylko demonstracyjnych) paliwa gazowe (także płynne) ze zgazowania (upłynniania) celulozy w postaci słomy, drewna, wytłoków z trzciny cukrowej itp. Jeśli chodzi o biogaz produkowany z całych roślin energetycznych zielonych (kukurydza, buraki pastewne/półcukrowe i inne) w procesie zgazowania biologicznego (fermentacyjnego) i ewentualnie oczyszczony do postaci gazu ziemnego wysokometanowego, to proponuje się [J. Popczyk], aby kwalifikować go do paliw drugiej generacji. Dlatego, że stosunek energii zawartej w tym paliwie do energii włożonej w procesie jego pozyskiwania jest duży, wynosi na ogół ponad 1,6. Wynika to z faktu, że konkurencja między produkcją paliwa i żywności nie ma w tym wypadku charakteru bezpośredniego (na rynku zbożowym), a jedynie pośredni (dotyczący zasobów gruntów uprawnych). Wodór produkowany (w przyszłości) bezpośrednio z biomasy, bez przechodzenia przez fazę gazową, będzie jednoznacznie paliwem trzeciej generacji.

Kaczka,
czy królik?

ZMIANA PARADYGMATU ROZWOJOWEGO ENERGETYKI – jest to zmiana, którą w monografii rozpatruje się na gruncie teorii T. Kuhna (teoria struktur rewolucji naukowych)[3]. Zgodnie z tą teorią, nauka (i technika też) nie rozwija się ewolucyjnie, a za pomocą zwrotów (i przewrotów). Polegają one na zmianie paradygmatu

[3] Seymour-Smith M. *100 najważniejszych książek świata.* Świat Książki, Warszawa 2001.

(systemu pojęć i procedur, które wyznaczają sposób prowadzenia badań naukowych). Do zmiany paradygmatu na nowy dochodzi wtedy, kiedy nie można już do starego dopasować faktów. Taka sytuacja występuje właśnie w energetyce. Najlepiej można ją zilustrować na przykładzie elektroenergetyki, która od 1965 roku, czyli od pierwszego wielkiego *blackout-u* na kontynencie północnoamerykańskim (wschodnie wybrzeża USA i Kanady), przeszła wprawdzie trzy etapy reform – amerykańska ustawa PURPA (1978-1982) wprowadziła konkurencję do wytwarzania, brytyjska reforma prywatyzacyjno-liberalizacyjna (1989-1990) wprowadziła możliwość korzystania z zasady TPA przez odbiorców, dyrektywa 2009/72/WE wprowadziła III pakiet liberalizacyjny w UE (ukształtowała jednolity rynek energii elektrycznej działający w oparciu o zasadę TPA) – ale nie są one jednak wystarczające do „rozładowania" nagromadzonego potencjału niewspółmierności (w sensie takim jak u Kuhna). Są natomiast dobrym przygotowaniem do zmiany paradygmatu rozwojowego w energetyce. Autor monografii twierdzi przy tym, że proces zmiany paradygmatu rozwojowego w upolitycznionej energetyce trzeba już rozpatrywać nie w kategoriach racjonalnego dyskursu, ale w kategoriach zjawiska znanego z psychologii, którego przykładem jest rysunek kaczki-królika. Na rysunku tym dostrzegamy kaczkę albo królika, ale praktycznie nie możemy ich zobaczyć równocześnie. Podobnie jest we współczesnej energetyce: widzimy ją jako WEK albo OZE/URE. Patrząc na energetykę WEK, wydaje się, że bez niej wszystko „runie". Rozpatrując natomiast energetykę OZE/URE, wydaje się, że wszystko można za jej pomocą rozwiązać. Zapowiedzią zmiany paradygmatu rozwojowego w energetyce jest gwałtownie wzrastająca liczba nowych książek/podręczników (książki [3,4,5] są tu dobrym przykładem) poświęconych energetyce OZE/URE[4].

PROSUMENT – jest aktywnym klientem, tzn. takim, który nie tylko kupuje (paliwa, energię) od tradycyjnych dostawców, ale wchodzi z nimi w aktywne relacje kupna-sprzedaży. Produkuje on energię z wykorzystaniem technologii URE i odprzedaje jej nadwyżki. Sprzedaje także usługi systemowe, m.in. takie jak redukcja zapotrzebowania. Wyposaża się w zasobnikowe technologie URE zapewniające mu rezerwowe zasilanie w energię, zwłaszcza elektryczną, w przypadku awarii sieciowych.

RYNEK KOŃCOWY ENERGII – jest to rynek, w stosunku do którego określone są cele Pakietu 3x20. Obejmuje on trzy rynki końcowe: energii elektrycznej, ciepła (i chłodu) oraz paliw transportowych. Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE są one określone w specyficzny sposób. Mianowicie, końcowy rynek energii elektrycznej obejmuje energię elektryczną zużytą przez odbiorców, ale także potrzeby własne źródeł wytwórczych i starty sieciowe. Podobnie jest w przypadku rynku ciepła sieciowego (w przypadku ciepłownictwa rozproszonego straty sieciowe nie

[4] W teorii Kuhna masowe pojawienie się książek/podręczników opisujących wybrany przedmiot badań nowym językiem są warunkiem uznania zmiany paradygmatu.

występują, a potrzeby własne źródeł można praktycznie pominąć). Końcowy rynek paliw transportowych jest natomiast rynkiem energii chemicznej paliw zużywanych przez transport. To oznacza, że w przypadku energii elektrycznej i ciepła, rynki końcowe są definiowane „po" konwersji energii chemicznej (na energię elektryczną i na ciepło), a w przypadku transportu „przed" konwersją (na pracę użyteczną na „kołach" pojazdu).

SMART GRID – zakres tego pojęcia nie jest jeszcze jednoznaczny (i prawdopodobnie nigdy nie będzie). Pierwsza faza rozwoju koncepcji *Smart Grid*, jako inteligentnej sieci, była zdominowana przez korporację elektroenergetyczną i była redukowana do wymiaru jej (korporacji) potrzeb, polegających na kompensowaniu deficytów rozwojowych w obszarze systemów/sieci elektroenergetycznych. W takim podejściu, *Smart Grid* to przede wszystkim infrastruktura pomiarowa AMI wykorzystywana do „wygładzania" profilu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną (DSM). Dalej, to infrastruktura totalna, obejmująca obligatoryjnie wszystkich odbiorców energii elektrycznej, czyli taka, z którą kojarzy się syndrom Wielkiego Brata. Obecnie główna linia konfliktów przebiega pomiędzy próbami zawłaszczenia *Smart Grid-u* przez elektroenergetykę i przemysłem ICT, który w tej infrastrukturze widzi silny impuls rozwojowy dla siebie. W monografii *Smart Grid* rozpatruje się w trzech płaszczyznach: ogólnej koncepcji, infrastruktury teleinformatycznej i urządzeń elektronicznych (interfejsy, sterowniki, kontrolery). Stawia się tezę, że *Smart Grid* ma służyć głównie prosumentowi, czyli wspierać aplikacje technologii URE. W szczególności ma decydować o rozwoju rynku (inteligentnych) domów zeroenergetycznych oraz infrastruktury rynkowej samochodu elektrycznego. A dalej dopiero ma służyć korporacji, przede wszystkim do intensyfikacji wykorzystania sieci elektroenergetycznych, głównie poprzez racjonalizację planowania ich rozwoju (realizacja inwestycji) i wykorzystanie koncepcji obciążalności dynamicznej istniejących linii napowietrznych.

SYNERGETYKA – pojęcie to zostało wprowadzone przez autora w 2009 roku w wykładzie inauguracyjnym w Politechnice Śląskiej[5]. Synergetyka oznacza obszar rozległych powiązań energetyczno-środowiskowo-społecznych. Jej istotą jest przekraczanie granic między segmentami wymienionymi w zastosowanej „zbitce" słownej. Chodzi w szczególności o efektywniejsze zarządzanie procesami w łańcuchu wartości obejmującym wydobycie paliw kopalnych i ich przetwórstwo, o produkcję energii odnawialnej, wreszcie o użytkowanie paliw i energii. Celem holistycznego podejścia charakterystycznego dla synergetyki jest transformacja od paliw kopalnych do energii odnawialnej. Inaczej, od dominacji produkcji paliw kopalnych i systemów elektroenergetycznych do efektywnej produkcji i zarządzania energią elektryczną w systemach energetyki rozproszonej.

[5] Popczyk J. *Energetyka postprzemysłowa – piąta fala innowacyjności.* Wykład inaugurujący rok akademicki 2009/2010 w Politechnice Śląskiej. (Wewnętrzne wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice, wrzesień 2009).

Korzyścią są masowe efekty synergiczne (także oszczędnościowe i koordynacyjne). W praktyce synergetyka jest pojęciem, które obejmuje cztery wielkie, strukturalnie nieefektywne, obszary gospodarki: energetykę, budownictwo, transport i rolnictwo, wszystkie w granicach zdolności samoodtwarzania się przyrody (i szerzej, zrównoważonego rozwoju społecznego, takiego który kolejnych pokoleń nie obciąża kosztami decyzji pokoleń ustępujących) oraz nowych możliwości zarządzania, które daje *Smart Grid*.

FABRYCZNE TECHNOLOGIE OZE: ROZWIĄZANIE DOBRE DLA BIEDNEGO ŚWIATA, PAZERNEGO BIZNESU I SPOŁECZEŃSTWA WIEDZY

Jeszcze nigdy w historii ryzyko złych wyborów w polityce energetycznej i ich skutków nie było tak wielkie jak obecnie. Najważniejszymi czynnikami, które to ryzyko powodują są: 1° – przewrót technologiczny w energetyce OZE/URE, w tym rozwój technologii słonecznych (technologie elektronowe, nanotechnologie), wodorowych (ogniwa paliwowe), biomasowych (rolnictwo energetyczne, biotechnologie, w tym bioogniwa paliwowe), technologii ochrony środowiska (biotechnologie środowiskowe, technologie plazmowe), mikrowiatrowych, budowlanych (dom niskoenergetyczny), odzysku energii z otoczenia (pompa ciepła), transportowych (samochód elektryczny), 2° – transformacja społeczeństwa postindustrialnego w społeczeństwo informacyjne i następnie wiedzy (zmiana stylu życia, rozwój zrównoważony, energetyka zdemokratyzowana, urynkowiona), 3° – rewolucja spowodowana komercjalizacją technologii wydobycia gazu łupkowego w USA w latach 2008-2010 i światowe zasoby tego gazu wystarczające na setki lat, 4° – katastrofa w elektrowni Fukushima (skala ryzyka technologicznego i niewydolność korporacyjnych struktur zarządczo-organizacyjnych, monopolistycznych)[6].

Z drugiej strony, można już wskazać główne przesłanki dalszego rozwoju związane z nowymi technologiami (energetyki odnawialnej, urządzeń produkowanych masowo w fabrykach). Wskazuje się tu zwłaszcza na trzy czynniki, które decydują o sile tych technologii. Pierwszy ma charakter empiryczny i ponadczasowy (jest do zweryfikowania na podstawie licznych doświadczeń historycznych na świecie). Drugi też ma charakter empiryczny (jest już do zweryfikowania na podstawie doświadczeń dostępnych na świecie), ale jego weryfikacja jest ograniczona do czasu teraźniejszego. Trzeci ma na razie charakter głównie hipotetyczny (spekulatywny), chociaż są wyraźnie widoczne także jego przesłanki fundamentalne – globalne stosunki biznesowo-społeczne. Tymi czynnikami są:

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

1. Wielki potencjał obniżki cen wynikający z efektu produkcji fabrycznej. Na przykład, w wypadku ogniw fotowoltaicznych zasadne jest nawiązanie do historii w przemyśle elektronicznym. W 1965 roku Gordon Moor, założyciel Intela, prognozował, że złożoność obwodów scalonych w stosunku do ich ceny będzie się podwajała co roku (w okresie 1965-1975 prognoza ta praktycznie spełniła się prawie dokładnie, a istota procesu opisanego tą prognozą obowiązuje w gruncie rzeczy nadal)[7]. W wypadku mikrobiogazowni zasadny jest z kolei powrót do lekcji z odległej przeszłości, mianowicie do ceny Forda T, która w 1908 roku wynosiła 825 USD (tą ceną Henry Ford rzucił na kolana europejskich producentów aut), a w 1916 roku już tylko 290 USD (było to minimum ceny Forda T w całej jego świetnej historii)[8].
2. Widać już wyraźnie, że technologie OZE/URE są właściwe dla biednych i bogatych. Na przykład w Monachium znajdują one zastosowanie w budownictwie socjalnym. To oznacza, że satysfakcjonują one trzy strony: samorząd, który płaci, odbiorcę „wrażliwego", który musi wyzbyć się rozrzutności (i postawy roszczeniowej) oraz dostawcę technologii, który ją sprzedaje. Na drugim biegunie można wskazać Sztokholm. W tym wypadku deweloperzy budują (na własne ryzyko, które oczywiście jest ograniczone przez dobre/stabilne środowisko prawno-regulacyjne obowiązujące w Szwecji) niskoenergetyczne dzielnice. Koszt mieszkań w tych dzielnicach, ponoszony przez deweloperów, jest o 10% wyższy od kosztu tradycyjnych mieszkań. Ale ceny rynkowe tych mieszkań są o 20% wyższe (kupujący te mieszkania chcą zapłacić więcej, na takiej samej zasadzie jak np. chcemy płacić drożej za zdrową żywność).
3. Trzeci czynnik można wywieść z dwóch pierwszych. Mianowicie, inwestorzy z segmentu *venture capital* i *private equity* dostrzegą szybko (praktycznie już dostrzegli) swoją szansę wejścia na rynek dla 2/3 mieszkańców świata dotkniętych biedą, której przyczyną jest niedostatek energii. Zatem rozpoczną „uzdrawianie" świata (redukowanie wykluczenia biednych regionów poprzez ich pobudzenie gospodarcze), chociaż nie w imię altruizmu, ale biznesu. Ten sposób jest z punktu widzenia etyki skuteczności bardziej właściwy: bogaci zarabiają, ale biedni – zyskujący dostęp do energii elektrycznej – zyskują jednocześnie możliwość wzniesienia się poprzez swoją pracę (poprzez podwyższanie swoich kwalifikacji i udział w globalnej wymianie towarów i usług). Czyli nowy etap, rozpatrywany w wymiarze globalnym, niewiele różni się pod względem istoty od historycznej rewolucji przemysłowej w wymiarze narodowym w Anglii, która stworzyła szanse dla robotnika przemysłowego, i od nowszych zmian strukturalnych w Chinach, które

[7] Greenspan A. *Era zawirowań. Krok w nowy wiek.* Warszawskie Wydawnictwo Literackie MUZA. Warszawa 2008.
[8] Hart M. *100 postaci, które miały największy wpływ na dzieje ludzkości*. Świat Książki. Warszawa 1996.

polegały na upodmiotowieniu rolnika – dzierżawcy ziemi będącej własnością państwa.

Konfrontacja technologii wytwórczych WEK, OZE, URE (odnawialnych i gazowych na gaz ziemny), domu pasywnego (i ogólnie technologii efektywnego użytkowania energii, zwłaszcza w przemyśle, ale również takich na przykład jak samochód elektryczny) oraz potencjalnych zmian stylu życia, jest w monografii jedną z ważnych osi analizy, której głównym celem jest określenie kierunków rozwojowych energetyki w horyzoncie 2050. W takim ujęciu technologie WEK to przede wszystkim bloki: jądrowy, węglowy nadkrytyczny fluidalny, węglowe CCS i IGCC, gazowy *combi* (i cała infrastruktura sieciowa/systemowa, która jest niezbędna do ich funkcjonowania). Technologie OZE „wielkoskalowe" to głównie duża elektrownia wodna przepływowa, duża farma wiatrowa, ale także biogazownia rolnicza NaVaRo i paliwa drugiej generacji, w szczególności biorafineria (rolnicza). Technologie odnawialne URE to przede wszystkim: mikrobiogazownia, pompa ciepła, układ hybrydowy M/O/A (mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, akumulator), ogniwo fotowoltaiczne (z akumulatorem lub bez), ale także silnik Stirlinga, elektrownia wodna ultraniskospadowa i wiele innych.

Bazą do konfrontacji technologii WEK i OZE/URE w polskich warunkach jest blok jądrowy 1600 MW (taki, jaki rząd i korporacja elektroenergetyczna chcą budować w Polsce, i którego przed 2025 rokiem nie da się zbudować). Roczną energię elektryczną z bloku jądrowego 1600 MW można zastąpić znacznie wcześniej (przed 2020 rokiem, w perspektywie Pakietu 3x20) inwestycjami równoważnymi (nie tylko pod względem rocznej produkcji energii elektrycznej, ale także pod względem nakładów inwestycyjnych). Poniżej przedstawia się wybrane przykłady takich inwestycji (w szczególności według tabeli S.1).

Może to być na przykład 1600 biogazowni zintegrowanych technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi o jednostkowej mocy elektrycznej 1 MW_{el}, z których każdy wytwarza dodatkowo jednostkową moc cieplną na poziomie 1 MW_c (impuls rozwojowy dla wszystkich gmin wiejskich w Polsce, ale także dobre rozwiązanie dla niemieckich bauerów, amerykańskich farmerów, afrykańskich farm rolniczych…). Może to być, alternatywnie, 160 tys. mikrobiogazowni o mocach jednostkowych 10 kW_{el} i 15 kW_c (impuls rozwojowy dla całego polskiego segmentu towarowych gospodarstw rolnych, których w Polsce jest około 300 tysięcy, ale także dobre rozwiązanie dla chińskiej rodziny dzierżawiącej ziemię od państwa…). Może to być 1 mln przydomowych układów hybrydowych składających się z mikrowiatraka o mocy 5 kW, ogniwa fotowoltaicznego o mocy 4,5 kW_p i zasobnika w postaci akumulatora (rozwiązanie dobre dla domów i gospodarstw rolnych *off-grid* – w Afryce, Azji i USA). Wreszcie może to być, alternatywnie, 2,5 mln przydomowych źródeł fotowoltaicznych o mocy 4,5 kW_p każde (impuls dla rozwoju energetyki polegającej na integracji lokalnych źródeł wytwórczych OZE – autonomicznych (z akumulatorem) lub połączonych z siecią elektroenergetyczną –

z afrykańską zagrodą, a także chińskim gospodarstwem wiejskim, z budownictwem socjalnym w Europie, z budownictwem zrównoważonym dla europejskich elit, z amerykańską rezydencją…).

Odrębną sprawą jest skutek transformacji technologicznej od bloku jądrowego do przydomowego źródła fotowoltaicznego, w postaci rynkowej alokacji aktywów z obszaru gospodarczych struktur korporacyjnych (monopolistycznych, regulowanych) do bardziej efektywnych segmentów *venture capital* i *private equity* (innowacyjnych, działających w warunkach silnej konkurencji), tabela S.2. Wyprodukowanie 2,5 mln przydomowych źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy 11 GW_p (rynek o wartości około 11 mld EUR) zastępujących jeden blok jądrowy 1600 MW (tyle w przybliżeniu, a nawet więcej, będzie kosztował pierwszy polski blok, łącznie z konieczną wielką rozbudową sieci elektroenergetycznych i z infrastrukturą dozoru jądrowego, edukacyjną, badawczą…, którą trzeba zbudować od początku) byłoby bardzo silnym impulsem do dalszego rozwoju krajowego przemysłu ICT, który w ostatniej dekadzie miał największą dynamikę rozwojową w Europie. Oczywiście, przemysł ten jest bez wątpienia pazernym biznesem, ale stojącym na drabinie rozwojowej – od społeczeństwa przemysłowego do społeczeństwa wiedzy – znacznie wyżej od biznesu korporacyjnego charakterystycznego dla energetyki WEK.

Z kolei 160 tys. mikrobiogazowni (koszt ich budowy byłby niewiele większy niż połowa kosztów pierwszego polskiego bloku jądrowego) to pewna szansa dla przemysłu silników spalinowych (bardzo silnie rozbudowanego w Polsce w ostatnich 20 latach). Przestrzeń rozwojowa tego przemysłu będzie się stabilizować w najbliższych latach, wraz z rozwojem segmentu samochodów elektrycznych. W tym wypadku korzyść polegałaby na wykorzystaniu istniejących zasobów materialnych przemysłu silnikowego na rzecz segmentu towarowych gospodarstw rolnych, w którym istnieje bardzo duży potencjał wzrostu efektywności. Między innymi poprzez redukcję wielkiego ryzyka związanego z profilem produkcji gospodarstw ograniczonym wyłącznie do żywności. Możliwe byłoby także wykorzystanie ogromnego potencjału rozwoju zrównoważonego, polegającego na połączeniu towarowej produkcji żywności i utylizacji odpadów pochodzących z tej produkcji. Niemałe korzyści przyniosłaby również transformacja gospodarstw rolnych w gospodarstwa rolne „uprzemysłowione" oraz „przemiana" rolników (płacących KRUS) w przedsiębiorców (płacących podatki CIT i VAT).

Wreszcie, 1600 biogazowni (koszt ich budowy byłby w przybliżeniu równy połowie kosztu pierwszego polskiego bloku jądrowego) to szansa na restrukturyzację rolnictwa poprzez dywersyfikację produkcji, silniejszą niż za pomocą mikrobiogazowni, na rynki żywnościowy i energii. Dywersyfikacja produkcji rolnej jest warunkiem budowy równowagi ryzyka: zmniejszania nadmiernego ryzyka w rolnictwie żywnościowym, związanego z klęskami urodzaju i nieurodzaju, i wprowadzania nowego typu ryzyka do energetyki, potrzebnego do pobudzenia konkurencji, zwłaszcza na rynkach gazu ziemnego i energii elektrycznej. Podkreśla

się, że dywersyfikacja produkcji rolnej umożliwiająca redukcję ryzyka, pozwala również (w konsekwencji) na maksymalizację wykorzystania zasobów ziemi, bez naruszania takich wartości jak: bioróżnorodność, przyrodnicze obszary chronione, walory turystyczne. Eliminuje tym samym sens odłogowania ziemi w celu niedopuszczenia do nadprodukcji żywności, takiego jakie w UE jest realizowane za pomocą mechanizmów WPR, których roczne finansowanie wynosi obecnie około 55 mld EUR. Efektywniejsze wykorzystanie zasobów w rolnictwie poprzez kreowanie rolnictwa energetycznego, może być w kolejnych latach skutecznym sposobem stabilizowania cen żywności na niskim poziomie. Ta teza jest oczywiście podważana przez korporacyjną energetykę, ale jej wykorzystanie przez polityków jest coraz bardziej nieuchronne, bo jest w interesie społeczeństwa wiedzy.

Punkt startu do analizy nowego układu sił. Bazą do konfrontacji technologii WEK i OZE/URE na świecie jest porównanie ich dynamiki rozwojowej. Według [4] inwestycje w energetyce OZE wzrosły na świecie w okresie 2004-2008 aż czterokrotnie i osiągnęły poziom 120 mld USD. Można na tej podstawie wyliczyć, że roczny wzrost inwestycji wynosił w tym okresie około 40%. Można również oszacować, że wartość inwestycji w 2010 roku wyniosła prawie 70 mld USD, a narastająco osiągnęły one poziom około 240 mld USD (kryzys finansowo-gospodarczy 2007-2010 nie tylko nie zdławił rozwoju energetyki OZE/URE, ale przeciwnie – jeszcze przyspieszył ten rozwój).

Najbardziej typowa konfrontacja energetyki WEK oraz OZE/URE występuje w Niemczech. Wyłączenie połowy bloków jądrowych po katastrofie Fukushima oznacza, że 10% niemieckiego zapotrzebowania na energię elektryczną musiało być pokryte natychmiastowo z istniejących nadwyżek własnych zasobów oraz importem w ramach jednolitego rynku europejskiego. Oczywiście, natychmiast pobudzony został też (przez wzrost cen) rynek inwestycyjny w energetykę OZE/URE (i gazową). Podkreśla się przy tym, że rynek niemiecki jest bardzo dobrze przygotowany do nowej fali inwestycyjnej w energetykę OZE/URE, bo w 2010 roku zainstalowana została na tym rynku moc w źródłach fotowoltaicznych rzędu 7 GW_p. Przesądzone jest też dalsze pobudzanie inwestycji w energetykę OZE/URE, związane z likwidacją pozostałych elektrowni jądrowych w latach 2021/2022. Szybki rozwój energetyki OZE/URE jest możliwy, bowiem niemieccy odbiorcy deklarują gotowość płacenia za energię elektryczną o 20% więcej, pod warunkiem, że nie jest ona produkowana w elektrowniach jądrowych. W tym samym czasie (od stycznia do maja 2011 roku), kiedy niemieccy odbiorcy są skłonni płacić za energię elektryczną wyższe ceny, indeksy giełdowe dwóch liderów energetyki WEK, produkujących energię elektryczną, głównie z paliw kopalnych, gwałtownie spadają: RWE traci 17%, a EON – 12%.

Z kolei w USA najlepiej analizować nową sytuację przez pryzmat kosztów zewnętrznych. O ile w Europie koszty zewnętrzne na razie są łączone głównie z kosztami środowiska (emisji CO_2), to w USA są one rozumiane znacznie szerzej [4]. Mianowicie, obejmują one koszty środowiska 1 (emisji), koszty przesyłu

i koszty środowiska 2 (koszty wody i użytkowania terenu). Zaliczenie kosztów przesyłowych do kosztów zewnętrznych ma wielkie znaczenie, ponieważ oznacza przeniesienie konkurencji, na rynku produkcji energii elektrycznej, z poziomu sieci przesyłowych na poziom odbiorcy (prosumenta), a to oznacza zmianę historyczną. (Całkowicie zbieżna z amerykańską koncepcją rozumienia kosztów zewnętrznych w elektroenergetyce jest koncepcja kosztów referencyjnych w Polsce rozwijana przez autora monografii [3]). Łączne koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej w USA oszacowano w 2007 roku na około 440 mld USD [4], przy produkcji tej energii wynoszącej około 3,9 tys. TWh i kosztach zakupu przez odbiorców wynoszących około 390 mld USD [5]. Do oszacowania łącznych kosztów zewnętrznych przyjmuje się w USA (*US Department of Energy*) dla poszczególnych technologii następujące koszty jednostkowe, w USD/MWh (poziom cen 2007): węglowe – 190, olejowe – 120, jądrowe – 110, biomasowe – 60, gazowe – 60, wodne – 50, pozostałe (słoneczne, geotermalne, wiatrowe) – poniżej 10. (Amerykańska energetyka WEK zaniża szacunki i dla 2007 roku podała łączne koszty zewnętrzne na poziomie 277 mld USD [4]).

Na koniec, w Chinach trzeba analizować nową sytuację poprzez rozwój przemysłu OZE/URE (kolektory słoneczne, ogniwa fotowoltaiczne, mikrowiatraki, mikrobiogazownie, pompy ciepła, wreszcie samochody elektryczne). Chiński przemysł w tym obszarze uzyskał już, korzystając z niskiej bariery wejścia na rynek i z naturalnych przewag konkurencyjnych związanych przede wszystkim z dostępem do własnych zasobów pierwiastków ziem rzadkich, globalną pozycję dominującą. Chiny mają na przykład około 30% udziału w światowej produkcji technologii słonecznych. Do 2020 roku Chiny uzyskają czołową pozycję w produkcji samochodów elektrycznych. Czynnikiem sprawczym rozwoju produkcji w tym ostatnim przypadku jest chłonność ich rynku wewnętrznego. Mianowicie, z prognozowanego do 2050 roku wzrostu liczby samochodów na świecie do 3 mld (z obecnych 700 mln)[9] większość będzie wchłonięta właśnie przez rynek chiński. Pochodną gwałtownego rozwoju chińskiego przemysłu OZE/URE jest wzrost chińskiej energetyki OZE/URE, która obecnie jest już globalnym liderem (około 110 GW mocy zainstalowanej w źródłach OZE)[10].

[9] Time. March 22, 2010 (Annual Special Issue: *10 Ideas for the Next 10 Years*).
[10] Jękot B. *Integracja OZE/URE z architekturą.* Felieton ilustrowany nr 7, poświęcony rozwojowi energetyki fotowoltaicznej w Chinach. Klaster 3x20 (www.klaster3x20.pl), Dział Profesorski).

POLSKA ALTERNATYWNA POLITYKA ENERGETYCZNA

Alternatywna Polityka Energetyczna (APE) Polski do 2030 roku [1] różni się od (rządowej) Polityki energetycznej [2] głównie tym, że pierwsza ma charakter społeczny, a druga jest adresowana praktycznie wyłącznie do korporacji energetycznych (do poszczególnych sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego). Ten drugi punkt widzenia, stawiający w centrum uwagi korporacje (głównie elektroenergetyczną, ale także ciepłowniczą, gazową, górniczą, paliw ciekłych/transportowych), jest ciągle w Polsce dominujący. Znajduje on wyraz w działaniach ukierunkowanych na redukcję emisji CO_2 [6], jak również rozwój energetyki odnawialnej [7]. Jest to groźne dla przyszłości polskiej energetyki.

Dlatego konfrontacja podejścia społecznego rodzącego się w środowisku wiedzy i Internetu oraz polityczno-korporacyjnego jest obecnie w Polsce bardzo potrzebna i może być owocna (tak potrzebna jak konkurencja w energetyce). Oczywiście, aby osiągnięto pozytywny skutek konfrontacji, jedno i drugie podejście musi być stale pogłębiane. Niniejsza monografia jest właśnie pogłębieniem/uzupełnieniem APE.

Istotę tego pogłębienia/uzupełnienia (o charakterze autorskim) należy rozpatrywać w trzech aspektach. Po pierwsze, APE koncentruje się na elektroenergetyce, a niniejsza monografia wychodzi na syntezę rynków energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. Po drugie, APE pozostaje w sferze rynku warunkowanego w podstawowym stopniu przez technologie wielkoskalowe i zasadę TPA (na rynku hurtowym), a monografia koncentruje się na sile technologii URE tworzących całkowicie nowe środowisko konkurencji. Po trzecie, APE skupia się na inżynierii społecznych działań na rzecz efektywności w energetyce (elektroenergetyce), a niniejsze opracowanie na szerokim wachlarzu oszacowań składających się na nowy obraz (całej) energetyki.

Tworzenie jednego obrazu energetyki, powiązanego z ochroną środowiska, z potrzebą nowego spojrzenia na efektywność w gospodarce i wreszcie z tworzeniem się społeczeństwa wiedzy (globalnego) jest zadaniem trudnym i ryzykownym, ale też bardzo potrzebnym i pilnym. Tworząc ten obraz, trzeba mieć świadomość potęgi tradycyjnej energetyki, opartej na ropie, gazie ziemnym, węglu i energetyce jądrowej. Na drugim biegunie należy dostrzec wielki potencjał energetyki odnawialnej z rolnictwem energetycznym (biogazownie) i bardzo dynamicznie rozwijającymi się nowymi technologiami OZE/URE, takimi jak: kolektor

słoneczny, pompa ciepła, mikrowiatrak, ogniwo fotowoltaiczne, samochód elektryczny i wiele innych. Pomiędzy nimi znajduje się cała sfera użytkowania energii, w szczególności w budownictwie (dom „niskoenergetyczny", dom pasywny), ale także w przemyśle.

W ochronie środowiska istotna jest utylizacja odpadów komunalnych i odpadów w rolnictwie oraz w przemyśle. Przede wszystkim istnieje jednak potrzeba racjonalizowania podejścia do emisji CO_2. Autor monografii uważa, że wywoływanie lęku przed efektem cieplarnianym w globalnym społeczeństwie jest zarazem pobudzaniem przez polityków postępu technologicznego, który z systematycznie redukowanej sfery zbrojeń zacznie stopniowo przenosić się na obszar energetyki odnawialnej. Jest to możliwe, ponieważ rynek inwestycyjny w energetyce jest większy niż w branży zbrojeniowej.

Proces budowania społeczeństwa wiedzy oznacza dla energetyki przede wszystkim zmianę zachowań ludzi, coraz lepiej rozumiejących istotę własnej (jednostkowej) podmiotowości i odpowiedzialności w zakresie bezpieczeństwa, które trzeba istotnie zredefiniować. Należy przede wszystkim zacząć odchodzić od sektorowych wymiarów bezpieczeństwa (energetyczne, żywnościowe, ekologiczne…) na rzecz indywidualnego bezpieczeństwa człowieka i przyrody. W takim ujęciu bezpieczeństwo energetyczne zaczyna konkurować z funkcjonalnością domu (bloku, biurowca), z jego estetyką, „inteligentną" infrastrukturą stanowiącą podstawę szeroko rozumianego „codziennego" bezpieczeństwa, gwarantującego realizację potrzeb użytkowników domu. To oznacza, że przychodzi czas, w którym w sprawie energetyki coraz więcej będą mieli do powiedzenia między innymi architekci, w tym urbaniści.

Wreszcie, z punktu widzenia efektywności, globalna gospodarka wchodzi w etap, na którym ma szansę na rentę uwolnienia się od nieefektywności energetyki, rolnictwa, transportu i budownictwa (cztery obszary nieefektywności strukturalnej). Z tego punktu widzenia nowy obraz energetyki trzeba tworzyć przez pryzmat zarządzania ryzykiem, którego struktura w wyżej wymienionych sektorach gospodarki jest obecnie bardzo zróżnicowana. Synteza energetyki, rolnictwa, transportu i budownictwa (synergetyka) wytworzy nową strukturę, bardziej zrównoważoną, korzystniejszą w aspekcie wzrostu gospodarczego i bezpieczeństwa. Powstaną warunki do rozumnego równoważenia przez ludzi (w wymiarze indywidualnym) swojego codziennego bezpieczeństwa i swojej codziennej odpowiedzialności za to, ile wydać na przykład na energetykę domu, a ile na jego estetykę? Co wspierać: modernizację wsi i restrukturyzację rolnictwa (wykorzystując do tego rolnictwo energetyczne), dostawców reaktorów jądrowych, czy producentów technologii URE, w tym przemysł ICT? Jaki wybrać transport: metro, samochód elektryczny, rower czy zwarte rozwiązania urbanistyczne z szerokim pieszym dostępem?

Jest też kilka innych ważnych pytań dotyczących życia codziennego w horyzoncie 2030. Na przykład, czy jesteśmy już gotowi przenieść fascynację super

inteligentnym samochodem, choćby takim jak BMW, na fascynację inteligentnym domem plusenergetycznym? Domem na nowo ukształtowanym przez architektów, zarządzanym przez infrastrukturę *Smart Grid Mikro*? Czy jesteśmy gotowi zamienić naszą pracę w biurze na telepracę? Pamiętając zwłaszcza, że to oznacza zamianę stania w „korkach ulicznych" i poszukiwania miejsca parkingowego na pracę we własnym domu, w którym jest samochód elektryczny służący nie tylko do jazdy, ale także do wypełniania roli zasobnika energii elektrycznej i źródła zasilania awaryjnego domu (zamiast pracy w domu może to być praca w ośrodku telepracy w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca zamieszkania).

NIEZMIENNE PRAWA PRZYRODY, TECHNOLOGIE WYMYKAJĄCE SIĘ SPOD KONTROLI, ZMIENNA EKONOMIKA I WZNOSZENIE SIĘ CZŁOWIEKA

Zestawienia. Przedstawione poniżej tabele P.1 do P.9 (do opracowania tabel P.3, P.4, P.6 i P.8 wykorzystano w dużym stopniu dane z książki [5]) stanowią zestawienie różnorodnych wielkości, wybranych w sposób ułatwiający analizy porównawcze energetyki WEK i OZE/URE. W zestawieniach tych (i w całej monografii) odstąpiono od tradycji polegającej na stosowaniu różnych jednostek energii na różnych rynkach paliw i energii.

Tabela P.1.
Uzyski energii z charakterystycznych paliw/zasobów/technologii
(opracowanie własne)

Lp.	Paliwa/zasoby/technologie	Energia
Paliwa kopalne/biomasa		**Wartość opałowa**
1	Węgiel kamienny	(6-7) MWh/t
2	Węgiel brunatny	(3-4) MWh/t
3	Drewno	(3-5) MWh/t
4	Zboże	(3-5) MWh/t
5	Paliwa ropopochodne	11 MWh/t
6	Gaz ziemny (wysokometanowy)	10 MWh/1000 m^3
7	Biogaz	(4-6) MWh/1000 m^3
Zasoby/technologie (Polska)		**Roczny uzysk energii**
8	Rolnictwo energetyczne	80 MWh/ha
9	Ogniwo fotowoltaiczne	0,1-0,3 MWh/m^2
10	Kolektor słoneczny	0,5-0,9 MWh/m^2
11	Mikrowiatrak	1-1,5 MWh/kW

Zrezygnowano na przykład z takiej jednostki jak GJ (i jej wielokrotności oraz podwielokrotności), stosowanej dotychczas powszechnie na rynku ciepła, ale także na rynku węgla i gazu ziemnego, jak również z jednostki toe (tona oleju ekwiwalentnego) i podobnych na rynku paliw transportowych. Jednolicie stosuje się natomiast na wszystkich rynkach jednostkę wykorzystywaną dotychczas powszechnie jedynie na rynku energii elektrycznej, tzn. MWh (i jej wielokrotności oraz podwielokrotności). Podkreśla się przy tym, że takie ujednolicenie jest jedną z licznych właściwości synergetyki.

Inną cechą, również charakterystyczną dla podejścia synergetycznego, jest konfrontowanie w poszczególnych zestawieniach tych samych wielkości w kontekście ich „znaczenia" w energetyce, budownictwie, transporcie i rolnictwie, a także w kontekście bezpieczeństwa energetycznego i żywnościowego. Pod tym względem charakterystyczne są zestawienia obejmujące dane w tradycyjnym ujęciu energetycznym i dane z obszaru rolnictwa energetycznego (tabela P.1), dane o zapotrzebowaniu energii na cele żywnościowe i tradycyjnym – na cele grzewcze domu mieszkalnego (tabela P.2), czy wreszcie dane pokazujące sprawności konwersji w systemach biologicznych (tabela P.8). W tradycji badań charakterystycznych dla energetyki WEK jest to podejście eklektyczne. Mimo to stosuje się je w całej monografii. Ma ono na celu tworzenie podstaw pod lepsze rozumienie, czym jest efektywna alokacja aktywów (zasobów) w obszarze całej synergetyki. Jest to zarazem tworzenie nowego systemu, spójnego z punktu widzenia potrzeb rozwojowych energetyki OZE/URE.

Tabela P.2.
Charakterystyczne poziomy zapotrzebowania na energię
(opracowanie własne)

Lp.	Wyszczególnienie	Zapotrzebowanie roczne
Zapotrzebowanie żywieniowe		
1	Człowiek	(400-1600) kWh
Zapotrzebowanie na ciepło grzewcze		
2	Dom zbudowany w latach 70. (20. w.)	(200-500) kWh/m^2
3	Dom spełniający wymagania dyrektywy 2002/91/WE	poniżej 120 kWh/m^2
4	Dom energetycznie zrównoważony	30 kWh/m^2
5	Dom pasywny	15 kWh/m^2

Tabela P.3.
Charakterystyczne moce

Lp.	Wyszczególnienie	Moc
1	Serce człowieka	1,5 W
2	Człowiek ciężko pracujący	100 W
3	Koń	0,76 kW
4	Mikrowiatrak	(0,1-10) kW
5	Mikrokogeneracja (gazowa)	do 50 kW$_{el}$
6	Kogeneracja małej skali (gazowa)	(50-1000) kW$_{el}$
7	Przeciętny samochód osobowy	60 kW
8	Wielki statek liniowy	200 MW
9	Boeing 747	250 MW
10	Największe bloki energetyczne (węglowe, jądrowe)	(800-1000) MW
11	Największa elektrownia na węgiel brunatny (Bełchatów I + Bełchatów II, Polska)	5000 MW
12	Największa elektrownia wodna przepływowa (Trzy Przełomy, Chiny)	18000 MW
13	Największy system elektroenergetyczny (USA + Kanada)	(700+100) GW

Tabela P.4.
Sprawności urządzeń wytwórczych

Lp.	Konwersja	Typ konwersji[1]	Sprawność %
1	Wielki generator elektryczny	m → e	98-99
2	Wielki kocioł parowy	ch → c	90-98
3	Wielka turbina parowa	ch → c	40-45
4	Wielka turbina gazowa/olejowa	ch → c	35-49
5	Duży silnik elektryczny	e → m	90-97
6	Mały silnik elektryczny	e → m	60-90
7	Wysokoprężny silnik spalinowy	ch → m	30-35
8	Benzynowy silnik spalinowy	ch → m	15-25
9	Gazowy silnik spalinowy	ch → m	15-20
10	Kondensacyjny kocioł gazowy (domowy)	ch → c	90-98
11	Kocioł węglowy	ch → c	50-80
12	Piec węglowy	ch → c	40-80
13	Piec na drewno	ch → c	30-80
14	Parowóz	ch → m	3-6
15	Źródło kogeneracyjne	ch → (e+c)	(20+60)-(40+40)
16	Ogniwo paliwowe	ch → (e+c)	(30+50)-(40+40)
17	Ogniwo fotowoltaiczne	p → e	10-30
18	Kolektor słoneczny	p → c	50-90
19	Turbina wiatrowa	m → e	30-50
20	Turbina wodna	m → e	70-90
21	Pompa ciepła	(e, ch) → c	300-600

[1] Poszczególne symbole oznaczają: p – energia promieniowania słonecznego, w – energia wiatru, h – energia wodna, ch – energia chemiczna, m – energia mechaniczna, e – energia elektryczna, c – ciepło.

Wśród wielu wniosków, które można wyciągnąć z zestawienia przedstawionego w tabeli P.3, dwa są bardzo charakterystyczne Widać, że mikrokogeneracja (gazowa), potrzebuje bardzo podobnego silnika jak nasze samochody osobowe (moce silników są podobne). Przez to staje się ona mniej „tajemnicza" (łatwiejsza do masowego zaakceptowania). Z kolei wielki statek liniowy z punktu widzenia energetycznego jest niczym innym jak autonomicznym systemem elektroenergetycznym, o bardzo skomplikowanej dynamice ruchowej/eksploatacyjnej. Jeśli takie systemy pracują sprawnie/efektywnie, to nie ma powodów, aby wątpić w sensowność rozwoju energetyki rozproszonej (często autonomicznej) na lądzie.

W zestawieniu przedstawionym w tabeli P.4 warto natomiast porównać sprawności silników: benzynowego (spalinowego) i elektrycznego. Z tego porównania wyraźnie widoczna jest przewaga samochodu elektrycznego (podkreśla się, że w takich samochodach stosuje się silniki z magnesami trwałymi, które mają górną wartość podanej w tablicy sprawności, czyli około 90%). Oczywiście, energia elektryczna do napędu samochodu (elektrycznego) nie może pochodzić z elektrowni węglowych kondensacyjnych, bo wykorzystując sprawności podane

w tabelach P.4 i P.5 można łatwo wyliczyć, że w takim przypadku to co zyskujemy przez zastosowanie silnika elektrycznego tracimy na łańcuchu sprawności obejmującym: kocioł, turbinę, generator oraz sieci poszczególnych napięć (należy pamiętać, że sprawności mnoży się w łańcuchu technologicznym).

Przedstawione powyżej oszacowanie uzasadnia fakt, że w tabeli P.5 w miejsce strat sieciowych, za pomocą których tradycyjnie charakteryzuje się sieci elektroenergetyczne, podane zostały ich sprawności energetyczne. Mimo że jeszcze niedawno wyglądałoby to sztucznie, w nowej sytuacji ma sens, bowiem pozwala ujednolicić opis całego łańcucha sprawności, od bardzo wielkiego bloku aż do odbiorcy zasilanego z sieci nN. Takie ujednolicenie jest potrzebne w analizie porównawczej bilansu energetycznego samochodu z silnikiem spalinowym oraz samochodu elektrycznego, ale również w analizie porównawczej bilansu domu zasilanego z sieci elektroenergetycznej oraz domu zeroenergetycznego, i w wielu innych sytuacjach.

Tabela P.5.
Sprawność sieci elektroenergetycznych
(opracowanie własne)

Lp.	Konwersja	Typ konwersji[1]	Sprawność %
1	Najwyższe napięcia (220/400kV)	e → e	97-98
2	Wysokie napięcia (110 kV)	e → e	96-97
3	Średnie napięcia, sieci wiejskie	e → e	94-95
4	Niskie napięcia, sieci wiejskie	e → e	95-96

[1] Tak jak w jak w tabeli P.4.

Tabela P.6.
Sprawność oświetlenia

Lp.	Typ oświetlenia	Typ konwersji[1]	Sprawność %
1	Lampy żarowe	e → p	3-4
2	Lampy fluorescencyjne	e → p	10-15
3	Wysokociśnieniowe lamy sodowe	e → p	15-20
4	Oświetlenie ledowe	e → p	20-40
5	Świeca parafinowa	ch → p	1-2

[1] Tak jak w tabeli P.4.

Tabela P.7 jest bardzo ważna z punktu widzenia rachunku energetycznego ciągnionego (podejścia LCC, LCA). W przypadku wszystkich paliw uwzględnionych w tabeli P.7, energochłonność wydobycia/produkcji i transportu jest przeliczona na paliwo pierwotne. Oczywiście, dla każdego paliwa takie przeliczenie musi być zrobione według innego modelu.

W wypadku węgla kamiennego w przeliczeniu uwzględniono, że największy udział w zużyciu energii na wydobycie i następnie w transporcie (transport kolejowy) ma energia elektryczna. Do przeliczenia tej energii na energię w paliwie pierwotnym (węgiel kamienny) zastosowano współczynnik 3, wynikający ze sprawności elektrowni kondensacyjnych (w niewielkim stopniu ze strat sieciowych).

Dla węgla brunatnego charakterystyczny jest transport taśmociągami, zarówno nadkładu, jak i samego węgla do elektrowni, bazujący również na energii elektrycznej. Do oszacowania podanego w tabeli P.7 energię tę (elektryczną) przeliczono na energię pierwotną (węgiel brunatny) podobnie jak w wypadku węgla kamiennego wykorzystując sprawność elektrowni kondensacyjnej.

Odnośnie biomasy stałej, założono, że jest to biomasa odpadowa uszlachetniona do postaci brykietów. W produkcji brykietów wykorzystuje się ciepło (do suszenia biomasy) oraz energię elektryczną (z bloków kondensacyjnych, w których odbywa się współspalanie), a transport brykietów odbywa się samochodami ciężarowymi.

Tabela P.7.
Energochłonność wydobycia/produkcji paliw i ich transportu
(opracowanie własne)

Lp.	Konwersja	Wartość opałowa MWh/t, MWh/1000 m^3	Wkład energii (energochłonność) %	
			wydobycie/produkcja	transport odległość 100 km
1	Węgiel kamienny	6	2	0,2
2	Węgiel brunatny	3	10	
3	Biomasa stała	4	5	0,7
4	Biopaliwa transportowe (pierwszej generacji)	11	90[1]	0,4
5	Biogaz (50% CH_4)	5	10	-

[1] Podkreśla się, że jest to szacunkowy procentowy wkład energii w uprawę roślin energetycznych i produkcję biopaliwa z ziarna. W kontekście pokazanego wkładu energii, bardzo wielkiego, potrzebne jest naświetlenie całego bilansu energetycznego roślin energetycznych. Chociaż w bilansie tym biopaliwo stanowi zaledwie około 10%, to jednak cały potencjał jest stosunkowo duży. Na przykład w wypadku produkcji estrów z rzepaku potencjał (słoma + estry + makuchy) wynosi około 85% (wkład energii w uprawę roślin i w zasilanie instalacjach przetwórczych oraz straty energii w instalacjach przetwórczych łącznie wynoszą około 15%).

Oszacowanie dotyczące biopaliw transportowych uwzględnia fakt, że ich produkcja wymaga wkładu energii na etapie uprawy roślin energetycznych (m.in. rzepak, kukurydza i inne) oraz na etapie przetwórstwa ziarna w biopaliwo (potrzebne są nawozy, zabiegi pielęgnacyjne, zbiór i zasilanie instalacji przetwórczych). Do oszacowania energochłonności transportu przyjęto, że biopaliwa są transportowane, w równych częściach, cysternami kolejowymi i samochodowymi. Oszacowanie dla biogazu uwzględnia, w równych częściach, substraty

odpadowe i w postaci roślin energetycznych (wymagających wkładu energii takiego jak w wypadku biopaliw). Ponadto, oszacowanie to uwzględnia potrzeby własne biogazowni (przede wszystkim w zakresie ciepła, ale również energii elektrycznej).

Podkreśla się, że oszacowania, przedstawione w tabeli P.7, mają jedynie bardzo zgrubny charakter. Z drugiej strony przedstawione dane w sposób bardzo wyrazisty pokazują fundamentalny problem, że technologie odnawialne wymagają, tak jak wszystkie, krytycznego podejścia. Jest to w szczególności widoczne na przykładzie biopaliw pierwszej generacji.

Tabela P.8 jest ciekawa z punktu widzenia analizy zapotrzebowania na energię niezbędną do celów żywieniowych, ale także z punktu widzenia porównania „wydajności" energetycznej fotosyntezy i fizycznej konwersji promieniowania słonecznego na ciepło (w kolektorach słonecznych) i na energię elektryczną (w ogniwach fotowoltaicznych). Widać z niej, że dieta mięsna wymaga energii „pierwotnej" ponad pięciokrotnie większej niż dieta wegetariańska. Można także oszacować, korzystając dodatkowo z danych przedstawionych w tabeli P.4, że w procesie fotosyntezy (uprawa roślin energetycznych, bez stosowania GMO), energii chemicznej otrzymujemy około 20 razy mniej niż ciepła w kolektorach słonecznych i około 4 razy mniej niż energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych.

Tabela P.8.
Sprawność charakterystycznych konwersji energetycznych w systemach biologicznych

Lp.	Konwersja	Typ Konwersji[1]	Sprawność %
1	Produkcja mleka	ch → ch	15-20
2	Produkcja broilerów	ch → ch	10-15
3	Produkcja żywca wieprzowego	ch → ch	5-10
4	Fotosynteza lokalna	p → ch	4-5
5	Fotosynteza globalna	p → ch	0,3

[1] Tak jak w tabeli P.4.

Wyjątkowe znaczenie z punktu widzenia synergetycznego podejścia, charakterystycznego dla całej monografii, ma tabela P.9. Stanowi ona podstawę do szacowania emisji CO_2 na podstawie spalania stechiometrycznego (zupełnego) paliw kopalnych. Szacowanie takie jest bardzo proste i wiarygodne, w odróżnieniu od skomplikowanego szacowania na podstawie rynków końcowych energii (w ujęciu sektorowym). Wynika to z faktu, że w przypadku szacowania wykorzystującego podstawowe właściwości spalania zupełnego (założenie o spalaniu zupełnym przy obecnym poziomie technologii spalania jest zasadne) pozwala się odciąć od całego łańcucha konwersji między paliwami kopalnymi i rynkami końcowymi (od sprawności energetycznych przemian). Ponadto, podstawowymi danymi wykorzystywanymi do szacowania są ilości paliw, a te dane na ogół są

najłatwiej dostępne i najbardziej wiarygodne, bo są przedmiotem obrotu towarowego, szczególnie wrażliwego (ze względu na podatki). Wreszcie, szacowanie takie jest jednakowo łatwe w segmencie ETS i non-ETS.

Tabela P.9.
Emisja CO_2 w procesach spalania (stechiometrycznego) paliw kopalnych
(opracowanie własne)

Lp.			Węgiel	Tlen	Metan (CH_4)	Dwutlenek węgla
1	Masa atomowa/cząsteczkowa		12,01	16,00	14,04	44,01
2	Wartość opałowa		9,2 MWh/t	-	10,0 MWh/(tys. m^3)	-
3	Gęstość		-	-	0,72 t/(tys. m^3)	-
4	Emisja CO_2	na jednostkę naturalną paliwa	2,3 t/t	-	2 t/(tys. m^3)	-
		na jednostkę energii chemicznej	0,4 t/ MWh	-	0,2 t/ MWh	-

Oczywiście, dalej pozostaje problem niejednorodności paliwa. Dotyczy on węgla, a praktycznie nie dotyczy sieciowego gazu ziemnego wysokometanowego, bo to paliwo jest bardzo jednorodne. Z tego powodu, przedstawione w tabeli P.9 dane dla węgla wymagają komentarza. Mianowicie, podana w tabeli wartość opałowa odnosi się do czystego pierwiastka węgla, a oszacowanie emisji CO_2 dotyczy wskaźnikowego węgla energetycznego „21/22/0,8" (21 GJ/t[11], 22% popiołu, 0,8% siarki).

Zmienność ekonomiki. Ważną kwestią z punktu widzenia szans rozwojowych energetyki WEK i energetyki OZE/URE jest całkowicie odmienna struktura ryzyka ekonomicznego (biznesowego) w jednej i drugiej. Energetyka WEK, w całej dotychczasowej historii oddziaływała na makroekonomię i w tych kategoriach musi być analizowana. W szczególności energetyka WEK jest biznesem, z którego „wyjście" w okresie krótszym niż 50 lat (energetyka węglowa), a nawet 100 lat (energetyka jądrowa) praktycznie jest niemożliwe, dlatego jest całkowicie domeną polityki i w konsekwencji zawsze odpowiada za nią państwo. Jest to zatem sytuacja, w której krótkotrwałe korzyści odnoszą politycy i struktury lobbingowe, a długotrwałe koszty ponoszą odbiorcy i podatnicy. Na drugim biegunie znajduje się energetyka OZE/URE. Ten rodzaj energetyki podlega uniwersalnym prawom rynku. Wyjście z biznesu jest łatwe. Graczami na rynku z jednej strony są prosumenci (charakterystyczni dla społeczeństwa wiedzy), którzy zamieniają ekonomikę kliencką na konsumencką, a z drugiej strony inwestorzy z obszaru v*enture*

[11] Wartość opałowa (wynosząca 5,83 MWh/t) musi być w tym miejscu wyrażana w GJ/t. Taka notacja będzie obowiązująca aż do czasu zmiany umowy „korporacyjnej" dotyczącej definicji węgla wskaźnikowego.

capital i *private equity.* Ryzyko polityczne jest więc ograniczone, bo zakłada się tu, że rynek będzie istniał dopóki będzie istnieć demokracja.

Rozpatrzmy różnice ekonomiki w energetyce WEK i OZE/URE przez pryzmat stopy dyskontowej. Stopa dyskontowa (charakterystyczna dla gospodarki rynkowej), która pozostaje w „tle" rozważań przedstawionych w całej monografii, ma postać:

$$r = (1 + s_a) \cdot (1 + s_r) - 1 \approx s_a + s_r \qquad \text{(P.1)}$$

gdzie s_a – jest kosztem alternatywnym kapitału, najczęściej równym oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych, natomiast s_r – jest stopą ryzyka, charakterystyczną dla danej działalności gospodarczej.

Zależność przybliżona występująca we wzorze (P.1) zachodzi wówczas, gdy wartości obydwu stóp procentowych są niewielkie; w praktyce często można się posługiwać taką właśnie zależnością. Podkreśla się przy tym, że postać (P.1) stopy dyskontowej jest skutkiem procesów makroekonomicznych. W gospodarce centralnie planowanej, stopa dyskontowa wolna od ryzyka, była ustalana arbitralnie i była narzędziem politycznej alokacji zasobów inwestycyjnych. Niska stopa preferuje przedsięwzięcia drogie inwestycyjnie, ale tanie w eksploatacji, a do takich należą zarówno elektrownie jądrowe jak i energetyka OZE. Wysoka stopa odwrotnie – preferuje przedsięwzięcia tanie inwestycyjnie, ale drogie w eksploatacji, do których należą na przykład źródła wytwórcze na gaz ziemny.

Odrębny, poszerzony komentarz do stopy dyskontowej *r* jest następujący. Jest to najbardziej syntetyczny wskaźnik makroekonomiczny, charakteryzujący kondycję gospodarki i jej stabilność w długoterminowym horyzoncie, stanowiący w szczególności podstawę decyzji inwestycyjnych o kluczowym znaczeniu w sektorach o największej kapitałochłonności. Stopa dyskontowa, jako parametr pozwalający uwzględnić zmianę wartości pieniądza w czasie, ma zasadniczy wpływ na optymalną (dla danej gospodarki) strukturę nakładów inwestycyjnych rozłożonych w okresie inwestowania oraz przyszłych kosztów eksploatacyjnych ponoszonych przez długi okres.

Jest oczywiste, że wysokie stopy dyskontowe, charakterystyczne dla słabych i niestabilnych gospodarek, prowadzą do rozwiązań o niskich nakładach inwestycyjnych i wysokich kosztach eksploatacyjnych, a niskie stopy odwrotnie – do rozwiązań o wysokich kosztach inwestycyjnych i niskich eksploatacyjnych. Jeśli zatem pominąć ryzyko technologiczne oraz ryzyko zmian cen paliw, zastosowanie rachunku dyskonta spowoduje, że źródła OZE, a także elektrownie jądrowe, mają większą rację bytu w USA, w Europie i Japonii, natomiast elektrownie gazowe (ewentualnie na ropę naftową) są bardziej odpowiednie dla Afryki i Ameryki Południowej. Podobnie, niska stopa dyskontowa w USA, w Europie i Japonii preferuje linie elektroenergetyczne o dużych przekrojach przewodów roboczych (wyższych nakładach inwestycyjnych, niższych kosztach strat mocy i energii), a w przypadku wysokiej stopy dyskontowej, charakterystycznej dla gospodarek

krajów afrykańskich i południowoamerykańskich, inwestuje się w linie elektroenergetyczne z przewodami roboczymi o mniejszych przekrojach.

Poniżej przedstawia się „rozwój" ekonomiki w elektroenergetyce. 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 ewentualnych decyzji politycznych. Jednak zmiany, które się dokonały, w całości nie są już odwracalne. Widać to wyraźnie, jeśli je usystematyzować w postaci kolejnych etapów rozwojowych. Kompletna lista etapów na drodze od monopolu do pełnej konkurencji jest następująca:

1. Brak ekonomiki. Inwestycje budżetowe w gospodarce centralnie planowanej (bilansowej).
2. Rachunek dyskonta w ocenie efektywności inwestycji w monopolu.
3. Ustalanie dwuskładnikowych cen (opłaty za moc i energię). Koszty stałe i zmienne.
4. Ekonomiczny rozdział obciążenia między elektrownie w połączonym systemie elektroenergetycznym.
5. Ustalanie cen dobowych (strefowe) i rocznych (sezonowe) dla odbiorców końcowych. Ceny przeciętne.
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 transakcji 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*.
17. Włączenie kosztów zewnętrznych, przede wszystkim środowiska (np. koszty uprawnień do emisji CO_2), 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. Ekonomika wartości psychologicznej (właściwa dla społeczeństwa wiedzy). Przejście od ekonomiki klienckiej (z charakterystyczną relacją: sektor-odbiorca) do ekonomiki konsumenckiej (z relacją: prosument – energetyka URE).
21. Powrót do braku ekonomiki (?) – polski przypadek, mający związek z programem energetyki jądrowej [2].

Przedstawiona, w postaci wymienionych etapów, charakterystyka ewolucji ekonomiki w elektroenergetyce nie jest jedyna. Można i należy ją ulepszać. Jednak charakterystyka ta bez wątpienia pokazuje obiektywne podstawy zmian. Należy przy tym podkreślić, że chociaż niektóre etapy (w szczególności p. 13, 16 do 20) nie są jeszcze w elektroenergetyce właściwie dostrzegane (korporacja elektroenergetyczna nie chce uznać ich jako poważnych problemów), to konieczność wpisania tych etapów na listę jest bezdyskusyjna. Decydują o tym fakty obserwowane już na wielką skalę w elektroenergetyce w USA, np. z jednej strony upadek i zlicytowanie masy upadłościowej przedsiębiorstwa Enron, działającego zresztą na rynku globalnym, a z drugiej coraz liczniejsze realizacje projektów inwestycyjnych typu m*erchant plant*. Ponadto, ważne są doświadczenia, które dotknęły telekomunikację światową, polegające na drastycznej przecenie (praktycznie na obniżeniu prawie do zera) wartości rynkowej sieci wielu *Telecom*-ów w latach 2001-2002. Oczywiście, są różnice, które będą powodować, że procesy zachodzące w elektroenergetyce będą mniej drastyczne niż w telekomunikacji, gdyż inwestycje w elektroenergetyce i w sektorach paliwowych są znacznie bardziej kapitałochłonne. Ponadto, wartość rynkowa sieci elektroenergetycznych może spaść znacząco, dopiero wówczas, gdy powszechne staną się mikroźródła wytwórcze, tak jak powszechna (w większej skali) stała się telefonia komórkowa.

Kontekst historyczny i czynniki dominujące w przyszłości. Czy uprawniona jest teza, że świat wchodzi w energetykę OZE/URE w tym samym procesie, w którym 300 lat temu przestawiał się na węgiel (Wielka Brytania), 100 lat temu na ropę (USA), 60 lat temu na energetykę jądrową, a 20 lat temu na gaz ziemny? A dalej, że polski rząd zawrócił energetykę WEK w ostatnich latach do socjalizmu? I jeszcze

dalej, że petryfikacja energetyki WEK nie może się udać w świetle dynamiki cyklu rozwojowego 2011-2050?

Odpowiedzi poszukuje się tu na gruncie analizy sekwencji i horyzontów wzrostu potencjału siedmiu czynników dominujących, których działanie można antycypować na okres 2011-2050. Są one następujące: 1° – polityka (regulacje prawne) – 2010-2015, 2° – media (kształtowanie opinii) – 2013-2017, 3° – samorząd (inwestycje, regulacje) – 2015-2025, 4° – nowe technologie (innowacyjność) – 2020-2030, 5° – prosument (mikroprzedsiębiorstwo) – 2025-2035, 6° – nowe przedsiębiorstwo (p2p) – 2030-2040, 7° – człowiek (progresywny) – 2035-2050 (i nadal).

Rozpatrzmy choćby tylko pierwszy czynnik dominujący. Można bez wielkiego ryzyka stwierdzić, że unijna ofensywa regulacyjna jest ukierunkowana na przebudowę strukturalną rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. Przebudowa ta będzie się odbywać pod wpływem technologii OZE/URE (biomasowych, słonecznych i mikrowiatrowych) oraz dwóch innych technologii: pompy ciepła i samochodu elektrycznego. Przebudowę tę rozpoczynają istniejące już regulacje unijne, a zwłaszcza dyrektywa 2009/28/WE określającą cele Pakietu 3x20 w zakresie OZE (początek integracji rynków energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) i dyrektywa 2010/31/WE dotycząca domu zeroenergetycznego.

Przebudowa będzie z jednej strony zwiększać zapotrzebowanie na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych. Z drugiej strony będzie ona uwalniać wielkie ilości paliw kopalnych (przede wszystkim paliw ropopochodnych i gazu ziemnego, ale także węgla) wykorzystywanych dotychczas na rynkach transportowym i produkcji ciepła. Te uwolnione ilości paliw kopalnych radykalnie zwiększą konkurencję paliw kopalnych na rynku produkcji energii elektrycznej. Będzie to wynikiem uniwersalizacji rozproszonych technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej, czyli rozwoju energetyki OZE/URE.

Jednak, dalej w UE nierozwiązane pozostają dwa kluczowe obszary w energetyce, wymagające nowych regulacji. Po pierwsze, jest to integracja/koordynacja mechanizmów dotyczących redukcji emisji CO_2 w segmentach ETS i non-ETS. Po drugie, integracja/koordynacja mechanizmów dotyczących: 1° – wspomagania rozwoju OZE (chociaż obecnie dotyczą one głównie produkcji energii elektrycznej, to bezwzględnie powinny dotyczyć też produkcji ciepła, a także chłodu), 2° – ulg podatkowych (stosowanych w przypadku paliw transportowych) oraz 3° – kar za emisję CO_2. Stawia się tu hipotezę, że horyzont 2015 jest wystarczający do wstępnego ukształtowania brakujących regulacji integracyjnych (koordynacyjnych).

W skali całego świata również nierozwiązane pozostają dwie sprawy, ale wychodzące poza zakres samej energetyki. Są to: polityka klimatyczna po 2012 roku (w którym wygasa Protokół z Kioto) oraz polityka handlowa (Runda Doha). Również w tym wypadku horyzont 2015 jest wystarczający do wstępnego

ukształtowania brakujących regulacji. Trudności, które powstaną w procesie tworzenia globalnej infrastruktury regulacyjnej (prawnej) pod nowy typ rozwoju energetyki (synergetyki), mimo że wielkie – nie będą jednak większe od tych, które były związane z powołaniem WTO. Z tego punktu widzenia podkreśla się zwłaszcza fakt, że bardzo duża część wrażliwego prawa ochrony środowiska, obowiązującego wcześniej na poziomach narodowych i lokalnych, musiała być dostosowana do założeń WTO (w obszarze energetyki prawo ochrony środowiska jest sprawą równie wrażliwą jak w rolnictwie, a rolnictwo ma w WTO krytyczne znaczenie).

Praktyczny potencjał zmiany struktury wydatków ludności, czyli potencjał ekonomiki prosumenckiej. Wielki wpływ rozległej syntezy (synergetyki) na zmianę ekonomiki w energetyce można w Polsce zacząć wstępnie szacować przyjmując za punkt wyjścia strukturę wydatków przeciętnej rodziny. Mianowicie, na żywność wydajemy około 25% dochodów. Na dom/mieszkanie – opłaty łącznie z mediami, w tym energia elektryczna i ciepło – również około 25%. Wydatki związane z użytkowaniem samochodu wynoszą około 15%, a opłaty za telefon i Internet około 5%. Co z tej struktury wynika? Możliwość (i duże prawdopodobieństwo realizacji) wielkiej alokacji środków, na przykład z obszarów energetyki WEK i transportu do energetyki OZE/URE i rolnictwa (energetycznego). Możliwość takiej alokacji, wraz z bogaceniem się społeczeństw, potwierdzają badania niemieckie prowadzone przed podjęciem rządowych decyzji o likwidacji energetyki jądrowej (koniec maja 2011 roku). Wynika z nich, że dla niemieckich (już) konsumentów to nie cena energii elektrycznej, a źródło jej pochodzenia jest kryterium wyboru dostawcy i w rezultacie akceptowana jest przez nich cena nawet o 20% wyższa (patrz Przedmowa) pod warunkiem, że energia ta nie jest produkowana w elektrowniach jądrowych.

CZĘŚĆ PIERWSZA

KRYZYS WIELKOSKLOWEJ ENERGETYKI KORPORACYJNEJ (WEK)

SYNTETYCZNE UWAGI

Podejście prezentowane w dokumentach [2,6,7] uznaje się tu za kontynuację korporacyjnej energetyki WEK, z dominującą rolą elektroenergetyki systemowej (wielkoskalowej, z dużym zapotrzebowaniem na usługi sieciowe i brakiem elastyczności cenowej popytu), z potrzebą tworzenia specjalnych regulacji prawnych (energetyka jądrowa, czyste technologie węglowe, sieci przesyłowe) oraz z zapotrzebowaniem na inwestycje w stylu gospodarki centralnie planowanej i podobną niewydolnością do mobilizacji kapitału rozwojowego.

Oprócz dalszej dominacji wytwórczych technologii węglowych oraz technologii sieciowych w elektroenergetyce, charakterystyczne są w strategiach korporacyjno-rządowych tradycyjne: ciepłownictwo, gazownictwo, górnictwo, transport, energetyka jądrowa, a na „przystawkę" energetyka odnawialna wiatrowa, głównie w postaci wielkich farm lądowych z turbinami o mocy jednostkowej 1,5-2,5 MW. Charakterystyczna jest także kontynuacja technologiczna po stronie użytkowania energii, bez uwzględnienia rzeczywistego (bardzo dużego) potencjału przebudowy struktury całego bilansu paliwowo-energetycznego za pomocą takich technologii jak: pompa ciepła, samochód elektryczny i dom pasywny (a jeśli nie pasywny, to na pewno niskoenergetyczny).

Projekt [6] jest kreacją energetyki trwale „wspomaganej". W szczególności rozszerza uznaniowy/polityczny system certyfikatów na nowe obszary, czego wyrazem jest propozycja wprowadzenia certyfikatów błękitnych (certyfikatów inwestycyjnych dla energetyki wielkoskalowej, w tym jądrowej). Adresuje cały system regulacji prawnych praktycznie do energetyki korporacyjnej, chociaż na obecnym etapie rozwoju technologii energetycznych istnieje potrzeba jego adresowania przede wszystkim do prosumentów i przemysłu URE.

Trzy zasadnicze bariery efektywności energetyki, których nie przełamują dokumenty [2,6,7]. Najważniejszą barierą – nie tylko zresztą w Polsce, ale również w UE – jest brak jednolitego podejścia do internalizacji kosztów zewnętrznych szeroko rozumianych, charakterystycznych w szczególności dla elektroenergetyki i ciepłownictwa. Chodzi tu przede wszystkim o koszty środowiska w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, ale także w transporcie. Na obecnym etapie (konfrontacji technologii wielkoskalowych i rozproszonych) do kategorii kosztów zewnętrznych trzeba, zwłaszcza w elektroenergetyce, zaliczać też koszty sieciowe i koszty usług systemowych. Uwzględnienie wszystkich wymienionych kosztów zewnętrznych w jednolity sposób (w postaci kosztów referencyjnych)

daje dopiero podstawę (jest warunkiem) oceny konkurencyjności poszczególnych technologii energetycznych (wielkoskalowych i rozproszonych).

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

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

Wybrane uwagi szczegółowe do Projektu [6]. Projekt ten zawiera propozycję, aby program inwestycyjny w polskiej energetyce rozpatrywać w kontekście Planu Marshala[12]. Wiązanie inwestycji w energetyce na początku drugiej dekady 21. wieku z Planem Marshala jest jednak nieuprawnione. Choćby z tego powodu, że Plan Marshalla służył odbudowie gospodarek krajów Europy Zachodniej po II wojnie światowej (pomoc w postaci surowców, produktów żywnościowych, kredytów i dóbr inwestycyjnych; praktycznie wszystko według wzorów i technologii z przeszłości). W energetyce natomiast chodzi obecnie nie o odbudowę, a o strukturalną przebudowę technologiczną, organizacyjną i ekonomiczną.

Nie ma natomiast w Projekcie [6] odniesienia do WPR, unijnej polityki najbardziej nieefektywnej i najbardziej wrażliwej politycznie. Z drugiej strony takie odniesienie jest bardzo potrzebne, zwłaszcza w świetle polskiej (polityczno-korporacyjnej) presji na UE dotyczącej tworzenia wspólnej polityki energetycznej. W szczególności potrzebne jest ostrzeżenie, że działania na rzecz stworzenia **polityki energetycznej** na początku drugiej dekady 21. wieku – sprowadzającej się do niebywałego rozrostu regulacji wspomagających korporacyjną, skonsolidowaną energetykę – grożą potencjalnymi skutkami takimi jak w przypadku WPR, uchwalonej w 1957 roku (Traktaty Rzymskie). Trzeba tu podkreślić, że w wyniku utworzenia WPR, cała Europa przysypana została górami zboża i podtopiona jeziorami wina oraz mleka. W różnych fazach rozwojowych Wspólnot,

[12] Prezentacja Planu jest powtórzona w artykule zamieszczonym w kwartalniku naukowo-technicznym „Elektroenergetyka – Współczesność i Rozwój" (1/2011): Żmijewski K. *Plan Marshalla dla elektroenergetyki, czyli Krajowy Program Inwestycyjny*.

polityka ta pochłaniała 40-80% budżetu wspólnotowego (unijnego po uchwaleniu w 1992 roku Traktatu z Maastricht powołującego UE). W obecnej perspektywie budżetowej (2007-2013) wydatki na WPR, finansowane przez podatników, wynoszą około 55 mld EUR rocznie (trochę tylko mniej niż 50% całego budżetu).

Projekt [6] jednoznacznie idzie w kierunku mnożenia (wzmacniania, rozbudowywania) regulacji na rzecz specjalnych rozwiązań ekonomicznych, albo inaczej systemów wspomagania (identycznych jak dopłaty w gospodarce socjalistycznej), prowadzących do ogromnej nieefektywności[13]. Służy temu propozycja wzmocnienia Urzędu Regulacji Energetyki, który mając w ręku totalny system koncesjonowania źródeł odnawialnych, stworzony przez Ministerstwo Gospodarki, blokuje rozwój segmentów mini i mikroźródeł, o największej obecnie dynamice rozwojowej na świecie (i o największym koszcie zaniechań rozwoju tych właśnie segmentów energetyki). W tym samym kierunku zmierza propozycja wprowadzenia błękitnych certyfikatów (dalszego rozszerzania uznaniowego systemu „tęczowego" certyfikatów). Wreszcie propozycje specjalnych[14] ustaw na potrzeby inwestycji sieciowych, energetyki jądrowej, energetyki węglowej (czystych technologii węglowych), itd.

Projekt [6] przedstawia oszacowanie niezbędnych rocznych nakładów inwestycyjnych w polskiej energetyce na 16 mld euro (w elektroenergetyce, ciepłownictwie, transporcie, bez górnictwa) rocznie. Czyli do 2020 roku daje to nakłady inwestycyjne 160 mld EUR. Warto porównać je z brytyjskimi (w gospodarce co najmniej 5-cio krotnie większej od polskiej), które ocenia się w energetyce (bez transportu, ale z górnictwem) na 200 mld £[15] (około 240 mld EUR). Przy czym przedstawiona struktura nakładów inwestycyjnych w energetyce brytyjskiej jest całkowicie różna od struktury wynikającej z polskiej polityki energetycznej (struktura brytyjska jest otwarta na innowacyjność, struktura polska na to, co w USA i w starej Unii odchodzi do przeszłości, a w Chinach traci impet rozwojowy).

W tym aspekcie podkreśla się, że w Projekcie [6] głównym argumentem przemawiającym za poniesieniem bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych na sieci elektroenergetyczne jest ich dekapitalizacja, przekraczająca 53%. Jednak dekapitalizacja tak określona (według podejścia księgowego, pomijająca wiedzę techniczną o stanie sieci) musi być istotnie skorygowana ze względu na praktyki

---

[13] W kontekście istniejących regulacji prawnych i realizowanej polityki energetycznej, społeczeństwo powinno uzyskać pilnie odpowiedź, jakie są powody regulacji/polityki, które skutkują przykładami dramatycznej nieefektywności energetycznej w świecie dostępnych już innowacyjnych technologii energetycznych i restrukturyzującej się po kryzysie gospodarki światowej. Wybrane przykłady nieefektywności są przedmiotem rozdz. 5.

[14] W demokratycznym społeczeństwie ustawy specjalne są uchwalane na stan wyjątkowy. Skłonność sojuszu polityczno-korporacyjnego do uchwalania ustaw specjalnych w obszarze energetyki jednoznacznie wskazuje na odradzające się w niej tendencje para-socjalistyczne (remonopolizacyjne).

[15] Financial Times, February 4, 2010.

dotyczące sposobu kwalifikowania remontów urządzeń elektroenergetycznych (urządzeń sieciowych w postaci linii i stacji transformatorowo-rozdzielczych, ale także bloków wytwórczych). Otóż praktyki te, wynikające z przepisów podatkowych, w przeszłości, powszechnie polegały na kwalifikowaniu remontów, kapitalnych (przywracających urządzeniom kondycję techniczną bliską początkowej), jako remontów bieżących.

Ponadto, określanie – w postaci prostej kontynuacji – potrzeb inwestycyjnych w obszarze sieci elektroenergetycznych na podstawie ich dekapitalizacji jest już ogólnie błędem metodycznym ze względu na zmiany technologiczne. Dobitnym przykładem, którego nie ujawniają wielkie firmy konsultingowe pracujące dla polskiego rządu i polskich przedsiębiorstw korporacyjnych, są raporty niemieckie (prezentujące wyniki badań w 7 krajach starej piętnastki unijnej) mówiące o tym, że dotychczasowe prognozy sieciowych nakładów inwestycyjnych trzeba skorygować w dół kilkukrotnie, ze względu na potencjał zmian technologicznych (energetyka OZE/URE, *Smart Grid*).

Skutki konsolidacji/recentralizacji elektroenergetyki. Konsolidacja elektroenergetyki przeprowadzona w latach 2006-2007 i utrwalona w latach 2008-2009 miała, zgodnie z rządową polityką energetyczną, zapewnić w szczególności konkurencję na rynku energii elektrycznej, stworzyć warunki do dobrej prywatyzacji oraz zapewnić zdolność skonsolidowanych przedsiębiorstw do mobilizacji wielkiego kapitału rozwojowego.

Żaden z tych celów nie został osiągnięty ze względu na całkowicie błędną koncepcję. Bardziej szczegółowe rozwinięcie tej tezy przedstawione jest, w postaci hasłowej, w tabeli 1.1. Oczywiście, na pełną ocenę skutków konsolidacji trzeba poczekać. Ale jest ewidentną sprawą, że zamiast zapowiadanego wzrostu konkurencji nastąpił wzrost cen i wzrost udziału transakcji „pionowych" w skonsolidowanych grupach, zwłaszcza w PGE, czyli w największej z nich[16]. Na początku 2011 roku widoczne jest już także niepowodzenie polityki prywatyzacyjnej opartej na wyprzedzającej konsolidacji przedsiębiorstw, które wcześniej nie zostały zrestrukturyzowane. Przykładami tego niepowodzenia są losy prywatyzacji skonsolidowanych przedsiębiorstw: Enei, PGE, Tauronu.

Poniżej przedstawia się weryfikację wartości polskich skonsolidowanych przedsiębiorstw, która dokonuje się od ponad dwóch lat na giełdzie (GPW). Zestawia się ją z weryfikacją wartości amerykańskich *utilities* (elektroenergetycznych przedsiębiorstw użyteczności publicznej), która nastąpiła w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Z bardzo dużym prawdopodobieństwem 2010 rok zapisze się w historii polskiej elektroenergetyki jako „czarny" rok weryfikacji skonsolidowanych przedsiębiorstw przez inwestorów, podobnej do tej, którą

[16] Swora M. *Polska w procesie integracji europejskich rynków regionalnych.* Materiały Konferencji „Rynek energii elektrycznej". Kazimierz Dolny, maj 2010.

amerykańskie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne przeszły w 1974 roku[17]. Wówczas była to weryfikacja przedsiębiorstw na giełdzie nowojorskiej zapoczątkowana przez inwestorów, którym przedsiębiorstwo *Consolidated Edison* nie wypłaciło w kwietniu dywidendy ze względu na brak środków finansowych.

Tabela 1.1.
Konfrontacja tego co w elektroenergetyce miały przynieść charakterystyczne działania/strategie/polityki rządowo-korporacyjne i co przyniosły
(opracowanie własne)

Działanie	**Co miało być (co ma być)**	**Co jest (co będzie)**
Konsolidacja	Unijni czempioni. Zdolność do mobilizacji kapitału na wielomiliardowe jednostkowe inwestycje	Przedsiębiorstwa dominujące na rynku krajowym. Czarny rok (2010) weryfikacji ich wartości na GPW. Zablokowany dopływ innowacyjnych kadr przez układy socjalne
Nowe bloki węglowe	Wysoka sprawność pracy bloków w podstawie	Redukowanie obciążenia bloków w dolinie przez PSE-Operator. Wielki spadek ich sprawności ruchowej
Derogacja	Rozwój czystych technologii węglowych (CCS, IGCC)	Dwa przykłady dramatycznej weryfikacji: CCS – Bełchatów, IGCC – Kędzierzyn-Koźle
Energetyka jądrowa, z blokami 1600 MW	Niskie ceny	Ujawniające się narastające ryzyka: brak możliwości zmieszczenia bloków w krajowym systemie, nowa dyrektywa o obowiązku składowania odpadów na terenie własnego kraju, ryzyko braku możliwości sfinansowania inwestycji, katastrofa japońska, 100-letni czas wyjścia z biznesu...
OZE	Innowacyjne technologie (polskie specjalności)	Współspalanie. Dofinansowywanie energetyki WEK, celem pokrycia kosztów, które rosną mimo, że nie ma inwestycji
Smart Grid	Korzyści. Intensyfikacja istniejących zasobów (sieciowych) oraz pobudzenia rozwoju segmentu prosumenckiego (energetyka OZE/URE)	Koszty. AMI – tylko na rynku energii elektrycznej, do celów billingowych

A przyczyną tej sytuacji było uwikłanie się wcześniej w nietrafione (zbyt duże) inwestycje. Mianowicie, po alokacji zasobów – w wyniku kryzysu energetycznego 1973 – przez amerykańską gospodarkę na stronę popytową, czyli do obszaru działań ukierunkowanych na obniżenie elektrochłonności gospodarki, inwestycje te okazały się niepotrzebne. Skutek był taki, że inwestorzy odwrócili się od przedsiębiorstwa, a jego wartość spadła o 18%. Dalej sprawy potoczyły się jak najgorzej. Instytucje z *Wall Street*, zaniepokojone sytuacją zbadały kondycję wszystkich amerykańskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych i ogłosiły raport obnażający niską jakość zarządzania tymi przedsiębiorstwami. W rezultacie, do września wartość amerykańskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych spadła o 36%.

[17] Hyman L. S. *America's Electric Utilities: Past, Present and Future.* Public Utilities Reports, Inc., Publisher. Fourth Edition, May 1992.

Podcięte zostały w ten sposób podstawy finansowania nieefektywności organizacyjnej i technologicznej starej amerykańskiej elektroenergetyki i rozpoczął się długi proces naprawczy, w którym główną rolę odegrały dwie ustawy. Pierwszą z nich była ustawa PURPA (1978/1982), tworząca podstawy dla rozwoju sektora niezależnych wytwórców (dla rozwoju konkurencji w wytwarzaniu, wzrostu efektywności energetycznej wynikającego z kogeneracji i ochrony środowiska – wtedy ukierunkowanej na redukcję pyłów i SO_2). Drugą była ustawa *Energy Act* (1992), tworząca podstawy konkurencji kreowanej za pomocą zasady TPA – wtedy wprowadzoną w obszarze sieci przesyłowych podlegających regulacjom federalnym.

Tabela 1.2.
Dane obrazujące rynkową weryfikację wartości przedsiębiorstw elektroenergetycznych, jako bezpośredni skutek polityki energetycznej i realizowanej strategii prywatyzacyjnej (opracowanie własne)

		Enea	**PGE**	**Tauron**	**GPW**
Data debiutu		17.11.2008	9.11.2009	30.06.2010	9.11.2010
GPW, indeks WIG 20		1584	2225	2335	2760
Wartość akcji spółki, zł	nominalna	15,2	23	5,13	46/43[1]
	otwarcia[2]	15,6	26	5,03	54
Data oszacowania (1)		3.01.2011			
GPW, indeks WIG 20		2780			
Wartość akcji spółki, zł		23,5	22,7	6,6	49,5
Zmiana indeksu WIG 20, %		76	25	19	1
Zmiana wartości akcji[3], %		51	-13	31	-8
Unormowana zmiana wartości akcji[4], %		-25	-38	12[5]	-9
Data oszacowania (2)		21.01.2011			
GPW, indeks WIG 20		2733			
Wartość akcji spółki, zł		22,3	22,7	6,4	48,4
Unormowana zmiana wartości akcji[4], %		-30	-36	11[5]	-11
Data oszacowania (3)		28.02.2011			
GPW, indeks WIG 20		2717			
Wartość akcji spółki, zł		21,9	22,6	6,2	47,2
Unormowana zmiana wartości akcji[4], %		-28	-37	4[5]	-12
Data oszacowania (4)		21.04.2011			
GPW, indeks WIG 20		2913			
Wartość akcji spółki, zł		19,5	23,3	6,3	48,3
Unormowana zmiana wartości akcji[4], %		-49	-41	-2[5]	-16

[1] Inwestorzy: instytucjonalni/indywidualni. [2] Zakończenie notowań w pierwszym dniu. [3] W stosunku do wartości otwarcia. [4] Różnica między zmianą procentowych wartości akcji spółki i indeksu GPW 20. [5] W rzeczywistości jest to wzrost zredukowanej wartości spółki (z około 14 do około 8 mld zł), której dokonał minister skarbu po to, aby ratować prywatyzację (i dochody budżetowe) za wszelką cenę.

Spadek wartości giełdowej polskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych w 2010 roku, powinien zapoczątkować terapię wstrząsową podobną do tej, którą przeszły amerykańskie. Oczywiście, polski przypadek, to inny czas, inne uwarunkowania globalne (stawiające zresztą znacznie wyższe wymagania przedsiębiorstwom) ale główna przyczyna jest podobna – arogancja. W takim sensie giełdowa weryfikacja wartości polskich przedsiębiorstw jest niczym innym jak tylko weryfikacją z jednej strony odwlekania w czasie ich prywatyzacji, a z drugiej strony ich konsolidowania.

W tabeli 1.2 przedstawiono zmianę giełdowej wartości Enei, PGE i Taurona po ich prywatyzacji. Oczywiście, prywatyzacja elektroenergetyki w Polsce była potrzebna i powinna być przeprowadzona 15 lat temu (1995 rok)[18]. Wówczas mogła być realizowana jako strategia (a nie jako przymus), z korzyścią dla samej elektroenergetyki, odbiorców i dla całej gospodarki (z rentą pierwszeństwa w Europie Środkowej). Prywatyzacja, która obecnie jest realizowana pod presją potrzeb wynikających z konieczności ratowania budżetu państwa, jest natomiast zapowiedzią wielkich kłopotów. Będą one wynikać z nieadekwatności utworzonych przedsiębiorstw oraz trendów rozwojowych w energetyce światowej i europejskiej w szczególności.

Polski rząd prywatyzując przedsiębiorstwa elektroenergetyczne przez giełdę obnażył (w sposób niezamierzony) ich prawdziwą sytuację po konsolidacji. Od 2010 roku inwestorzy (instytucjonalni, ale także indywidualni) mają możliwość bezpośrednio/publicznie, i w sposób ciągły, weryfikować programy inwestycyjne przedsiębiorstw elektroenergetycznych zdominowane przez stare technologie: sieciowe (Enea), wytwórcze jądrowe i węglowe (PGE) oraz wytwórcze węglowe (Tauron).

Dane przedstawione w tabeli 1.2 nie pozostawiają złudzeń. Inwestorzy odwrócili się od takich przedsiębiorstw. Mianowicie, wartość Enei obniżyła się w ciągu dwóch lat o 25-30% w stosunku do indeksu WIG 20. Wartość PGE w ciągu roku spadła o 35-38% w stosunku do tego indeksu. Wartość Tauronu wprawdzie wzrosła w ciągu pół roku o nieco ponad 10%, ale trzeba pamiętać o wielkiej „obniżce" wyceny tej Grupy przez ministra skarbu (z około 14 do około 8 mld zł) przed jej zaoferowaniem inwestorom.

---

[18] Popczyk J. *Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki*. Raport wykonany dla PSE. Warszawa, wrzesień 1995. (We wrześniu 1996 roku Raport został przyjęty, po uzgodnieniach resortowych, przez Radę Ministrów jako oficjalny program rządowy. Program ten został w dużym zakresie zrealizowany, ale nie przyniósł potencjalnych efektów, bo jego spójność została zniszczona przez konsolidację, która z upływem czasu stawała się dominującą strategią rządu, i przez zaniechania w prywatyzacji, kiedy elektroenergetyka była jeszcze zdecentralizowana).

To oznacza, że inwestorzy nie widzą już przyszłości w starych technologiach (wstępna decyzja o wycofaniu się z Polski firmy Vattenfall potwierdza taką tezę). Dlatego czas najwyższy na refleksję dotyczącą tej bardzo groźnej dla Polski sytuacji[19].

W szczególności, jeśli Europa ma wskaźnik emisji CO_2 na rynku energii elektrycznej wynoszący 0,36 t/MWh i celem jest osiągnięcie wskaźnika 0,30 t/MWh w 2020 roku, głównie poprzez wzrost produkcji w źródłach OZE, to Polska, mająca w elektrowniach węglowych wskaźnik 1 t/MWh nie może koncentrować swoich sił tylko na derogacji. Dlatego, że najlepsze technologie węglowe, w postaci „super" bloków (nadkrytycznych, fluidalnych) zapewnią eksploatacyjną redukcję emisji CO_2 do poziomu 0,9 t/MWh (na dalszą redukcję za pomocą technologii CCS nie można liczyć ze względu na ekonomikę: ogromne nakłady inwestycyjne i duża utrata sprawności, rzędu 7 punktów procentowych). Na energetykę jądrową także nie można liczyć, przy zdolności mobilizacji kapitału przez skonsolidowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne takiej jaka wynika z tabeli 1.2.

Skutki utrzymywania monopolu w gazownictwie. Monopol gazowy (Polskie Górnictwo Nafty i Gazu – PGNiG) jest główną przyczyną tego, że polski rynek paliw gazowych nie istnieje, a gazownictwo zredukowane wyłącznie do segmentu gazu ziemnego jest w permanentnym kryzysie. Społeczeństwo zna polskie gazownictwo tylko przez pryzmat gry Gazpromu z PGNiG-em i konfliktów PGNiG-u z Urzędem Regulacji Energetyki (konflikty związane z wprowadzaniem kolejnych podwyżek cen). Gdyby rząd wiele lat temu zdecydował się na decentralizację i demonopolizację sektora, obecnie mielibyśmy znacznie większy rynek gazu w Polsce. Podmioty konkurowałyby ze sobą o odbiorców i wszystkie strony odnosiłyby korzyści. Niestety restrukturyzacja gazownictwa nigdy nie została przeprowadzona.

Szansa na decentralizację istniała 20, 15 i jeszcze 10 lat temu. W latach 1990. funkcjonowało ponad 20 zakładów gazowych, które mogły zostać przekształcone w przedsiębiorstwa. Jednak tak się nie stało. Były również inne dobre okazje do przeprowadzenia reform (do restrukturyzacji). Charakterystyczną była połowa pierwszej dekady tego wieku, kiedy wiadomo już było, że w związku z dyrektywą unijną musi być utworzony niezależny operator gazowy w przesyle. Można było wówczas zrestrukturyzować cały biznes. Chociażby wydzielić z PGNiG obszary wydobycia i magazynowania. Wówczas PGNiG nie był jeszcze spółką giełdową i zmiany te można było łatwo przeprowadzić.

Zamiast tych działań spajaliśmy poszczególne segmenty PGNiG (sieci dystrybucyjne, obrót, magazyny, wydobycie) jeszcze mocniej. Rząd tworzył regulacje, które nie pozwoliły naruszyć monopolu. Jedna z nich dotyczyła wymagania, które polegało na tym, że przedsiębiorstwo obrotu gazem musi posiadać własne

[19] Zjawisko ma charakter ogólny. Notowania niemieckich korporacyjnych firm energetycznych obniżyły się w ciągu pierwszych 5 miesięcy 2011 roku, jeszcze przed decyzją rządu o likwidacji energetyki jądrowej do 2022 roku, o kilkanaście procent (patrz Przedmowa).

magazyny. Tym samym rynek obrotu gazem został zablokowany dla podmiotów niezależnych (spoza PGNiG).

Reasumując, brak konkurencji, jako skutek zaniechania restrukturyzacji polskiego gazownictwa w ostatnich 20 latach, jest najpoważniejszą przyczyną tego, że Polska ma zdecydowanie mniejsze niż w UE wykorzystanie gazu ziemnego i co jest jeszcze ważniejsze, że oznacza to kłopoty w przyszłości. Praktycznie ten sektor nie został poddany prawie żadnej restrukturyzacji poza wydzieleniem operatora przesyłowego, co było bezwzględną koniecznością wynikającą z dyrektywy unijnej.

Alokacja kapitału. Jeśli chodzi o mobilizację kapitału rozwojowego, to widać już ewidentnie, że kapitał na rozwój energetyki trzeba mobilizować na rynkach kapitałowych ukierunkowanych na innowacyjną gospodarkę (są to rynki *venture capital i private equity*) a nie na energetykę WEK. Interesująca jest pod tym względem analiza alokacji kapitału, jaka dokonuje się w ramach trwającego (2007-2011) kryzysu gospodarczego. Jest to przepływ kapitału z tradycyjnych segmentów gospodarki (energetyki korporacyjnej) do segmentów innowacyjnych (np. do energetyki OZE/URE, innowacyjnej). Fakt ten obrazują bardzo silnie wzrosty indeksów giełdowych w USA w 2009 roku: DJIA (indeks tradycyjnej gospodarki) – wzrost o 22,1%, S&P (indeks bankowy) – wzrost o 28,6%, NASDAQ (indeks technologiczny) – wzrost o 51,8%. Przewaga indeksu NASDAQ, charakterystyczna dla 2009 roku, była mniej spektakularna po 2009 roku, ale się utrzymywała. Na przykład od korekty indeksów w lipcu 2010 roku do połowy 2011 roku NASDAQ zwiększył swoją wartość o około 33%, a DJIA o około 27%. W tym samym czasie indeks S&P zwiększył swoją wartość o około 32%). To oznacza, że zdolność tradycyjnych przedsiębiorstw do mobilizacji kapitału – na ich rozwój – maleje.

W efekcie będzie słabła skłonność banków do finansowania inwestycji pod wskaźnik ebitda[20] skonsolidowanych przedsiębiorstw realizujących wielkoskalowe inwestycje o bardzo długim czasie realizacji. To oznacza, że w aktualnej sytuacji rząd musi zagwarantować, zwłaszcza w przypadku skonsolidowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, jak największą autonomię systemów finansowania energetyki odnawialnej. Jeśli tego nie uczyni, to skonsolidowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne będą narażone na coraz silniejsze działania cen transferowych i przegrają konkurencję na rynku inwestycji w energetykę odnawialną z otoczeniem (niezależnymi inwestorami, przemysłem URE, prosumentami).

Należy przy tym uwzględnić, że w przypadku paniki na rynkach finansowych spadki indeksów giełdowych są gwałtowne i indeksy technologiczne spadają mocniej a indeksy tradycyjnej gospodarki nieco mniej. Unijno-amerykański kryzys finansów publicznych w 2011 roku może wywołać panikę. Jeśli tak się

[20] Zysk operacyjny przed amortyzacją (inaczej: zysk brutto + odsetki od kredytów + amortyzacja).

stanie, to po panice sytuacja korporacyjnych przedsiębiorstw energetycznych stanie się jednak dramatyczna, bo alokacja kapitału w obszar energetyki OZE/URE w długim horyzoncie czasowym zostanie mocno przyspieszona.

Syntetyczne uwagi dotyczące wyników badań rozwojowych dla polskiej elektroenergetyki. W ostatnim czasie pojawiły się, oprócz [4,8], inne opracowania prezentujące szacunkowe, sumaryczne koszty inwestycyjne niezbędne do wypełnienia przez Polskę zobowiązań wynikających z Pakietu 3x20 (chodzi o opracowania analityczne wykorzystujące zaawansowaną metodykę modelowania rozwoju systemu elektroenergetycznego). Najbardziej obszerny był raport *McKinsey &Company* [9]. W opracowaniu tym główny nacisk, w kontekście redukcji emisji CO_2, położony jest na wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej źródeł węglowych z instalacjami CCS oraz energetyki wiatrowej (farmy wielkoskalowe), a także na rozwój energetyki jądrowej. Należy tu podkreślić, że w opracowaniu tym nie uwzględnia się możliwości redukcji emisji przez wykorzystanie na dużą skalę potencjału rolnictwa energetycznego, które w opracowaniach [4,8] stanowi z kolei silny trend energetyki odnawialnej. W dokumencie tym w ograniczonym zakresie uwzględniony jest również sektor transportowy, w którym propozycje działań zostały zawężone do zmian technologicznych. Pominięto w nim takie działania, jak ograniczanie transportochłonności poprzez dobre planowanie przestrzenne, a także zachęty do korzystania w większym stopniu z transportu kolejowego czy transportu publicznego i rowerowego, zwłaszcza w miastach.

Należy dodatkowo podkreślić, że rekomendacje inwestycyjne, sformułowane w monografii [3] oraz w opracowaniu [8], i pokrótce przedstawione w Załączniku 1, uwzględniają bardziej kompletne podejście metodyczne niż w opracowaniach [9] i [10]. Jest to podejście uwzględniające integrację rynku energii elektrycznej i ciepła (nie uwzględnia ono jeszcze integracji transportu), a także integrację działań na rzecz realizacji wszystkich trzech celów Pakietu 3x20, a nie każdego osobno.

Właśnie z takiego podejścia wynika bardzo istotna konsekwencja. Na przykład wypełnienie celu Pakietu 3x20 dotyczącego wymaganego udziału energii odnawialnej (dla Polski wynoszącego 15%) zapewnia praktycznie automatycznie wymaganą (20%) redukcję emisji CO_2. Jest to wynik działania dźwigni w postaci efektu wypierania (za pomocą energii odnawialnej) z rynków energii elektrycznej i ciepła przestarzałych technologii węglowych, o najmniejszej sprawności i najwyższej emisyjności. Dlatego rekomendacje inwestycyjne sformułowane w opracowaniu [8] różnią się od scenariuszy rozpatrywanych w [9], gdzie analizuje się działania ukierunkowane na energetykę wielkoskalową, specjalnie przypisane redukcji emisji CO_2 (energetyka jądrowa, energetyka węglowa – CCS).

W pracy [10] prezentuje się także tylko technologie wielkoskalowe, nie ma natomiast elektroenergetyki wytwórczej rozproszonej, która odmieni ekonomikę elektroenergetyki (przejście od ekonomiki „klienckiej" do „konsumenckiej") w aspekcie niepewności i ryzyka, a także kosztów (u producenta) i wartości

(u odbiorcy/prosumenta). W [10] bardzo mocno akcentuje się sprawy ryzyka (obszar decyzji inwestycyjnych) i niepewności (obszar analiz/badań). Z drugiej strony są jednak całkowicie pominięte w tym opracowaniu aspekty regulacji prawnych/politycznych, a także innowacyjności w energetyce. Ryzyka generowane przez te dwa obszary i brak adekwatnych rozwiązań po stronie praktyki gospodarczej, przełożyły się na duże zagrożenie dla polskiej elektroenergetyki (świadczy o tym „wycofywanie" się z inwestycji w tradycyjne materialne projekty wytwórcze i z inwestycji kapitałowych w przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zagranicznych strategicznych inwestorów obecnych w Polsce, a także inwestorów giełdowych, tabela 1.2). Wyniki analizy ryzyka inwestycyjnego dla przedsięwzięć wielkoskalowych prezentowane w opracowaniu [10] są zbieżne z wynikami opisanymi w opracowaniu [8], choć w tym ostatnim były one prowadzone zdecydowanie na mniejszą skalę niż w [10].

Praktyczna realizacja scenariusza innowacyjnego prezentowanego i rekomendowanego w ramach projektu [8] zależy od zmian regulacyjnych, opisanych szczegółowo w [3]. Pokazane wyniki zmian względnych kosztów dostaw energii do odbiorców końcowych zależne od modelu rynku (Załącznik 1) pozwalają sformułować następującą tezę (i dają podstawy do stwierdzenia jej racjonalności): *Tylko wprowadzenie pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych (lub odpowiednia kalibracja certyfikatów) oraz wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych do systemu opłat przesyłowych pozwoli na uzyskanie efektywności ekonomicznej dla proponowanych rozwiązań w zakresie rozwoju bazy wytwórczej w kraju, a tylko efektywność ekonomiczna może skłonić inwestorów do budowy lokalnych źródeł energii elektrycznej.* Budowa tych źródeł wpłynie zaś bezpośrednio na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców końcowych.

rozdział drugi

KRYZYS DOBRYCH PRAKTYK KORPORACYJNYCH. PRZYKŁADY OSZUSTW WIELKICH PRZEDSIĘBIORSTW NA ŚWIECIE

Kończy się czas, w którym politycy, korporacje i otoczenie wokół-korporacyjne (w tym firmy konsultingowe) największy interes w energetyce robili na wywoływaniu w społeczeństwie lęku przed utratą bezpieczeństwa energetycznego i na obietnicach, że wiedzą jak temu zapobiec. Ostatnie lata są pasmem wydarzeń, które prowadzą do utraty, ale nie bezpieczeństwa energetycznego a zaufania do korporacji, do instytucji finansowych, a nawet do rządów, tzn. do porządku, na którym było oparte finansowanie wielkoskalowych projektów realizowanych przez korporacyjną energetykę (między innymi model p*roject finance*).

Generalnie, następuje upadek polityki obliczonej na dobre praktyki biznesowe wielkich korporacji, a także polityki tworzenia przedsiębiorstw, które nie mogą upaść, bo są zbyt duże. Poniżej przedstawiono siedem spektakularnych przykładów oszustw wielkich przedsiębiorstw i złych regulacji. Są to przykłady charakterystyczne, na których można analizować wielopłaszczyznowo zagadnienie utraty zaufania.

Przykład 1. Światowy kryzys finansowy (lata 2007-2008), a w następstwie gospodarczy (lata 2008-2009) został spowodowany przez banki (instytucje finansowe), które wykorzystały do swoich celów patologiczne regulacje na rynkach finansowych. W szczególności zmianę w 1999 roku regulacji wprowadzonych w USA po kryzysie 1929-1933, której skutkiem było dopuszczenie do łączenia przez grupy finansowe działalności w segmentach inwestycji kapitałowych i obsługi masowych klientów. Na nowych uregulowaniach zbudowały swoją potęgę między innymi banki City Group, a także Goldman Sachs, który wcześniej był tylko bankiem inwestycyjnym. Korzyści odniosły również inne banki oraz instytucje finansowe (ubezpieczeniowo-pożyczkowe).

Przykład 2. Agencje ratingowe (Standard & Poors", Moodys"s, Fitch) tracą zaufanie, bo nie przewidziały żadnego z wielkich kryzysów, takich jak: kryzys azjatycki (1997-1998), bańka internetowa (2000), bankructwo Enronu (2001), załamanie rynku nieruchomości (2008), kryzys państwa greckiego (2010). A wynika to w dużym stopniu z faktu, że są opłacane przez tych, którzy oszukują.

Przykład 3. WorldCom w telekomunikacji i Enron w energetyce stanowią najbardziej drastyczny dotychczas przykład oszustw ze strony zarządów potężnych

firm, ale takich, których bankructwo było jednak w USA jeszcze możliwe. W latach 2001 i 2002 ujawnione zostały oszustwa finansowe wymienionych firm (osądzone przez amerykańskie sądy, prezesi dostali wyroki po 25 lat wiezienia). W ostateczności przedsiębiorstwa zbankrutowały, tysiące pracowników znalazło się „na bruku", akcjonariusze stracili swój kapitał. Oczywiście, naiwnością jest w takiej sytuacji założenie, że przedsiębiorstwa energetyczne skonsolidowane do rozmiarów uniemożliwiających ich bankructwo (w Polsce głównie PGE i Tauron), wyposażone w regulacje specjalne (graniczące z przyznaniem im monopolu), uchronią się przed pokusą wykorzystania swojej wyjątkowej pozycji na szkodę odbiorców, z korzyścią dla siebie.

Przykład 4. Fannie Mae i Freddie Mac, to czołowe instytucje finansowe (spółki finansujące i gwarantujące znaczącą część kredytów hipotecznych udzielanych w USA), które doprowadziły do największego kryzysu po II wojnie światowej. Aby nie doprowadzić do ich upadku kontrolę musiał przejąć nad nimi rząd amerykański, bo były za duże, aby upaść. Właśnie fakt, że wymienione instytucje osiągnęły rozmiary uniemożliwiające ich bankructwo powodował, że mogły one bezkarnie realizować operacje finansowe bardzo wysokiego ryzyka, bowiem miały pewność uzyskania rządowego wsparcia (na koszt podatników).

Przykład 5. Z kolei General Motors, Ford, Chrysler, to mega-koncerny samochodowe. Te również musiał w 2009 roku wesprzeć rząd amerykański (dofinansował je długiem publicznym), bo okazały się za duże, aby mogły upaść. Z drugiej strony, kryzys w amerykańskim przemyśle samochodowym jest bardzo dobrym przykładem, jak wielkie są rezerwy w przedsiębiorstwach ukształtowanych na dawną modłę korporacyjną. Przykładem jest General Motors, który w krótkim czasie zdołał się zrestrukturyzować i już w 2010 roku osiągnął zysk, wynoszący prawie 5 mld USD (przy przychodach około 150 mld USD). Z drugiej strony General Motors jest przykładem pokazującym nieuchronność zasadniczych zmian w „starym" porządku korporacyjnym, zmierzających w stronę „nowej struktury zasobów". W 1997 roku General Motors był największą światową korporacją (przychody – 168 mld USD, aktywa 222 mld USD, zatrudnienie – 650 tys. osób). Ale w 2007 roku, jeszcze przed kryzysem, spadł na piąte miejsce (przychody – 208 mld USD, aktywa – 186 mld USD, zatrudnienie – 280 tys. osób)[21]. W tym samym czasie Wal-Mart Stores (sieć supermarketów) przesunęło się na pierwsze miejsce z jedenastego, osiągając w 2007 roku przychody w wysokości 350 mld USD, aktywa – 150 mld USD i zatrudnienie – 1900 tys. osób. Analiza sytuacji General Motors i porównanie jej z Wal-Mart Stores jest bardzo płodne, jeśli chce się antycypować przyszłość energetyki. Mianowicie, w energetyce WEK ujawni się w krótkim czasie nieefektywność starej struktury zasobów znacznie większa niż ta, na którą cierpiał General Motors. Energetyka URE (urządzenia rozproszonej

[21] Bobińska K. *Od niekontrolowanej globalizacji do zinstytucjonalizowanej gospodarki światowej.* Wydawnictwo Key Text. Warszawa 2009.

energetyki, produkowane na zautomatyzowanych liniach produkcyjnych, transportowane w kontenerach, sprzedawane w supermarketach) wykaże natomiast przewagę nowej struktury zasobów, charakterystyczną dla Wal-Mart Stores (niezależnie od zastrzeżeń, które można mieć do metod walki tej korporacji o rynek).

Przykład 6. O tym, że ryzyko oszustw wielkich instytucji, które nie mogą upaść, przekroczyło racjonalny poziom (zawiodła polityka zaufania do takich instytucji, opartego na założeniu, że rzeczywiście realizują one dobre praktyki biznesowe), świadczy przypadek banku Goldman Sachs. Polega on na bezprecedensowym złożeniu przez Amerykańską Komisję Nadzoru Bankowego i Giełd w kwietniu 2010 roku, po wielu miesiącach śledztwa, pozwu do sądu przeciwko bankowi za oszustwa na szkodę swoich klientów.

Przykład 7. Najgroźniejszy jest kryzys polityki budowanej na założeniu, że państwo zasługuje na pełne zaufanie. Kryzysy nękające świat w ostatniej dekadzie coraz wyraźniej pokazują, że ich przyczyną są sojusze korporacyjno-polityczne. Ochrona polityczna korporacji jest groźna nawet dla tak silnych państw jak USA. Przy tym z punktu widzenia państwa amerykańskiego istotne stały się nie tylko problemy spowodowane przez instytucje finansowe. Również skrajnie nieefektywny okazał się omawiany wyżej przemysł samochodowy, o 100-letniej tradycji. Szczególnym przypadkiem jest jednak kryzys państwa greckiego. Pokazuje on, że współczesne państwo może nie być zdolne do ochrony gospodarki przed nieefektywnością i ryzykiem niewypłacalności spowodowanym nadmiernym zadłużeniem. Presja ze strony korporacyjnej energetyki na inwestycje w technologie wielkoskalowe tworzy realne ryzyko przyszłych kryzysów w Polsce. W szczególności niebezpieczny jest z tego punktu widzenia program rozwoju energetyki jądrowej.

KRYTYCZNA ANALIZA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Pułapka atomowa zastawiona przez rząd na polską energetykę 21. wieku. W styczniu 2009 roku rząd przyjął, nie dysponując praktycznie żadnymi wynikami analiz/badań (nawet w socjalizmie było to nie do pomyślenia), program energetyki jądrowej (2 elektrownie po dwa bloki, każdy 1600 MW, o jednostkowych nakładach inwestycyjnych wynoszących 4,5 mln euro na MW, z docelową roczną produkcją energii elektrycznej wynoszącą około 50 TWh). W ciągu dwóch lat program zrobił „niezwykłą karierę", a energetyka jądrowa stała się najbardziej wyrazistą częścią w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku[22].

Energetyka jądrowa, nie jest jednak Polsce potrzebna. Jest to jasne, jeśli w badaniach uwzględni się istniejący potencjał polskiego rolnictwa energetycznego (także polski potencjał gazu łupkowego) oraz całej innowacyjnej energetyki (synergetyki), umożliwiający zrównoważony rozwój, w tym wykorzystanie ogromnego potencjału efektywności energetycznej. Uwzględnienie wymienionych potencjałów oznacza na przykład potrzebę rozpatrywania rocznej produkcji elektrowni jądrowych (50 TWh) w kontekście rocznej energii końcowej możliwej do uzyskania z rolnictwa energetycznego wynoszącej nawet 200 TWh, a dalej w kontekście samochodu elektrycznego który ma potencjał (jednostkowy) 2- do 3-krotnej redukcji zużycia rzeczywistego energii pierwotnej (w paliwach transportowych) oraz 2,5-krotnego zwiększenia wirtualnego udziału energii odnawialnej w rynkach końcowych, wreszcie w kontekście pompy ciepła (powiązanej z rozproszoną kogeneracją), która ma potencjał (jednostkowy) 4- do 5-krotnej redukcji zużycia rzeczywistego energii pierwotnej (w paliwach przeznaczonych na rynek ciepła).

Oczywiście, gdyby nawet energetyka jądrowa w skali uwzględnionej w polityce energetycznej [2] była potrzebna, to pozostaje bardzo trudna sprawa sfinansowania inwestycji, której szacunkowy koszt w samym tylko wytwarzaniu wynosi około 110 mld zł. Dodatkowe nakłady inwestycyjne na sieci przesyłowe i rozdzielcze byłyby również bardzo wysokie (według inżynierskich „średniówek" –

[22] O „lekkości" podejścia do energetyki jądrowej w Polsce świadczy niejednoznaczność przekazów rządowych i zachowań skonsolidowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych dotyczących wielkości tej energetyki. W polityce rządowej jest oficjalnie mowa o łącznej mocy elektrowni jądrowych 4800 MW. Z drugiej strony, gdy oprzeć się na deklaracjach przedsiębiorstw dotyczących ich udziału w energetyce jądrowej, jest to znacznie ponad 6400 MW.

z bardzo dużym prawdopodobieństwem zawyżonych – wynoszą one około 70% nakładów na źródła, jeśli są to źródła bardzo wielkiej mocy). Podkreśla się tu, że inwestycje sieciowe praktycznie w ogóle nie są ujęte w obecnym rządowym programie dotyczącym energetyki jądrowej, podobnie jak sprawa utylizacji wypalonego paliwa jądrowego, w szczególności miejsc składowania i kosztów tego składowania.

Pytanie, skąd PGE pozyska kapitał jest na razie tajemnicą, ale na pewno nie z giełdy, (tabela 1.2). Wszelka pomoc ze strony państwa, w formie gwarancji kredytowych, jest też wykluczona, bo na pomoc publiczną nie zgodzi się Bruksela, zwłaszcza w nowej sytuacji (po doświadczeniach związanych z kryzysami wynikającymi z zadłużenia takich państw jak: Grecja, Irlandia, Hiszpania, Portugalia, Włochy). Ponadto, zadłużenie państwa zbliża się do progu konstytucyjnego, czyli państwo ma wystarczające kłopoty bez angażowania się w pomoc dla energetyki jądrowej.

Również nie da się uzyskać środków z rynku energii elektrycznej (od odbiorców). Dlatego, że jeśli nawet rząd zablokował konkurencję poprzez utrwalenie, w ciągu ostatnich lat, konsolidacji elektroenergetyki korporacyjnej, to nie uda mu się zablokować konkurencji, która obecnie nadchodzi z innych stron: ze strony energetyki rozproszonej (niezależni inwestorzy), a z dużym prawdopodobieństwem także z zagranicy, poprzez import na poziomie sieci przesyłowej (import z krajów unijnych, z Rosji – na przykład z elektrowni jądrowej w Obwodzie Kaliningradzkim).

Aspekt sieciowy, czyli elektrownie jądrowe w Polsce w kontekście cen krańcowych (ograniczeń sieciowych). Program jądrowy wymaga wielkich inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowych przez operatora przesyłowego (PSE-Operator)[23]. Już z uproszczonych badań wynika, że aby zapewnić niezawodną pracę elektrowni jądrowej o mocy 3200 MW, jej stacja przyelektrowniana powinna być powiązana co najmniej 4-6 liniami 400 kV z KSE[24]. Nawet po uwzględnieniu planowanej rozbudowy KSE, istniejące stacje (w tym stacja Żarnowiec) nie spełniają tego wymagania. W związku z tym istnieje konieczność rozbudowy potencjalnych stacji przyłączeniowych (ich znacznie silniejszego powiązania z pozostałą częścią sieci przesyłowej). A z drugiej strony trudności lokalizacyjne są obecnie już tak wielkie, że przez ostatnie 15 lat praktycznie żadne nowe linie przesyłowe nie zostały wybudowane.

Jest też jeszcze trudniejsza sprawa. Pokazują to systemowe analizy optymalizacyjne pracy „zamkniętej" sieci 400/220/110 kV prowadzone w Politechnice Śląskiej (R. Korab, 2010). Mianowicie, elektrownie jądrowe powodują gwałtowny

---

[23] Trzeba pamiętać, że będzie także potrzebna rozbudowa sieci rozdzielczych przez operatorów dystrybucyjnych.

[24] Kocot H. *Zdolności przyłączeniowe istniejących wielkich elektrowni w aspekcie budowy i przyłączenia elektrowni jądrowej.* Materiały Konferencji „Rynek energii elektrycznej". Kazimierz Dolny, maj 2011.

wzrost strat sieciowych oraz ograniczeń sieciowych prądowych, a także napięciowych, czyli pogorszenie ekonomiki pracy całego systemu elektroenergetycznego.

W przeprowadzonych badaniach uwzględniono dwie potencjalne lokalizacje bloków/elektrowni jądrowych (Żarnowiec i Klempicz) oraz pięć wariantów mocowych. Dla każdej lokalizacji wykonano analizy rozpływowe (optymalizację rozpływu mocy) dla dwóch poziomów mocy bloków/elektrowni wynoszących 1600 i 3200 MW, co stanowiło odpowiednio około 5 i 10% zapotrzebowania na moc w symulowanym (prognozowanym) w badaniach zimowym szczycie wieczornym. Dodatkowo, przeanalizowano wariant, w którym założono pracę obu elektrowni z mocą 3200 MW każda (około 20% zapotrzebowania szczytowego).

Po wykonaniu optymalizacji rozpływu mocy dla wariantu uwzględniającego jednoczesną pracę elektrowni Żarnowiec i Klempicz (moc każdej 3200 MW), stwierdzono znaczący wzrost strat mocy w sieci 400/220/110 kV (o około 10%) w stosunku do układu, w którym nie uwzględniono elektrowni jądrowych. Ponadto, stwierdzono wiele aktywnych ograniczeń dotyczących linii 110 kV, czyli konieczność rozbudowy tych sieci. Zrealizowane systemowe analizy optymalizacyjne pracy „zamkniętej" sieci 400/220/110 kV wskazują tym samym jednoznacznie na brak możliwości „zmieszczenia" dwóch elektrowni jądrowych, o mocy 3200 MW każda[25], w polskim systemie, bowiem polski system jest za mały z punktu widzenia tych elektrowni. W szczycie obciążenia mieści się praktycznie jeden blok (dla kryterium ekonomicznego wynikającego z metodyki cen węzłowych), natomiast w przypadku dwóch elektrowni następuje silny wzrost strat sieciowych oraz ograniczeń sieciowych prądowych, a także napięciowych.

Przedstawione wnioski uzyskane dla zimowego szczytu wieczornego ulegają zmianie jakościowej dla letniego obciążenia nocnego. W tym wypadku obciążenie minimalne (15-minutowe) w 2009 roku obniżyło się w KSE nawet do 9,5 tys. MW[26]. Czyli jeden blok jądrowy 1600 MW musiałby mieć w takim obciążeniu udział 17%, jedna elektrownia 3200 MW (dwa bloki 1600 MW każdy) prawie 35%, a dwie elektrownie blisko 70%. Czyli jedna elektrownia spowodowałaby (i podobnie dwa bloki) „lawinę" ograniczeń sieciowych. To oznacza, że w polskim systemie elektroenergetycznym mieści się praktycznie tylko jeden blok jądrowy 1600 MW.

Ograniczenie energetyki jądrowej do jednego bloku pociąga oczywiście za sobą drastyczne pogorszenie ekonomiki tej energetyki. W szczególności nakłady inwestycyjne na pierwszy blok w kraju, który wchodzi bez doświadczeń w segment energetyki jądrowej, są około 30% wyższe niż na kolejne bloki. Ponadto tworzenie wielkiej, specjalistycznej infrastruktury, z licznymi urzędami na poziomie państwa, wśród których najważniejszym jest Urząd Dozoru Jądrowego, jest dla jednego bloku absolutnie nieracjonalne.

---

[25] Również trzech bloków o mocy 1600 MW każdy.

[26] Takie obciążenie wystąpiło 13 kwietnia 2009 roku, *Raport Roczny PSE SA 2009*.

Aspekt makroekonomiczny. Energetyka jądrowa nie poddaje się ekonomice rynkowej. Dlatego wymiar makroekonomiczny tej energetyki ma dla Polski szczególne znaczenie. Wynika ono z wielkich bezwzględnych nakładów inwestycyjnych, rzędu 110-130 mld zł w horyzoncie 2030, i stosunkowo niewielkiej polskiej gospodarki. Wynika także z faktu, że program ten ma być realizowany w okresie, kiedy na świecie następuje przebudowa strukturalna energetyki. Najważniejsze aspekty makroekonomiczne energetyki jądrowej w przypadku Polski, z których pięć wymienia się poniżej, są następujące.

1. Jest to wpływ energetyki jądrowej na inflację. Z makroekonomicznego punktu widzenia energetyka ta spowoduje w polskiej gospodarce wielki impuls inflacyjny wynikający stąd, że wydatki trzeba ponosić od zaraz, a pierwsze efekty będą nie wcześniej niż za 15 lat; ta bardzo ważna kwestia w gospodarce rynkowej na razie w ogóle w Polsce nie jest przez ekonomistów dostrzegana.
2. Energetyka jądrowa zwiększa ryzyko utraty bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorców warunkowane niezawodnością strukturalną sieci. Mianowicie, zwiększa ryzyko blackout-u mającego przyczynę w utracie stabilności systemu (prawdopodobieństwo utraty stabilności rośnie bardzo silnie wraz z koncentracją mocy wytwórczych w pojedynczych węzłach sieciowych). Energetyka jądrowa powoduje także wzrost ryzyka przerw u odbiorców wynikających z rozległych awarii w sieciach rozdzielczych, które wraz z budową elektrowni jądrowych muszą być silnie rozbudowywane. Oczywiście, dwa wymienione ryzyka zmniejszają się, jeśli zamiast energetyki jądrowej buduje się energetykę rozproszoną.
3. Jednak najważniejsze skutki powodowane przez energetykę jądrową będą się w Polsce wiązać z utraconymi szansami. Przełomowa sytuacja technologiczna w energetyce OZE/URE stwarza możliwość skoku cywilizacyjnego Polski (możliwość szybszego rozwoju społeczeństwa wiedzy). Wykorzystanie „uwolnionych" nakładów inwestycyjnych potrzebnych na realizację programu energetyki jądrowej, pozwoliłoby na wytworzenie polskich specjalności w obszarze energetyki OZE/URE i w ochronie środowiska. Zapoczątkowana zostałaby restrukturyzacja rolnictwa i modernizacja wsi (w szczególności rozwój biotechnologii w rolnictwie energetycznym i ochronie środowiska) oraz umożliwiona zostałaby realizacja drugiego etapu budowy polskiego przemysłu ICT – w obszarze technologii elektronicznych i telekomunikacyjnych, produkującego urządzenia energetyki słonecznej i urządzenia dla potrzeb *Smart Grid*-u. Energetyka jądrowa zablokuje wymienione potencjalne efekty. Zablokuje rynek inwestycji w rolnictwo energetyczne i tym samym uniemożliwi restrukturyzację rolnictwa oraz dobre przygotowanie się Polski do skutków wygaszania WPR. Wpłynie również negatywnie na rozwój polskiego przemysłu URE (w tym przemysłu ICT) oraz zahamuje zrównoważony rozwój gmin wiejskich, w szczególności utrudni rozwiązanie

problemu utylizacji odpadów w rolnictwie i przemyśle rolno-spożywczym. Z drugiej strony energetyka jądrowa zapewni, jeśli program jej rozwoju będzie realizowany, korzyści przemysłowi dóbr inwestycyjnych poza Polską (w Polsce korzyści odniosą tylko środowiska lobbystyczne, także dwie gminy, w których elektrownie zostaną zlokalizowane, w których wystąpi zresztą syndrom gminy Kleszczów[27]).

4. Koszty zewnętrzne będą drugim co do ważności, po utraconych szansach, negatywnym skutkiem programu energetyki jądrowej, jeśli zostanie on zrealizowany. Generalnie, ekonomika energetyki jądrowej jest dotychczas w Polsce rozpatrywana na ogół, jeśli w ogóle jest, przez pryzmat kosztów samego tylko wytwarzania i premii za uniknięcie nabycia uprawnień do emisji CO_2, ewentualnie kosztów utylizacji wypalonego paliwa. W gospodarce rynkowej konieczne jest jednak uwzględnienie kosztów sieciowych i usług systemowych, a także kosztów ryzyka związanego z bardzo długim okresem finansowania inwestycji (kosztów przekładających się na wzrost „równoważnych" nakładów inwestycyjnych, Załącznik 1, p. 1). Po uwzględnieniu wymienionych kosztów, energetyka jądrowa przestaje być konkurencyjna w zwykłym sensie[28]. Wreszcie trzeba uwzględnić, że koszty dóbr inwestycyjnych w tradycyjnej (wielkoskalowej) energetyce jądrowej będą stale rosły, a koszty dóbr inwestycyjnych w energetyce OZE/URE będą w najbliższym czasie gwałtownie malały (na przykład obniżkę kosztów technologii fotowoltaicznych w trendzie długoterminowym ocenia się już na około 8% w każdym kolejnym roku[29]). Wzrost tych pierwszych będzie zwłaszcza istotny po awarii elektrowni Fukushima. Spadek drugich będzie powodowany przekroczeniem punktów krytycznych w rozwoju technologii i rynków. Oczywiście, skutkiem jest ryzyko wielkich strended costs (jedna ze składowych kosztów zewnętrznych).

5. Piątym aspektem jest destrukcyjny charakter sporu wokół energetyki jądrowej. Pochłania on coraz większe środki finansowe a przede wszystkim antagonizuje środowisko energetyczne, demoralizuje część środowiska (ogromne środki na przygotowania i działania lobbingowe są łatwym źródłem zarobku – w tym nurcie na przykład klub sportowy Atom Trefl Sopot sponsorowany przez PGE deklaruje swoje „uczestnictwo" w budowie pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce) i wreszcie osłabia część środowiska (tę, która jest zaangażowana w działania na rzecz rozwoju energetyki OZE/URE).

---

[27] Chodzi o nieefektywność spowodowaną szokowym/nadmiernym wzbogaceniem gminy Kleszczów, wynikającym z lokalizacji na jej terenie Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów i Elektrowni Bełchatów.

[28] W obecnej ekonomice energetyki jądrowej występuje podtrzymanie klasycznego mechanizmu gospodarki socjalistycznej, w której ukrywane były ogromne koszty zewnętrzne (w tamtej gospodarce koszty przemysłu ciężkiego).

[29] *Status of Photovoltaics in the European Union*. 2009.

Energetyka jądrowa w elektroenergetyce na świecie, przed i po katastrofie w elektrowni Fukushima. W 1993 roku w budowie było 55 reaktorów, w eksploatacji – 430 reaktorów. Łączna moc elektryczna eksploatowanych reaktorów wynosiła 337 GW, a ich udział w światowej produkcji energii elektrycznej wynosił 17,5%[30]. W 2007 roku, po 14 latach, liczby były następujące: 44 reaktorów w budowie, 439 reaktorów w eksploatacji, moc reaktorów eksploatowanych 384 GW, udział w światowej produkcji energii elektrycznej – 16%[31]. Czyli udział energetyki jądrowej w całym rynku energii elektrycznej wyraźnie się skurczył. Największy spadek udziału (z 17% do 16%) nastąpił w latach 2003-2006[32], kiedy roczna produkcja w elektrowniach jądrowych była stała i wynosiła 2600 TWh.

Pierwsze załamanie się rozwoju energetyki jądrowej nastąpiło po awarii elektrowni *Three Mile Island* w USA w 1979 roku. Od tego czasu w USA, które w okresie 1960-1978 uruchomiły 109 reaktorów (i miały w 1978 roku wielokrotną przewagę nad innymi krajami, mianowicie 2-krotną nad Francją, ponad 2-krotną nad Japonią, ponad 3-krotną nad ZSRR…) liczba reaktorów nie zwiększyła się. Drugie, całkowite załamanie, nastąpiło po awarii elektrowni Czarnobyl w 1986 roku. Od czasu tej awarii tylko u polskich sąsiadów, łącznie z tymi „przez morze", wycofano aż 9 reaktorów (6 w Niemczech, 1 w Szwecji, 2 na Litwie). W rezultacie załamania po awarii elektrowni Czarnobyl, średnia roczna liczba reaktorów oddawanych na świecie do eksploatacji zmniejszyła się w okresie 1992-2006 do około 3,5 (wyliczono, korzystając z danych Froggatt, 2007), a w ostatnich trzech latach nie uruchomiono żadnego reaktora. Praktycznie, (z nielicznymi wyjątkami), budowę reaktorów energetycznych planują już tylko kraje zainteresowane atomowym „dozbrajaniem" się, albo atomowym uzbrojeniem od podstaw (przykładem jest Iran).

Aby ocenić przyszłość energetyki jądrowej wystarczy zrobić proste oszacowanie, wykorzystując powszechnie dostępne dane. Na podstawie danych o liczbie pracujących reaktorów i ich łącznej mocy, łatwo można wyliczyć, że ich przeciętna moc wynosi 880 MW/reaktor. Moc nowych reaktorów jest większa, wynosi około 1075 MW/reaktor (taka moc ma uzasadnienie w nowych trendach; jest to mianowicie przeciętna moc nowych reaktorów, które uzyskały certyfikację amerykańskiego dozoru jądrowego w latach 1997-2005 [3]). Dalej, przyjmuje się, że czas budowy reaktora, od decyzji politycznej do rozpoczęcia eksploatacji, wynosi obecnie 15 lat. Dla przykładu, decyzja o budowie bloku Olkiluoto została podjęta przez fiński parlament w 2002 roku, budowę rozpoczęto w 2005 roku, przekazanie do eksploatacji było zaplanowane na 2009 rok, obecnie jest planowane na 2012 rok. A trzeba uwzględnić, że Finlandia ma bogate doświadczenia w energetyce jądrowej, bo pierwszy blok jądrowy w tym kraju, w elektrowni Loviisa,

[30] Państwowa Agencja Atomistyki. Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa 1994.
[31] *Nuclear Engineering International*. 2007.
[32] *Word Nuclear Association*. 2009.

został uruchomiony w 1972 roku; w elektrowni Olkiluoto dwa pierwsze bloki zostały uruchomione kolejno w 1978 i 1980 roku.

Kontynuując proste oszacowania można ustalić, że roczny przyrost produkcji z nowych elektrowni jądrowych będzie wynosił, w nadchodzących latach około 24 TWh, a roczny ubytek produkcji z wycofań około 48 TWh. Ujemne saldo wynosi zatem 24 TWh. To oznacza, że po złym dla elektrowni jądrowych okresie 2003-2006, kiedy wzrost produkcji został całkowicie zahamowany, jeszcze gorszym okresie 2007-2009, w którym nie został oddany do eksploatacji żaden reaktor na świecie, przychodzi okres bardzo zły, kiedy produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych będzie spadać o około 1% rocznie (bazą jest obecna produkcja wynosząca 2600 TWh). Awaria elektrowni Fukushima znacznie jeszcze pogarsza prognozy dla energetyki jądrowej.

Naturalnie, zupełnie czym innym jest likwidacja pracujących reaktorów. W tym wypadku kolejne programy polityczne rządów dotyczące likwidacji istniejących elektrowni są opóźniane. W Niemczech, które są z tego punktu widzenia najważniejsze (z liczbą 21 reaktorów Niemcy były dotychczas szóstą potęgą w energetyce jądrowej, po USA, Francji, Japonii, Wielkiej Brytanii i Rosji) pierwszy termin likwidacji energetyki jądrowej został wyznaczony na 2020 rok. Drugim terminem, określonym przed Fukushimą, był 2035 rok. W zmianie terminu zapewne była kalkulacja ekonomiczna (możliwość produkcji energii elektrycznej w istniejących elektrowniach, na które nie trzeba wydawać już gigantycznych środków finansowych). Ale przede wszystkim świadczy to o wielkich trudnościach w likwidacji energetyki jądrowej. Składa się na nie przede wszystkim potrzeba restrukturyzacji wielkich przedsiębiorstw wytwarzających dobra inwestycyjne na potrzeby energetyki jądrowej (zwłaszcza jeśli nie pracują one już na potrzeby zbrojeń atomowych). Ale nie tylko te przedsiębiorstwa trzeba restrukturyzować. Proces musi objąć całą infrastrukturę stworzoną dla energetyki jądrowej (dozór jądrowy, infrastrukturę regulacyjną, techniczne szkolnictwo wyższe, badania naukowe…).

Na koniec, stanowisko UE w sprawie energetyki jądrowej. Jest ono niezwykle symptomatyczne, mianowicie koniunkturalne. Polega to na tym, że UE nie podejmuje żadnych istotnych inicjatyw w kwestii likwidacji elektrowni jądrowych ponieważ nie chce narazić się wąskim, ale bardzo silnym grupom interesów. Z drugiej strony, Unia nie podejmuje również inicjatyw dotyczących rozwoju energetyki jądrowej (czyli na rzecz określonych grup interesów), aby nie narazić się społeczeństwom. Jedno jest jednak pewne. UE będzie miała coraz większe ograniczenia w zakresie wyrażania zgody na pomoc publiczną dla energetyki jądrowej, kiedy ta zacznie się stawać źródłem *strended costs* (kosztów osieroconych), zwłaszcza w warunkach obowiązywania pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych w postaci kosztów utylizacji paliwa. To ujawniło się już z całą ostrością w przypadku Wielkiej Brytanii, która z najwyższą trudnością uzyskała zgodę na pomoc publiczną na restrukturyzację energetyki jądrowej.

Wniosek jest zatem jeden. Nawet do katastrofy w elektrowni Fukushima nie było renesansu energetyki jądrowej! Katastrofa elektrowni Fukushima praktycznie przesądziła koniec energetyki jądrowej. Przesądzony jest zwłaszcza koniec energetyki jądrowej w Niemczech, gdzie rząd podjął już decyzję (koniec maja 2011 roku) o wyłączeniu wszystkich reaktorów do 2022 roku. (Prawie połowa bloków wyłączonych prewencyjnie po katastrofie elektrowni Fukushima nie zostanie już nigdy uruchomiona, 9 bloków zostanie wyłączonych w 2021 roku, a 3 w 2022).

Nie mniej ważne od tego co dzieje się w Niemczech jest to, że rewizję swojego programu rozwoju energetyki jądrowej rozważają Chiny. Znaczenie chińskiego stanowiska jest wyjątkowe dlatego, że to właśnie Chiny najdynamiczniej na świecie rozwijają przemysł OZE/URE, korzystając z naturalnych czynników zapewniających im przewagę konkurencyjną w tym obszarze. W rezultacie zdecydowały już (w reakcji na katastrofę w elektrowni Fukushima) o podwojeniu do 2015 roku inwestycji w ogniwa fotowoltaiczne, z 5 do 10 GW_p[33].

Jeśli chodzi o Japonię, to istotne jest, że w ramach natychmiastowego przeglądu bezpieczeństwa japońskich elektrowni jądrowych po katastrofie w elektrowni Fukushima podjęta została, w wyniku zaleceń rządowych, decyzja o prewencyjnym wyłączeniu z ruchu elektrowni Hamaoka (3 reaktory) zlokalizowanej w regionie, w którym w ciągu najbliższych 30 lat może wystąpić silne trzęsienie ziemi (prawdopodobieństwo takiego trzęsienia wynosi, na podstawie prognoz sejsmologicznych 90%). W lipcu 2011 roku premier japońskiego rządu przedstawił natomiast wstępne stanowisko odnośnie całkowitego wycofania się Japonii z energetyki jądrowej.

Nie bez znaczenia, z punktu widzenia pespektyw energetyki jądrowej na świecie po katastrofie elektrowni Fukushima, jest wynik referendum przeprowadzonego w czerwcu 2011 roku we Włoszech. Trzeba przy tym uwzględnić, że pytanie (jedno z czterech) dotyczące energetyki jądrowej nie było najważniejsze w tym referendum (ważniejsze pytania dotyczyły spraw politycznych). Nie mniej jednak werdykt społeczeństwa włoskiego jest jednoznaczny: przygniatająca większość (aż 94% głosujących) opowiedziało się przeciw energetyce jądrowej w swoim kraju.

Sytuacja energetyki jądrowej na świecie w kontekście jej czterech historycznych przegranych i piątej współczesnej, a dodatkowo w świetle następujących przemian społecznych. Dziwi, że program energetyki jądrowej, który determinuje w bardzo dużym stopniu sytuację w polskiej energetyce do końca 21. wieku, został przyjęty przez rząd bez dyskusji, tylko dla potrzeb PR. Elementarna analiza pokazuje jednak ryzyko, którego w żaden sposób nie da się ukryć przed społeczeństwem internetowym. Z tego punktu widzenia ciekawe są cztery przegrane energetyki jądrowej, takiej (technologicznie) jaką chce się obecnie budować

[33] Jękot B. Przypis 10.

w Polsce. Są to przegrane (na świecie, w Europie i w Polsce) w sytuacjach przełomowych, kiedy decydowały się losy elektroenergetyki.

1. Pierwszą przegraną energetyki jądrowej była przegrana w Ameryce, w ramach reformy energetyki wywołanej pierwszym kryzysem naftowym, na starcie (lata 1980.) do globalnej alokacji zasobów ze strony podażowej (energetyki wytwórczej) na stronę popytową (ochronę środowiska)[34].
2. Druga przegrana energetyki jądrowej nastąpiła w Wielkiej Brytanii, w ramach rynkowej reformy elektroenergetyki, na starcie (lata 1990.) do pierwszego globalnego etapu konkurencji w energetyce sieciowej (elektroenergetyka, gazownictwo) realizowanej z wykorzystaniem zasady TPA[35].
3. Przegrana energetyki jądrowej w Polsce miała miejsce na starcie (lata 1989-1991) do demokracji i rynku. Główną przyczyną przegranej było upodmiotowienie polskiego społeczeństwa, które dokonało się wówczas w ramach przekształceń ustrojowych. Oczywiście, bardzo ważną przyczyną była też świeża pamięć skutków katastrofy środowiskowej wywołanej awarią elektrowni w Czarnobylu (1986 rok).
4. Wreszcie charakterystyczna jest przegrana energetyki jądrowej w UE na starcie do realizacji projektu politycznego w postaci Pakietu energetyczno-klimatycznego 3x20 (horyzont 2020). Główną przyczyną przegranej jest lęk europolityków przed opinią publiczną (przed konfrontacją ze społeczeństwem internetowym/wiedzy).

Do analizy czterech historycznych przegranych energetyki jądrowej zasygnalizowanych powyżej, i wcześniej opisanej sytuacji po katastrofie elektrowni Fukushima, należałoby w Polsce, na progu nowego programu jądrowego, dołączyć analizę przypadku, którym jest elektrownia w Ignalinie. Rozliczenie się polskiego rządu z propagandy sukcesu wokół wspólnego przedsięwzięcia czterech krajów (Litwa, Polska, Łotwa, Estonia) jest niezbędne, jeśli społeczeństwo ma uwierzyć, że nowy program jądrowy jest czymś więcej niż program dotyczący Ignalińskiej Elektrowni Atomowej. (W propagandzie rządowej 2006-2007 elektrownia miała być przekazana do eksploatacji najprzód w 2011, a potem w 2015 roku. Od trzech lat trwa jednak milczenie odnośnie realnych perspektyw tej inwestycji).

Historyczne ujęcie przegranych energetyki jądrowej pokazuje, że przegrywała ona wtedy, kiedy nie było tak wiele i tak atrakcyjnych alternatywnych moż-

---

[34] Anatomia tej przegranej, po awarii elektrowni *Three Mile Island* w 1979 roku (od tego roku w USA nie wybudowano żadnej nowej elektrowni jądrowej) jest przedmiotem szczegółowej analizy w książce: Hyman L.S. *America's Electric Utilities: Past, Present and Future* (patrz przypis 11).

[35] Druzgocąca analiza/krytyka rozwoju energetyki jądrowej w wielkiej Brytanii jest przedstawiona w książce: A *Study of the Privatisation of the Electricity Supply Industry in England &Wales.* (Henney A. EEE Limited. London 1994).

liwości technologicznych jak obecnie. Zupełnie inne były też uwarunkowania społeczne. W tym miejscu należy mocno podkreślić, że energetyka jądrowa, w całej dotychczasowej historii była technologią energetyczną społeczeństwa przemysłowego: zwłaszcza technologią okresu zimnej wojny (rozwijana w powiązaniu, chociaż w sposób niejawny, z celami wojskowymi/zbrojeniowymi) oraz technologią rozkwitu monopolu w dostawach energii elektrycznej. Społeczeństwo wiedzy z charakterystycznymi atrybutami, takimi jak demokracja, rynek (konkurencja) i innowacyjność (technologiczna) nie jest środowiskiem sprzyjającym energetyce jądrowej (wielkoskalowej). Energetykę jądrową trzeba rozpatrywać obecnie właśnie w takim złożonym, społecznym kontekście.

Mechanizm lobbowania polityki energetycznej z powracającą jak bumerang w ciągu ostatnich ponad trzydziestu lat (od awarii *Three Mile Island)* energetyką jądrową jest zrozumiały w świetle analizy interesów grupowych. Program rozwoju energetyki jądrowej jest powrotem do energetyki, w której nie obowiązuje ekonomika/rynek (tak jak w gospodarce socjalistycznej). Mnożą się natomiast propozycje specjalnych rozwiązań dla energetyki jądrowej. Otwarcie mówi się o tym w Biuletynie PGE[36] i w całej korporacji żądając prawa, które będzie regulować (ułatwiać!) realizację zagadnień organizacyjnych, finansowych, korporacyjnych, technicznych energetyki jądrowej. Przewiduje się powołanie organu rządowego, którego zadaniem będzie inicjowanie i koordynowanie działań organów szczebla państwowego i samorządowego w celu zapewnienia „harmonijnego" rozwoju energetyki jądrowej. Niezależnie ma funkcjonować Urząd Dozoru Jądrowego (ma on zapewnić niezbędną niezależność regulacji w zakresie bezpieczeństwa jądrowego). Żądając tych regulacji wskazuje się na USA, gdzie w 2002 roku ogłoszono program *Nuclear Power 2010, a w* 2005 roku uchwalono ustawę o nowej polityce energetycznej (EPACT 2005), w której wprowadzono przepisy ułatwiające inwestycje jądrowe. Wskazuje się na podobne rozwiązania polityczne w innych krajach, w tym również w krajach Unii Europejskiej. (Jednak nie mówi się, że programy te dotychczas nie odnoszą skutku). Jest jasne, że specjalne regulacje oddalają energetykę od rynku (konkurencji/efektywności), zawracają ją natomiast na drogę paramilitaryzacji i usocjalistycznienia (w nowej szacie). Całe społeczeństwo oddalają z kolei od demokracji. Dlatego na regulacje specjalne nie ma miejsca w społeczeństwie wiedzy.

Zakończenie – dziesięć syntetycznych uwag. Technologii atomowych nie należy wykluczać z rozważań, jednak trzeba je racjonalizować. Z bardzo dużym prawdopodobieństwem, graniczącym z pewnością, do 2030 roku (w perspektywie obecnej polskiej polityki energetycznej) żadna „tradycyjna" elektrownia jądrowa nie zostanie wybudowana na obszarze Polski. Przykład elektrowni w Ignalinie wskazuje, że polskie inwestycje kapitałowe w elektrownie jądrowe w krajach sąsiednich też mają znikome szanse. Import energii elektrycznej

[36] Biuletynu PGE *„Pod Parasolem".* Luty 2010.

produkowanej w nowobudowanych elektrowniach jądrowych w Europie (w tym w Obwodzie Kaliningradzkim) w oparciu o kontrakty długoterminowe nie wchodzi w rachubę ze względu na ograniczenia unijne dotyczące konkurencji. Poniżej przedstawia się dziesięć argumentów na rzecz tezy, że polski program energetyki jądrowej, według polityki energetycznej [2], jest niekorzystny dla Polski, i że nie ma szans na realizację.

1. Punktem wyjścia do decyzji dotyczącej energetyki jądrowej w Polsce powinien być fakt, że Polska nie ma bomby atomowej i energetyki jądrowej. Jest to całkowicie inna sytuacja niż wielkich krajów, takich jak: Chiny, Indie, Iran, a nawet Korea Południowa, które budują obecnie bloki jądrowe, ale jest to kontynuacja tego, co zaczęły już znacznie wcześniej, w postaci programów zbrojeniowo-energetycznych. W rezultacie kraje te mają infrastrukturę potrzebną dla energetyki jądrowej. Ponadto Chiny i Indie mają niewspółmiernie większe perspektywy wzrostu popytu na energię elektryczną. Dlatego to, co w tych krajach jest dywersyfikacją technologiczną, w Polsce musi być uznane za autarkię energetyczną. Nie mając infrastruktury niezbędnej dla energetyki jądrowej i nie mając ambicji „atomowych" Polska nie powinna podejmować decyzji o rozpoczęciu programu budowy tej energetyki.
2. Decyzja o realizacji trzeciego polskiego programu energetyki jądrowej – za drugi przyjmuje się tu polskie zaangażowanie (2006-2007) w projekt w Ignalinie – nie oznacza, że zostanie on zrealizowany (jest za to już pewne, że koszty z nim związane będą bardzo wysokie). Tezę taką wyprowadza się tu zwłaszcza z analizy pierwszego polskiego programu jądrowego obejmującego okres od początku lat 60. do 1990 roku. A trzeba podkreślić, że motorem obecnego programu energetyki jądrowej w Polsce są przedstawiciele tego pokolenia energetyków (jądrowych), obecnie już na emeryturze, które dążyło do opracowania spójnej koncepcji takiego programu w latach 70. i 80 ubiegłego wieku. Wówczas tego nie zdołano jednak dokonać[37], i to mimo wielkiego politycznego zaangażowania władz, wynikającego z roli energetyki jądrowej w RWPG. (Polska od 1965 roku prowadziła studia lokalizacyjne, które zaowocowały dopiero w 1982 roku rozpoczęciem budowy Elektrowni Jądrowej Żarnowiec – budowy przerwanej w „połowie" w 1990 roku). W świetle tamtych doświadczeń, zgromadzonych z udziałem niezwykle zaangażowanego pokolenia energetyków i władz dążących do sukcesu politycznego (do ścisłego zbliżenia ze ZSRR) oraz w świetle nowych uwarunkowań (strukturalnej przebudowy energetyki na świecie) program jądrowy nie ma żadnych realnych podstaw, w którym pierwsza elektrownia jądrowa (blok?) zostanie przekazana do eksploatacji w 2020 roku. Zwłaszcza, że studia lokalizacyjne prowadzone od 1965 roku po lata 80. utraciły aktualność.

[37] *Historia Elektryki Polskiej. T. 2 – Elektroenergetyka* (str. 713). SEP. WNT, Warszawa 1992.

3. Polski program energetyki jądrowej polegający na budowie dwóch elektrowni z blokami 1600 MW (dwa bloki w elektrowni) jest nierealistyczny i nie ma uzasadnienia ekonomicznego, jeśli uwzględnia się fundamentalne ograniczenia. Należą do nich: 1° – nierealistyczne prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną tworzone pod potrzeby grup interesów z obszaru wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (przez ostatnie 20 lat zapotrzebowanie nie wzrosło, a według prognoz korporacyjnych miało wzrosnąć prawie dwukrotnie), 2° – niemożność „zmieszczenia" dwóch elektrowni jądrowych, każda o mocy jednostkowej 3200 MW w polskim systemie elektroenergetycznym, który nigdy – w tym przez ostatnie 60 lat – nie był rozwijany pod kątem potrzeb związanych z przyłączeniem dwóch elektrowni jądrowych o takich mocach), 3° – niewydolność PGE do mobilizacji potrzebnego kapitału inwestycyjnego (decyduje o tym między innymi spadek unormowanej wartości firmy na GPW, tabela 1.2), 4° – trwałe już „wyprzedzanie" potencjalnej produkcji z elektrowni jądrowych przez produkcję energii elektrycznej w obszarze energetyki OZE/URE.
4. Załamanie się nadziei związanych z realizacją projektów IGCC jest kolejnym argumentem podważającym sensowność angażowania się Polski w program jądrowy. Wykorzystanie, w perspektywie 2030 roku, reaktorów jądrowych takich jak w polskim programie energetyki jądrowej (o mocy cieplnej 4800 MW) do produkcji ciepła w instalacjach przeróbki węgla (jego zgazowania i/lub upłynniania) mogło przemawiać za tym programem. Oczywiście, pozostawał problem lokalizacyjny – Śląsk, gdzie jest węgiel nie ma przecież dobrych lokalizacji pod wielkie reaktory jądrowe. Łącznie potraktowane problemy lokalizacyjne i niepowodzenia związane z implementacją projektu demonstracyjnego IGCC (Kędzierzyn-Koźle) weryfikują negatywnie na długi czas (z dużym prawdopodobieństwem na zawsze), wykorzystanie reaktorów jądrowych wielkich mocy w obszarze czystych technologii węglowych.
5. Duże prawdopodobieństwo skomercjalizowania, (według niektórych prognoz już w 2015 roku[38]), mikroreaktorów jądrowych przeznaczonych do zastosowania w lokalnych źródłach kogeneracyjnych (o mocach elektrycznych od kilkuset kW do kilku MW, zdolnych pracować na „wyspę") jest kolejnym argumentem przemawiającym za odrzuceniem programu energetyki jądrowej według polityki energetycznej [2]. Podkreśla się przy tym, że mikroreaktory jądrowe należy rozpatrywać w kategoriach wyścigu technologicznego i strukturalnej przebudowy energetyki w kierunku energetyki rozproszonej. Obecnie budowane (zamówione) bloki jądrowe są przestarzałe technologicznie ponieważ są to tylko zmodernizowane bloki oparte na technologiach (rosyjskich, amerykańskich, kanadyjskich, francuskich) z lat sześćdziesią-

[38] Harrell E. *Nuclear batteries. Tiny atomic reactors have energized the nuclear industry. Can they help save the planet?* Time. February 28, 2011.

tych i siedemdziesiątych minionego wieku[39]. Zachodni inwestorzy zamówili dotychczas dwa bloki według najnowszych technologii, z czego fiński jest ciągle w budowie (przy tym usterki, które bardzo mocno opóźniają budowę i zwiększają gwałtownie koszty idą już w tysiące), zaś we Francji prace nie zostały jeszcze rozpoczęte [Steve Thomas]. Z drugiej strony trzeba podkreślić, że w dalszej przyszłości w krajach tych (zwłaszcza w USA) rozważa się, jako czynnik budowy bezpieczeństwa energetycznego, energetykę jądrową ulepszoną technologicznie i całkiem nową generację technologiczną w postaci energetyki termojądrowej.

6. Jest charakterystyczne, że w Polsce zwolennikami budowy elektrowni atomowych są często ci, którzy realizowali w ostatnich 10 latach strategię konsolidacji. Argumenty są te same: za granicą buduje się bloki jądrowe, to i u nas też (w przypadku antyreform, zwłaszcza w okresie 2005-2009 było tak samo: za granicą się konsoliduje, to i my powinniśmy). A naprawdę konsolidacji za granicą było niewiele, były fuzje mające na celu konwergencję (na przykład w obszarze elektroenergetyki i gazownictwa) oraz zwiększenie efektywności zarządzania ryzykiem i przejście na etap uniwersalizujących się technologii, które są zaprzeczeniem technologii jądrowych.
7. Często rząd i korporacja, działające na rzecz energetyki jądrowej, zgłaszają pretensje do społeczeństwa o to, że jest mało przychylne dla tej energetyki, że nie rozumie jej zalet. A w rzeczywistości, to rząd i korporacja lekceważą społeczeństwo, podejmując – bez jakichkolwiek konsultacji – decyzję, która obciąży następne pokolenia (aż do końca wieku). Rząd również okłamuje obywateli, podając nieprawdziwe informacje, na przykład że energia elektryczna z elektrowni jądrowych jest wielokrotnie tańsza od energii elektrycznej z innych dostępnych technologii, w tym ze źródeł odnawialnych.
8. Koszty referencyjne (uwzględniające nakłady inwestycyjne na elektrownie i koszty paliwa, internalizację kosztów uprawnień do emisji CO_2, koszty sieciowe i koszty usług systemowych [4,8]) wykazują w rzeczywistości niekonkurencyjność elektrowni jądrowych. Oczywiście, metodyka kosztów referencyjnych powinna być współcześnie rozszerzona o koszty ryzyka utraty bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorców warunkowanego niezawodnością strukturalną sieci. Po uwzględnieniu zwłaszcza tych ostatnich kosztów, (ryzyka), energetyka jądrowa przestaje być konkurencyjna

[39] Na świecie lista zamówień obejmuje obecnie 29 bloków atomowych [Steve Thomas]. Podkreślić trzeba jednak, że większość zamówień pochodzi z krajów rozwijających się (według standardów rozwoju charakterystycznych dla społeczeństwa przemysłowego), gdzie dotychczas energetyki jądrowej nie było. Są to takie kraje, jak: Chiny, Indie, Pakistan, Iran (jest duże prawdopodobieństwo, że w niektórych z tych krajów programy budowy energetyki jądrowej są połączone z programami wojskowymi). W krajach, w których energetyka jądrowa istnieje mamy proces wycofywania wyeksploatowanych bloków (Wielka Brytania, Niemcy, Szwajcaria, USA).

w zwykłym sensie[40]. Nic dziwnego, że w takiej sytuacji wszelkie modele finansowania energetyki jądrowej są budowane na gwarancjach i ulgach rządowych dla banków i korporacyjnych inwestorów. Przyjęcie takich modeli oznaczałoby w praktyce uwolnienie jednych i drugich od ryzyka inwestycyjnego oraz całkowite jego alokowanie na odbiorców energii elektrycznej oraz podatników. Oznaczałoby także sfinansowanie ulg dla banków i korporacyjnych inwestorów przez podatników. Na to nie może być jednak zgody społeczeństwa wiedzy.

9. Dla projektów z obszaru energetyki rozproszonej/odnawialnej o jednostkowych nakładach inwestycyjnych 1 mln zł (agregat kogeneracyjny na gaz ziemny o mocy elektrycznej 1 MW) do kilkunastu mln zł (biogazownia z agregatem kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 1 MW) przedsiębiorstwa energetyczne wykonują, przed podjęciem decyzji inwestycyjnych, niekończące się analizy ekonomiczne/biznesplany. Dlatego jest zastanawiające, dlaczego dla elektrowni jądrowych, stanowiących przedmiot programu rządowego, wymagających nakładów inwestycyjnych 110 mld zł (bez uwzględnienia koniecznych nakładów na sieci), dotychczas nikt żadnych analiz nie robił. Według Biuletynu PGE „*Pod Parasolem*" (luty 2010) *feasibility study* (analizę wykonalności inwestycji) wykona PGE Energia Jądrowa SA, czyli firma powołana do realizacji programu rządowego, ale dopiero w przyszłości.

10. Wymagania bezpieczeństwa jądrowego osiągnęły już etap wynaturzenia i stale rosną. (Komisja Europejska i Euratom w tym obszarze na pewno nie ustąpią, zwłaszcza po katastrofie elektrowni Fukushima). Wymagania te prowadzą w naturalny sposób do szybkiego wzrostu nakładów inwestycyjnych na elektrownie jądrowe jak również kosztów ich eksploatacji. Będzie tu działał zwykły mechanizm rozrastania się kosztów funkcjonowania pasożytniczych struktur każdego państwa i każdej korporacji, czyli mechanizm nowoczesnego niewolnictwa społeczeństwa. Za przykład mogą posłużyć wytyczne Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, zalecające krajom przystępującym do rozwoju energetyki jądrowej przygotowanie grupy około 200 inżynierów posiadających wiedzę na temat licencjonowania i eksploatacji bloków jądrowych. Oczywiście, są przesłanki aby przyjąć, że w społeczeństwie wiedzy ten mechanizm (ukierunkowany na obszary wiedzy „zastrzeżonej") będzie jednak szybko redukowany.

[40] W obecnej ekonomice energetyki jądrowej występuje podtrzymanie klasycznego mechanizmu gospodarki socjalistycznej, w której ogromne koszty zewnętrzne (w tamtej gospodarce koszty przemysłu ciężkiego) były ukrywane.

ARGUMENTY NA RZECZ TEZY, ŻE POLSKA ENERGETYKA ZOSTAŁA COFNIĘTA W LATACH 2006-2010 o 20-30 LAT

Nie chodzi tu o cofnięcie dosłowne, bo takie jest już niemożliwe. Chodzi jednak o nie mniej groźne mechanizmy, które prowadzą do podobnej nieefektywności, w tym do utraty zaufania do polityki energetycznej podobnej do tej, która była charakterystyczna w socjalizmie.

Historyczny kształt energetyki europejskiej. W latach 2006-2010 polityka rządu w energetyce, zwłaszcza w elektroenergetyce, była pasmem działań ukierunkowanych na zbudowanie energetyki takiej, jaka w przeszłości (odległej i mniej odległej) przeżywała rozkwit (dominowała) w Europie. Dlatego poniżej przedstawia się w zarysie charakterystyczne etapy rozwoju europejskiej elektroenergetyki, aby stworzyć punkt europejskiego odniesienia do tezy postawionej w tytule niniejszego rozdziału.

W Europie 60 lat temu została przeprowadzona nacjonalizacja i konsolidacja elektroenergetyki w bardzo wielkim zakresie (aż do utworzenie kilku przedsiębiorstw narodowych: włoskiego Enelu, francuskiego EdF, brytyjskiego CEGB).

Proces budowy energetyki jądrowej rozpoczął się 50 lat temu, czyli wykorzystania technologii bomby atomowej do budowy tej energetyki (we Francji był to synergetyczny proces zbrojeniowo-energetyczny).

Pierwszy wielki blackout amerykańsko-kanadyjski (1965) spowodował, że 40 lat temu Europa weszła w wielkie programy nietrafionych inwestycji sieciowych. W systemie Pokój (na obszarze Ukrainy i krajów Europy Środkowej) zbudowana została bardzo silna sieć 750 kV (polsko-ukraińska linia 750 kV, oddana do eksploatacji w 1986 roku została na trwałe wyłączona w 1993 roku). We Włoszech rozpoczęto budowę pierwszych przęseł testowych linii prądu przemiennego o napięciu powyżej 1000 kV (zupełnie nieprzydatnych)[41]. Rozpoczęte zostały (w RFN i w Austrii) przygotowania do budowy sprzęgieł AC-DC-AC, które miały w latach 1990. połączyć systemy UCPTE i Pokój na przekrojach RFN-Czechosłowacja i Austria-Węgry (sprzęgła te zostały wybudowane w 1994 roku, praktycznie dokładnie w czasie kiedy przestały być przydatne, bo system Centrel

[41] W części azjatyckiej byłego ZSRR zbudowana została linia prądu przemiennego 1200 kV, która okazała się niepotrzebna. W laboratoriach amerykańskich przetestowane zostały urządzenia 1500 kV, które też okazały się niepotrzebne.

– obejmujący Polskę, Czechy, Słowację i Węgry – został połączony synchronicznie z systemem UCPTE).

30 lat temu pojawiły się super bloki węglowe 800 MW i bloki jądrowe 1500 MW. Jedne i drugie są zbyt duże ze względów systemowych, zwłaszcza w związku z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł wytwórczych (z bardzo zmienną produkcją energii elektrycznej). W rezultacie, bloki węglowe często muszą pracować przy zaniżonym obciążeniu, co powoduje spadek ich sprawności (wynikający stąd negatywny efekt znacznie przewyższa efekt pozytywny związany ze wzrostem sprawności uzyskiwanym z racji skali bloku). Bloki jądrowe 1500 MW, zainstalowane w elektrowni w Ignalinie, nigdy z kolei nie pracowały z mocą większą od 1000 MW – ze względu na bezpieczeństwo jądrowe.

Kiedy, 20 lat temu Komisja Europejska rozpoczynała działania na rzecz stworzenia jednolitych rynków energii elektrycznej i gazu, europejskie korporacje (elektroenergetyczna i gazowa) stworzyły specjalne organizacje (Eurelectric oraz Eurgas) do obrony monopoli narodowych. Mimo to, proces budowy jednolitych rynków nie został powstrzymany. Przeciwnie, Komisja Europejska wykazuje daleko idącą konsekwencję w realizacji tego procesu, a korporacje pogodziły się z koniecznością zmian.

Europejska korporacja elektroenergetyczna 10 lat temu wykreowała tezę, że redukcję emisji CO_2 można skutecznie realizować praktycznie tylko za pomocą dekarbonizacji energetyki WEK, w szczególności koncentrując się na dekarbonizacji technologii wysokoemisyjnych (technologie CCS, IGCC oraz *combi* i jądrowe). Obecnie praktyka dowodzi jednak, że skuteczniejszym sposobem wypierania emisji CO_2 jest rozwój energetyki OZE/URE. (Niemcy za pomocą energetyki OZE/URE już w 2008 roku osiągnęły poziom rocznej redukcji emisji CO_2 wynoszący 110 mln ton).

Syntetyczna charakterystyka polskich doświadczeń w elektroenergetyce z okresu 1970-1990. Prosta analiza porównawcza wskazuje, że destrukcyjna w obszarze elektroenergetyki polityka rządowa w latach 2006-2010 była obciążona tymi samymi cechami, które były charakterystyczne w elektroenergetyce okresu 1970-1990[42]. Dlatego poniżej przedstawia się w zarysie najważniejsze z tych cech, dotyczące zwłaszcza ekonomiki i zarządzania, aby stworzyć polski punkt odniesienia do tezy postawionej w tytule niniejszego rozdziału.

Dwudziestolecie 1970-1990, które zakończyło się w Polsce katastrofą gospodarczą, było okresem kształtowania się totalnej dominacji energetyki (górnictwo, elektroenergetyka i ciepłownictwo) nad całą polską gospodarką. Dominacja ta następowała w wyniku skomplikowanego procesu, którego najbardziej niszczącą cechą był prymat produkcji nad efektywnością i nad środowiskiem. Z tego punktu widzenia interesujące jest na przykład porównanie takich wybranych praktyk jak: 1° – planowanie i prognozowanie rozwoju elektroenergetyki

[42] *Historia Elektryki Polskiej,* tak jak przypis 37 (w szczególności rozdziały 2, 5, 19, 21, 23, 27, 29).

w dwudziestoleciu 1970-1990, oderwane od rzeczywistości, ukierunkowane na tworzenie podstaw pod wielkie programy inwestycyjne, a z drugiej strony ustanawianie polityki energetycznej, na przykład takiej jak obowiązująca obecnie polityka [2], która ma takie same właściwości (jest oderwana od rzeczywistości, ukierunkowana na wielkie programy inwestycyjne), 2° – dewastacja środowiska przez górnictwo i elektroenergetykę w dwudziestoleciu 1970-1990 oraz działania na rzecz derogacji obecnie, 3° – dodawanie kamienia do węgla w połowie lat 1970. i współspalania biomasy obecnie.

Dominacja energetyki w dwudziestoleciu 1970-1990 narastała w wyniku działania wielu innych charakterystycznych czynników, które występują również obecnie. Były to między innymi: 1° – zmiany organizacyjne (kreowane politycznie); w przypadku elektroenergetyki były to zmiany od utworzenia Zjednoczenia Energetyki w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki poprzez utworzenie (1973) Urządu Energii Atomowej – na podstawie specjalnej ustawy – oraz Ministerstwa Energetyki i Energii Atomowej (1976), aż do ustawy prawo atomowe (kwiecień 1986), czyli do podobnego stanu jak obecny, z pełnomocnikiem rządu ds. energetyki jądrowej i pakietem ustaw o energetyce jądrowej, 2° – centralizacja i dominacja w gospodarce takich wspólnot energetycznych jak Wspólnota Węgla Kamiennego oraz Wspólnota Energetyki i Węgla Brunatnego, czyli podobna dominacja do tej, której wyrazem jest obecnie lista największych polskich przedsiębiorstw (PKN Orlen, PGNiG, PGE), 3° – niestabilność rozwiązań regulacyjnych i nie zawsze właściwy dobór kadr, jako wynik nadmiernego upolitycznienia energetyki.

Do opisu elektroenergetyki z okresu dwudziestolecia 1970-1990 należy dodać kilka charakterystycznych błędów popełnionych w tym czasie. Błędy te zostały powszechnie uznane przez środowisko energetyczne[43], a jednak obecnie są one na nowo popełniane. Były to: 1° – zaniechania dotyczące energetyki jądrowej (nie wyjaśniono i nie rozwiązano problemu składowania odpadów radioaktywnych, przede wszystkim jednak nie uzyskano pozytywnej oceny społecznej programu rozwoju energetyki jądrowej), 2° – nie zdołano zapobiec likwidacji małej energetyki (na przykład ponad 5 tys. małych elektrowni wodnych), a przede wszystkim energetyki przemysłowej, którą realizowano (likwidację) w sposób systemowy od 1945 roku, 3° – nie zapewniono wzrostu zużycia energii elektrycznej w zacofanych działach gospodarki (w rolnictwie), a z drugiej strony nie zahamowano nadmiernego zużycia w przemyśle, 4° – nie zapewniono dostatecznej samodzielności w zakresie gospodarki energetycznej zakładom przemysłowym oraz samorządom miejskim i wiejskim, 5° – nie stworzono efektywnego rodzimego systemu badań naukowych na rzecz energetyki.

Obniżka zaufania do polityki energetycznej w kontekście politycznym. W pościgu za energetyką, która mogła być przedmiotem pożądania w przeszłości,

[43] *Historia Elektryki Polskiej,* tak jak przypis 37 (str. 713/714).

rząd nie zauważył, że świat się z niej wycofuje. Nie zauważył też, że w Polsce ukształtował się nowy układ sił. W rezultacie w energetyce „nadbudowa" (władza) oderwała się od „bazy" (pojęcia z klasycznej ekonomii politycznej). Jest to sytuacja bardzo niekorzystna dla rządu, oczywiście także dla gospodarki i dla całego społeczeństwa.

Dlatego bardzo szybko spada zaufania do rządowej polityki w energetyce. Przykładem szczególnego braku wyobraźni rządu, jest polityka energetyczna [2]. Ale nie tylko o tę politykę chodzi. W ostatnich 13 latach wielokrotnie szczytne rządowo-korporacyjne strategie liberalizacyjne rozmijały się z rzeczywistymi remonopolizacyjnymi praktykami realizacyjnymi w energetyce. Można w tym miejscu podać dwa charakterystyczne przykłady: 1° – w 1997 roku uchwalone zostało Prawo energetyczne i rozbudzone zostały nadzieje na konkurencję, a rezultatem stała się wszechogarniająca regulacja i dominujące, a nawet skrajnie monopolistyczne przedsiębiorstwa (przykładem jest przedsiębiorstwo PGNiG w gazownictwie, ale także PGE w elektroenergetyce), 2° – w 2006 roku wprowadzone zostały zielone certyfikaty do wspomagania rozwoju nowej energetyki OZE, a wyszło współspalanie do wspomagania energetyki węglowej (także czerpanie zysków przez te przedsiębiorstwa, które mają wielkie elektrownie wodne wybudowane przez poprzednie pokolenia i przez inwestorów wielkich farm wiatrowych, którzy nie pokrywają pełnych kosztów sieciowych, regulacji i rezerwowania mocy).

Potencjalne (nowe) źródło rozmijania się oficjalnych strategii liberalizacyjnych i rzeczywistych praktyk remonopolizacyjnych istnieje także w obszarze *Smart Grid*. W 2010 roku system AMI (na rynku energii elektrycznej) stał się jednym z najważniejszych projektów rządu i elektroenergetyki. Na świecie *Smart Grid* ma służyć prosumentom, do zarządzania energetyką OZE/URE (i samochodem elektrycznym) – to jest jego istota. W Polsce system AMI zmierza do kontroli operatorskiej odbiorców (syndrom Wielkiego Brata) i do podwyższania stawek w taryfach operatorów, płaconych przez 16 mln odbiorców, którym rząd (poprzez regulacje) i operatorzy (poprzez utrudnianie przyłączania źródeł do sieci) blokują dostęp do energetyki OZE/URE.

Źródła rosnącego braku zaufania, bezpośrednio w sferze politycznej, w Polsce są dwa. Po pierwsze, jest to niezgodność działań rządu z programami wyborczymi partii znajdujących się przy władzy. Po drugie, są to błędy wynikające z braku zrozumienia zachodzących procesów w UE i na świecie:

1. Program wyborczy PO zapowiadał budowę energetyki innowacyjnej, w tym syntezę energetyki i rolnictwa, czyli rozwój rozproszonej energetyki odnawialnej. Zamiast tego ukształtowana została bardzo szybko „socjalistyczna" energetyka biomasowa, podjęty został wielki program ochrony tradycyjnej energetyki węglowej, uruchomiony został bardzo spektakularny program energetyki jądrowej oraz program czystych technologii węglowych o największym ryzyku (projekt CCS Bełchatów).

2. Program wyborczy PO zapowiadał liberalizację i działania prokonkurencyjne w energetyce. Zamiast tego utrwalona została – w latach 2008-2009 – konsolidacja pionowa elektroenergetyki (zapoczątkowana w latach 2006--2007), która przynosi skutki odwrotne do zamierzonych (zniszczona została konkurencja). W 2010 roku rząd dalej „twórczo" implementował koncepcję konsolidacji zapoczątkowaną na wielką skalę w 2006 roku (przykładem jest „prywatyzacja" Energi[44], polegająca na jej sprzedaży do Polskiej Grupy Energetycznej, która otwarcie ogłosiła, że jest zainteresowana Energą jako rynkiem zbytu).
3. Ponadto regulacje poszły w kierunku faktycznego zablokowania rozwiązań na rzecz stworzenia nowego modelu finansowania projektów energetyki rozproszonej. Mianowicie, model unijny polega na wykorzystaniu środków z wielkoskalowej energetyki na rozwój energetyki rozproszonej w segmencie niezależnych inwestorów. Model polski zakłada natomiast wykorzystanie środków odbiorców (płacących za energię odnawialną) do zwiększania wskaźnika ebitda przedsiębiorstw korporacyjnych, służącego do finansowania przez banki projektów wielkoskalowych.

Charakterystyczne przykłady błędów. Obniżenie zaufania do polityki energetycznej w kontekście technologicznym i regulacji prawnych. Nie powtarza się w tym miejscu argumentów dotyczących największego błędu, którym jest wejście w program energetyki jądrowej, (rozdz. 3). Nie analizuje się tu również drugiego wielkiego błędu, którym jest realizowana praktyka w obszarze technologii biomasowych, szczególnie w postaci współspalania; przykłady niezwykle destrukcyjnej praktyki w tym zakresie przedstawia się w rozdz. 5, przykłady 1 do 4 (pokazują one, że energetyka biomasowa, która powinna się stać kołem zamachowym rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, stała się przykładem wynaturzeń). Poza błędami dotyczącymi dwóch wymienionych technologii, wskazuje się tu na następujące dalsze błędy.

1. Po pierwsze, są to błędy dotyczące polskiego zaangażowania „propagandowego" na wielką skalę w czyste technologie węglowe, zwłaszcza w technologie CCS i IGCC. Szczególnie ważny jest fakt, że założenia dotyczące rozwoju technologii CCS i IGCC przyjmowane przez rząd do 2009 roku (na potrzeby uzasadnienia derogacji) okazały się nadmiernie optymistyczne. Mianowicie, technologie CCS i IGCC nie są ani tak tanie jak zakładano (nie da się na przykład technologii CCS sfinansować przy koszcie referencyjnym emisji CO_2 określonym dotychczas przez Komisję Europejską na poziomie 40 euro/t), ani nie jest możliwe ich wdrożenie w bliskiej przyszłości ze względu na trudności techniczne i związane z ochroną środowiska (problemy z przesy-

[44] Na razie transakcja sprzedaży jest nieskuteczna ze względu na sprzeciw prezesa Urzędu Konkurencji i Ochrony Konsumenta (decyzja prezesa UKiOK została zaskarżona przez PGE do Sądu Administracyjnego i tym sposobem spór stał się przedmiotem postępowania sądowego).

łem i składowaniem CO_2). Podkreśla się, że projekt demonstracyjny CCS Bełchatów stał się już zdecydowanie źródłem bardzo negatywnych doświadczeń. Potencjalni inwestorzy wycofali się także z projektu demonstracyjnego IGCC Kędzierzyn-Koźle. A wyniki Projektu Strategicznego finansowanego od roku przez NCBiR (projekt flagowy w zakresie czystych technologii węglowych, funkcjonującego w przestrzeni polskich badań naukowych od trzech lat) nie dają żadnych podstaw do optymizmu.

Instalacja CCS[45]. Projekt ma obejmować dwa etapy: instalację demonstracyjną przy bloku 12 Elektrowni Bełchatów i instalację właściwą przy Bloku Bełchatów II (wykonawca Alstom + Dow Chemical). Rozpoczęcie eksploatacji instalacji właściwej przewiduje się w 2015. Przy tym instalacja ta jest zwymiarowana na 30% mocy bloku (260 MW). Jej wydajność w zakresie redukcji emisji CO_2 ocenia się na 80-85%. To oznacza wychwyt CO_2 równy około 1,6 mln t/rok. Szacowany koszt redukcji CO_2 (suma kosztu eksploatacyjnego i amortyzacji instalacji) wynosi około 67 EUR/t, czyli znacznie powyżej ceny referencyjnej Komisji Europejskiej, wynoszącej 40 EUR/t.

2. Ze względu na utratę nadziei związanych z technologiami CCS i IGCC, drugim wielkim błędem są polskie starania o derogację, która ma zapewnić utrzymanie dla polskich wytwórców prawa („wygasającego") do darmowych uprawnień do emisji CO_2. Będą to jednak, jeśli będą, uprawnienia szybko malejące (od 70% w 2013 roku do zera w 2020 roku). Dlatego potencjalna derogacja, uznana przez rząd za wielki sukces, staje się wielkim kłopotem. Mianowicie, inwestycje w projekty węglowe zgłoszone do Brukseli przez przedsiębiorstwa (i rząd) „pod zastaw" są w dużej części niewykonalne. Trzeba przy tym zdawać sobie sprawę z tego, że elektrownie węglowe, które powstaną w Polsce w najbliższym dziesięcioleciu, będą wprawdzie emitować mniej, ale ciągle bardzo dużo (nie 1 tonę CO_2, ale 0,8 tony na MWh).

Derogacja. Prosta ilustracja obrazująca skalę problemu jest następująca. Polska może uzyskać derogację w zamian za inwestycje wymagające nakładów inwestycyjnych rzędu 32 mld EUR, czyli około 128 mld zł (inaczej, w okresie 2012-2019 ponad 16 mld zł/rok). W wymiarze materialnym są to inwestycje w postaci bloków węglowych o łącznej mocy około 20 GW. Emisja z tych bloków po 2020 roku wyniesie: produkowana energia elektryczna → 20 GW × 5 tys. h/rok = 100 TWh, emisja CO_2 → 80 mln t, koszt roczny emisji → 80 mln t × 40 EUR/t = 3,2 mld EUR, wzrost kosztu energii elektrycznej z nowych bloków → 32 EUR/MWh, inaczej 128 zł/MWh.

[45] Do opracowania informacji wykorzystano dane prezentowane przez zarząd Polskiej Grupy Energetycznej: wiceprezes W. Topolnicki (Europejski Kongres Gospodarczy, Katowice 2010) oraz wiceprezes P. Skowroński (VII Konferencja NEUF 2011 – *New Energy User Friendly, „Biała Księga – Narodowy Program Redukcji Emisji*").

W przedstawionym przykładzie przyjęto cenę referencyjną uprawnień do emisji CO_2 wynoszącą 40 EUR/t. Oczywiście, jeśli Polska zrealizuje wielkie inwestycje węglowe, to będzie „podbijać" (zwłaszcza po 2020 roku) ceny uprawnień na unijnym rynku, i będzie musiała kupować drogie uprawnienia za środki pochodzące z podwyższania cen energii elektrycznej dla odbiorców. Komisja Europejska już przygotowuje się do windowania opłat za emisje CO_2. Dlaczego? Bo na świecie (w tym przede wszystkim w Chinach) przekraczana jest „masa krytyczna" w obszarze zastosowań technologii OZE/URE. Zatem redukcja limitów (kategoria z globalnej polityki klimatycznej), powodująca wzrost cen uprawnień do emisji CO_2, staje się siłą napędową rozwoju technologii OZE/URE. W czasie (2008 rok), kiedy Niemcy osiągnęły roczną redukcję CO_2 za pomocą energetyki OZE/URE wynoszącą 110 mln ton, Polska weszła w specjalny Narodowy Program Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych, bo ma, zgodnie z celami Pakietu 3x20, do wyparcia w 2020 roku około 60 mln ton w całej gospodarce, a w segmencie ETS nie więcej niż 40 mln ton. Przedstawiony przykład, dotyczący derogacji, ma bardzo dużą wagę praktyczną. Pokazuje on istotę popełnianych błędów. Jest ona związana z faktem, że emisję CO_2 trzeba redukować w nowych warunkach za pomocą „szybkich" inwestycji w energetykę odnawialną wypierającą systemowo produkcję ze źródeł węglowych o najwyższej emisyjności, a nie za pomocą „długotrwających" inwestycji w wielkoskalowe źródła węglowe, dających bardzo ograniczony efekt po stronie redukcji emisji.

3. Jest też pytanie o sukcesy w Brukseli w zakresie dofinansowania projektów technologicznych. Za przykład wystarczą dwa projekty. Pierwszy związany z instalacją demonstracyjną CCS dla bloku Bełchatów II. Uzyskane dofinansowanie UE wynosi 180 mln euro, czyli poniżej 30% nakładów inwestycyjnych potrzebnych na całą instalację (wynoszących około 2,5 mld zł). Przy tym trzeba pamiętać, że instalacja CCS obniży sprawność bloku nie mniej niż o 8%. Drugi projekt to terminal LNG w Świnoujściu. Dofinansowanie unijne tego projektu wynosi około 80 mln EUR, czyli około 10% nakładów na całą inwestycję (łączny koszt inwestycji, to 2,9 mld zł). W tym wypadku trzeba pamiętać, że instalacja ma być uruchomiona w 2014 roku, w czasie, kiedy Europa będzie się dławić przekontraktowanymi ilościami zakupionego gazu ziemnego (z tego powodu banki oceniły ryzyko projektu jako bardzo wysokie i zażądały gwarancji Gaz Systemu i Polskiego LNG, czyli ukrytej gwarancji państwa, w postaci specjalnej taryfy regazyfikacyjnej, która wprawdzie nie jest gwarancją finansową, ale jest gwarancją regulacyjną).
4. Z drugiej strony niewiele można się dowiedzieć w Polsce o tym, że Komisja Europejska ogłosiła w listopadzie 2010 roku pierwsze wezwanie na składanie ofert w ramach największego na świecie programu inwestycji w projekty OZE i niskoemisyjne. Wartość wsparcia unijnego w tym programie ocenia się na około 4,5 mld euro. Drugie tyle dołożą rządy i inwestorzy prywatni. Czyli dofinansowanie (przyszłościowych technologii, o małym ryzyku dla

inwestorów) wyniesie 50%, a nie jak w wypadku energetyki WEK w Polsce 10% lub 30% (dofinansowanie projektów obciążonych bardzo wysokim ryzykiem rynkowym).

5. Odrębną sprawę, którą trzeba dostrzegać jest ogólny trend polegający na tym, że nowe regulacje (dotyczące energetyki odnawialnej, redukcji emisji CO_2, inwestycji związanych bezpośrednio z bezpieczeństwem energetycznym) są ukierunkowane na biznes korporacyjny (liberalny rząd jest liberalny, ale w stosunku do nasilających się w energetyce praktyk korporacyjnych, a nie w zakresie tworzenia środowiska konkurencji). Regulacje te są źródłem ukrytego długoterminowego zadłużenia państwa, co jest skrajnie niebezpieczne (przypadek Grecji). W gruncie rzeczy już jest jasne, że ukryte długoterminowe zadłużenie państwa będą tworzyć następujące programy/projekty w energetyce: program energetyki jądrowej, terminal LNG (finansowany pod przyszłe taryfy gwarantowane przez Gaz System), instalacja CCS Bełchatów i wiele innych. Ukierunkowanie na wzmacnianie biznesu korporacyjnego jest widoczne w planowanym nowym prawie energetycznym. Najważniejszą rzeczą w tym wypadku jest „strategiczne" pogłębienie branżowości, którą rząd chce realizować na przykład poprzez wydzielenie z istniejącego Prawa energetycznego odrębnej ustawy gazowej.

Niebezpieczny polski transfer środków z energetyki OZE/URE do energetyki WEK. W końcu 2010 roku w energetyce (w elektroenergetyce) pojawia się bardzo ważne i kłopotliwe dla rządu pytanie. Co kraj osiągnął, jaka polska specjalność w zakresie energetyki odnawialnej została wytworzona, za 10 mld zł, które odbiorcy dopłacili do energii elektrycznej od 2006 do 2010 roku z tytułu podwyżek wynikających z obowiązku zakupu energii odnawialnej? (W 2010 roku było to około 3 mld zł. Połowę tych środków pochłonęło współspalanie biomasy, głównie w węglowych blokach kondensacyjnych, które jest niszczeniem środowiska. Jedną czwartą wielkie elektrownie/farmy wiatrowe, w przypadku których inwestorzy nie ponoszą większości kosztów zewnętrznych, i których polski przemysł nie produkuje i nie będzie produkował, bo bariera wejścia na ten rynek dla polskiego przemysłu jest zbyt wysoka. Wreszcie, jedną czwartą pochłonęły dawno wybudowane wielkie elektrownie wodne, takie jak: elektrownia przepływowa Włocławek, elektrownie przepływowo-zbiornikowe Dychów, Solina i inne). Rządy na całym świecie przeznaczają (za pomocą systemów regulacyjnych) takie pieniądze na wytworzenie przewag konkurencyjnych własnych krajów w nowej globalnej sytuacji, na wytworzenie swoich specjalności na rynku energii odnawialnej. Polska, która ma unikatowe możliwości w tym zakresie (w obszarze rolnictwa energetycznego polską specjalnością mogą być mikrobiogazownie) nie tylko nie korzysta z nich, ale przeciwnie: marnuje je na pokrywanie nieuzasadnionych wzrostów kosztów i nieuprawnionych zysków w segmentach technologicznych, których w żaden sposób do innowacyjnych nie da się zaliczyć.

Wielka siła zagranicznych firm konsultingowych. Trzeba dodać, że dużym problemem jest wielka siła zagranicznych firm konsultingowych/doradczych, które w polskiej energetyce osiągnęły wyjątkową pozycję. W szczególności firmy te przyczyniły się w zasadniczy sposób do konsolidacji, która przyniosła skutki odwrotne od deklarowanych. Mianowicie, konsolidacja elektroenergetyki przeprowadzona w latach 2006-2007 i utrwalona w latach 2008-2009, miała zgodnie z rządową polityką energetyczną, zapewnić w szczególności konkurencję na rynku energii elektrycznej, stworzyć warunki do dobrej prywatyzacji oraz zapewnić zdolność skonsolidowanych przedsiębiorstw do mobilizacji wielkiego kapitału rozwojowego. Żaden z tych celów nie został osiągnięty (bo nie mógł być osiągnięty) ze względu na całkowicie błędną koncepcję. Firmy konsultingowe jednak dalej lansują centralizację, bo ta jest w ich interesie (jest już jasne, że charakter ich działań jest podobny do tych działań, które powodują serię kryzysów nękających świat). Z drugiej strony nie ma żadnego rodzimego centrum myśli strategicznej w dziedzinie rozwoju energetyki. Tak złej sytuacji nie było w całej historii polskiej energetyki, od czasów powołania Rady Elektrotechnicznej w 1920 roku przy ministrze przemysłu i handlu, która w ciągu dwóch lat opracowała projekt ustawy elektrycznej (o wytwarzaniu, przetwarzaniu i rozdzielaniu energii elektrycznej), przyjęty przez rząd i skierowany do Sejmu Ustawodawczego (Sejm uchwalił ustawę w marcu 1922 roku).

rozdział piąty

PRZYKŁADY DRASTYCZNEJ POLSKIEJ NIEEFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Poniżej przedstawia się cztery przykłady nieefektywności. Chociaż są to tylko wybrane (charakterystyczne) przykłady, to pokazują one niestety wymiar makroekonomiczny tej nieefektywności (w tym stopień zagrożenia demoralizacją społeczną kreowaną przez system stanowienia prawa w Polsce, ukierunkowany na interesy polityczno-korporacyjne, a nie na interesy społeczeństwa wiedzy). Drastycznym przykładem jest współspalanie.

Tę praktykę i jej rządowych patronów trzeba obecnie porównać do praktyk, które były stosowane w polskiej energetyce (szeroko rozumianej) w połowie lat 1970. Wówczas to minister Jan Kulpiński podjął słynną decyzję o dokładaniu kamienia do węgla na przemysłową skalę. Argument był podobny do tego, jaki wysuwają obecnie „patroni" współspalania. Mianowicie, prawdziwego węgla było za mało, aby wypełnić obowiązujący/socjalistyczny plan wydobycia. Obecnie energii z małych źródeł odnawialnych, których rozwój byłby zgodny z dyrektywą 2009/28/WE, jest też za mało. Przy tym, Ministerstwo Gospodarki w żaden sposób nie może sobie poradzić z ustawą OZE, harmonizującą polskie prawo z dyrektywą, ale łatwo radzi sobie z wydawaniem kolejnych rozporządzeń wspierających współspalanie.

Przykład 1. Jest to przykład związany z przełomem mentalnościowym na polskiej wsi, który odbywa się w destrukcyjnym środowisku regulacyjnym dotyczącym energetyki, i z energetycznym gospodarstwem rolnym (EGR). Okres obejmujący koniec 2009 roku i początek 2010 był znamienny w Polsce przez to, że rozpoczął się wtedy proces zamiany przez rolników paliwa wykorzystywanego w kotłowniach/piecach. W największym uproszczeniu jest to zamiana węgla na zboże (żyto, owies), a wynika z oczywistego, na poziomie mieszkańca wsi, rachunku ekonomicznego, będącego wynikiem rządowej polityki regulacyjnej w zakresie wykorzystania biomasy do celów energetycznych, wspierającej energetykę korporacyjną (wielkoskalowa). Na przykład dla żyta, zamiana ta wynika z następującego oszacowania. Wartość opałowa żyta wynosi około 4,2 MWh/t, a jego cena rynkowa w końcu 2009 roku wynosiła 250 zł/t. Dla węgla (groszek) wartość opałowa wynosi około 7 MWh/t, a cena u odbiorcy około 700 zł/t. Stosunek ceny MWh energii pierwotnej z węgla i ze zboża wynosi zatem około 1,7.

Podkreśla się, że wartość ta nie uwzględnia kosztów uprawnień do emisji CO_2. Gdyby uwzględnić ten koszt (będzie to konieczne po integracji systemów

ETS i non-ETS), to przy referencyjnej cenie uprawnień wynoszącej 40 EUR/t stosunek miałby wartość o około 50% wyższą. Jednocześnie mamy tu jednak do czynienia z rzeczywistą redukcją emisji CO_2 wynoszącą około 1,3 tony przypadającą na wykorzystanie 1 tony żyta. To oznacza patologiczną sytuację w zakresie polityki regulacyjnej kreowanej w Polsce (interes na redukcji emisji CO_2 robi bogata korporacyjna energetyka, a biedna wieś realizuje tę redukcję rzeczywiście, ale za darmo).

Patologia okazuje się w rzeczywistości jeszcze bez porównania większa, bo ziemię (o niskiej bonitacji) wykorzystaną pod nadprodukcję 1 tony żyta (około 0,5 ha) można wykorzystać do redukcji CO_2 w następującym łańcuchu technologicznym: uprawa jednorocznych kiszonkowych roślin energetycznych → produkcja biogazu (około 20 MWh w paliwie pierwotnym) → produkcja skojarzona energii elektrycznej i ciepła w mikrobiogazowni w średniotowarowym energetycznym gospodarstwie rolnym EGR → wreszcie wykorzystanie energii elektrycznej wytworzonej w mikrobiogazowni jako energii napędowej pompy ciepła (o sprawności energetycznej 4,5) zastępującej kotłownię węglową w EGR (o sprawności 0,7). Wówczas redukcję CO_2 można szacować na około 13 ton.

Wskazany łańcuch technologiczny jest właściwy dla gospodarstwa EGR o powierzchni gruntów ornych wynoszącej około 10 ha i więcej, w którym podstawową technologią energetyczną może być mikrobiogazownia o mocy elektrycznej 10-50 kW_{el}, zintegrowana funkcjonalnie z pompą ciepła i samochodem elektrycznym (dostawczym). Oczywiście, nie ma żadnych trudności w przeniesieniu wykonanego powyżej oszacowania (dla 0,5 ha gruntu ornego) na całe gospodarstwo EGR (na mikrobiogazownię, pompę ciepła i samochód elektryczny).

Przedstawiony przykład jest ważny dlatego, że ujawnia możliwość tańszej produkcji energii w rolnictwie niż w wyspecjalizowanym, w bardzo długim czasie, kompleksie paliwowo-energetycznym.

Przykład 2. Jest to przykład budowanego bloku 205 MW na biomasę w Połańcu – wynaturzonego projektu realizowanego w istniejącym środowisku regulacyjnym (z systemami wspomagania na rynku energii elektrycznej, ale nie na rynku ciepła). Mianowicie, GdF Suez (wcześniej Electrabel) zawarł umowę (z Foster Wheeler) na budowę największego na świecie (czyli w stylu socjalistycznym) bloku energetycznego (kondensacyjnego) opalanego wyłącznie biomasą i zbudował ten blok (w czasie realizacji zwiększył nawet moc, ze 190 MW przewidzianych w projekcie). O wynaturzeniu świadczą następujące fakty. Do zaopatrzenia bloku w biomasę (potrzebującego rocznie ponad 1 mln ton drewna, słomy i innej biomasy) trzeba wielkiej infrastruktury logistycznej, w tym transportowej, pochłaniającej duże ilości energii, której w bilansach energetycznych bloku w ogóle się nie uwzględnia. Do wyprowadzenia energii elektrycznej trzeba rozbudowanej sieci elektroenergetycznej. Sprawność energetyczna technologii (bloku z potrzebną siecią elektroenergetyczną) wyniesie nie więcej niż 30% (bez uwzględnienia energii wykorzystanej do transportu biomasy). Jednocześnie biomasę tę można

by wykorzystać lokalnie (np. w technologiach ORC na lokalnym rynku energii elektrycznej, ale przede wszystkim na lokalnym rynku ciepła) z osiągalną sprawnością energetyczną wynosząca ponad 80%. Oczywiście rachunek LCC (LCA), uwzględniający choćby tylko transport biomasy i straty w sieci elektroenergetycznej, gdyby taki zastosować, wykazałby niezbicie, że sprawność konwersji biomasy w energię elektryczną w bloku byłaby znikoma (znacznie poniżej 30%)

Przykład 3. Jest on podobny do przykładu 2 (tzn. jest z rodzaju projektów „największych" na świecie), chociaż jest mniej drastyczny. Mianowicie dotyczy inwestycji firm ciepłowniczych w biomasowe źródła kogeneracyjne. Na przykład inwestycji spółki Dalkia w dwa biomasowe bloki kogeneracyjne: w Łodzi (45 MW) i Poznaniu (30 MW). Kogeneracja sprawia, że wykorzystanie biomasy z tych bloków na rynku energii końcowej jest znacznie wyższe niż w Połańcu (łączna sprawność energetyczna, uwzględniająca produkcję energii elektrycznej i ciepła, kształtuje się w przypadku takich bloków powyżej 70%). Pozostaje jednak wielka nieefektywność związana z transportem biomasy, której zasoby są rozproszone.

Przykład 4. Współspalanie zboża jest kolejnym przykładem nieefektywności, będącej skutkiem błędnej polityki energetycznej w świecie innowacyjnych technologii. Przedstawia się tu najprostsze i szokujące dane oraz oszacowania dotyczące tej sprawy: 1° – punktem wyjścia jest nadprodukcja zboża, która w 2009 roku wyniosła w Polsce 4-6 mln ton, 2° – zasoby ziemi spożytkowane pod nadprodukcję wyniosły 1,2-1,7 mln ha, 3° – energia pozyskana z nadprodukcji skierowanej do współspalania w energetyce węglowej wyniesie 4-6 TWh, 4° – roczna energia możliwa do pozyskania w racjonalnym łańcuchu technologicznym (uprawa jednorocznych kiszonkowych roślin energetycznych → biogazownie → agregaty kogeneracyjne) wyniosłaby natomiast 80-115 TWh[46] na rynku końcowym energii (połowa energii elektrycznej, połowa ciepła), a na rynku energii pierwotnej byłoby to w jednostkach naturalnych około 10-13,5 mld m^3 biometanu, 5° – łącznie z ugorami i ziemią wyłączoną z upraw (około 2 mln ha ziemi, gorszej jakości, niż ta zmarnowana pod nadprodukcję zboża) byłoby to 150-200 TWh na rynku końcowym energii.

[46] Autor konsekwentnie posługuje się w oszacowaniach dotyczących rolnictwa energetycznego wydajnością energii pierwotnej pozyskiwanej w procesach zgazowania jednorocznych roślin takich jak kukurydza energetyczna, buraki energetyczne, wynoszącą 80 MWh/ha. Jest to wydajność, którą obecnie trzeba uznać jako wysoką. Z drugiej strony, na dobrych ziemiach jest ona już osiągalna bez stosowania modyfikacji genetycznej. Ponadto, gdyby ona była nawet znacznie niższa, to i tak potencjał rolnictwa energetycznego jest ogromny i zasługuje na poważne badania weryfikacyjne (takich badań na razie jest bardzo mało).

CZĘŚĆ DRUGA

POTENCJAŁ ZMIAN

rozdział szósty

NAJWAŻNIEJSZE UWARUNKOWANIA BILANSOWE

Na progu drugiej dekady 21. wieku w Polsce szczególnie powinniśmy pamiętać, że świat od paru lat nie gra już w grę, w którą grał przez 100 lat, i która polegała na objaśnianiu poziomu rozwoju kraju za pomocą zużycia energii elektrycznej, produkowanej w wielkich elektrowniach (w tej grze zmienną egzogeniczną, objaśniającą rozwój gospodarczy, była właśnie energia elektryczna). Współczesny świat stawia na rozwój zrównoważony, w tym na energetykę OZE/URE. Unia Europejska stawia w szczególności na cele Pakietu 3x20. W nowych strategiach zmiennymi objaśniającymi poziom rozwoju gospodarczego poszczególnych krajów/regionów stają się: efektywność energetyczna, produkcja energii odnawialnej, redukcja emisji CO_2.

W rezultacie dotychczasowe metody matematyczne prognozowania zapotrzebowania na energię (paliwa), w znaczącej części oparte na ekstrapolacji trendów, stają się zupełnie nieprzydatne i trzeba je zastąpić, przynajmniej na początku, zdroworozsądkowym antycypowaniem rozwoju mechanizmów rynkowych. Podstawą antycypowania powinny być w szczególności dwa źródła wiedzy. Z jednej strony powinny to być dostępne bazy danych uwzględniające doświadczenia ze zrealizowanych projektów ukierunkowanych na racjonalizację gospodarki energetycznej w różnych obszarach, w tym z wykonanych audytów. Szczególnie cenne są pod tym względem audyty wykonane u indywidualnych odbiorców przemysłowych, elektro i energochłonnych. (Dla ścieżki charakterystyczny jest następujący przykład. W przemyśle węglowym jednostkowe zużycie, na tonę wydobywanego węgla, w ciągu ostatnich 15 lat zmalało w Polsce o 20% w przypadku energii elektrycznej i o 60% w przypadku ciepła[47]). Drugim źródłem powinna być wiedza o technologiach użytkowania energii (paliw). W tym wypadku cenne są bilanse energetyczne dla technologii masowych.

„Potencjał" nowych technologii w kontekście globalnej sytuacji i wniosków dla Polski przedstawia się poniżej w synergetycznym ujęciu, uwzględniającym: budownictwo, transport, rolnictwo i energetykę.

Budownictwo. Budownictwo jest odpowiedzialne na świecie za konsumpcję 50% energii elektrycznej; 45% tej energii zużywa się w procesie eksploatacji budyn-

[47] Borsucki D. *Energetyka przemysłowa: poprawa efektywności energetycznej, uwarunkowania dla inwestycji we własne źródła energii elektrycznej.* Konwersatorium „Inteligentna Energetyka", maj 2011 (www.klaster3x20.pl).

ków, 5% w procesie budowy. Wykorzystując te dane oraz dane z [11] udział budownictwa w całkowitym zużyciu energii pierwotnej na świecie, można szacować na około 40%. Zużycie ciepła do ogrzewania budynków wynosi, w kWh/(m^2·rok): przeciętne dla „starej (15)" UE – 85, przeciętne dla Polski – 180 (dla budownictwa z lat 70. jest to 300 i więcej), a standard (austriacko-niemiecki) dla domu pasywnego wynosi 15. Rozwiązaniem na nowe czasy są: w przypadku istniejących budynków – pompa ciepła (do ogrzewania i chłodzenia), posiadająca wysoką sprawność energetyczną (współczynnik COP 4-5), zasilana energią elektryczną z OZE, a w przypadku nowego budownictwa – dom zeroenergetyczny (równoważący technologię domu pasywnego i lokalną produkcję energii w źródłach OZE). Podkreśla się, że w UE dom zeroenergetyczny jest technologią, która zgodnie z dyrektywę 2010/31/WE, dotyczącą certyfikacji budynków, będzie miała zastosowanie po 2018 roku w odniesieniu do nowych budynków użyteczności publicznej, a po 2020 roku do wszystkich nowych budynków. Zadanie dla Polski jest zatem jednoznaczne: w budownictwie konieczna jest wielka redukcja zużycia paliw kopalnych do produkcji ciepła grzewczego oraz produkcja energii elektrycznej w źródłach OZE (do zasilania pomp ciepła i na potrzeby nowych domów zero/plusenergetycznych).

Transport. Wykorzystując dane z [11] udział transportu w całkowitym zużyciu energii pierwotnej na świecie, uwzględniając elektryczny transport kolejowy, można szacować na około 30%. Łączna liczba samochodów na świecie w 2010 roku wynosiła 700 mln, a na 1000 mieszkańców było to: świat – 100, Polska – 400, „Stara" UE (15) – 500, USA – 700. Widać, że Polska nie odstaje znacząco od czołówki i powinna się jej blisko „trzymać"[48]. Cały świat ma natomiast, uwzględniając aspiracje Chin i krajów zapóźnionych, problem. Mianowicie, prognoza na 2050 rok mówi o 3 mld samochodów na świecie[49]. Widać już, że jedynym realnym rozwiązaniem, uwzględniającym aspiracje i interes Chin, jest zastąpienie samochodu z silnikiem spalinowym (o sprawności eksploatacyjnej 15%) samochodem elektrycznym. Średnio samochód osobowy zużywa 6 l benzyny (55 kWh w paliwie pierwotnym) na 100 km i emituje 14 kg CO_2. Samochód elektryczny zasilany energią z OZE zużywa natomiast 15 kWh i nie emituje CO_2. W transporcie, zadaniem dla Polski jest zatem – na początek – potrzeba niedopuszczenia do zwiększenia zużycia paliw kopalnych w stosunku do obecnego poziomu i zapewnienie odpowiedniej podaży energii elektrycznej z OZE.

Rolnictwo. WPR (Wspólna Polityka Rolna w UE) i Runda Doha (w ramach WTO), obrazują globalny problem strukturalny w rolnictwie. Tym problemem są interesy blokujące efektywne wykorzystanie światowych zasobów rolnictwa w sytuacji,

---

[48] Gdyby porównywać poziom rozwoju rynku samochodów w Polsce przez pryzmat PKB, to poziom ten jest obecnie niewspółmiernie wyższy od tego, który w przeszłości, dla porównywalnego PKB, był charakterystyczny dla USA i starej UE.

[49] Patrz Przedmowa (i przypis 9).

kiedy jest ono ukierunkowane tylko na produkcję żywności. (Europa i USA, mające nadprodukcję żywności, chronią się cłami. W ramach WPR, rolnicy unijni dostają dodatkowe wynagrodzenie bezpośrednio za niewykorzystanie zasobów ziemi. W takiej sytuacji Afryka nie może wykorzystać swojego eksportowego potencjału produkcji żywności na potrzeby modernizacyjne kontynentu). Ten stan rzeczy zmieniają dwie technologie energetyczne: biogazownie (także mikrobiogazownie) i biorafinerie (minibiorafinerie), które dają początek rewolucji w rolnictwie. Na przykład pierwsza ma potencjał (bez stosowania technologii GMO w uprawach energetycznych, takich jak kukurydza kiszonkowa i buraki energetyczne) wynoszący już obecnie 80 MWh/ha w energii pierwotnej i około 65 MWh/ha na rynku energii końcowej (w przypadku biogazowni zintegrowanej z agregatem kogeneracyjnym o mocy jednostkowej 1 MW_{el} jest to ponad 30 MWh energii elektrycznej i ponad 35 MWh ciepła, bo sprawność energetyczna kogeneracji wynosi około 85%). Gdyby finansowanie WPR (40% rocznego budżetu unijnego, wynoszącego 110 mld EUR) zamienić na inwestycje w biogazownie (2 mln EUR/MW), to można by zwiększać corocznie produkcję w źródłach OZE o 160 TWh energii elektrycznej i 190 TWh ciepła, aż do wysycenia rynku. Taka energia końcowa przekłada się w UE na około 32 mln toe[50] na rynku energii pierwotnej (przy unijnej sprawności konwersji energii pierwotnej w końcową wynoszącej około 70%). Stanowi to ponad 1,5% całego unijnego zużycia energii pierwotnej, tabela 3.2. Oczywiście, biogazownie (i mikrobiogazownie) oraz biorafinerie (minibiorafinerie) są technologiami szczególnie odpowiednimi dla Polski (ze względu na rozdrobnioną strukturę polskiego rolnictwa i bardzo niską sprawność konwersji energii pierwotnej w końcową, wynoszącą około 55%). Dlatego zadaniem szczególnie pilnym jest intensyfikacja wykorzystania zasobów polskiego rolnictwa na rzecz produkcji energii odnawialnej.

Energetyka. Świat przestawia strategię rozwojową (inwestycyjną) z energetyki WEK (zwłaszcza węglowej) na energetykę OZE/URE (urządzenia rozproszonej energetyki), czyli w dużym stopniu z produkcji energii na jej zarządzanie. Tym światem jest Europa (szczególnie kraje skandynawskie, Niemcy, Austria), także USA, ale najważniejsze, że są to Chiny (bardzo intensywnie rozwijające technologie OZE/URE, budujące – ze strategią ekspansji na świat – przemysł OZE/URE oraz pierwsze miasta zeroenergetyczne). W przypadku UE oddolnie powstaje bardzo silny ruch społeczno-biznesowy na rzecz wyeliminowania z tego regionu świata paliw kopalnych do 2050 roku (jest to ruch z udziałem przemysłu OZE/URE, przychylnie odbierany przez Komisję Europejską). W tym samym czasie odbiorcy (przemysł, miasta, gminy wiejskie, ludność) zaczynają się budzić w Polsce do odpowiedzialności za swoje zasilanie w energię i wykorzystanie szans tworzonych przez świat w obszarze energetyki OZE/URE.

[50] Tona oleju ekwiwalentnego (11,3 MWh).

Jest to sytuacja, w której zapóźnienie Polski w produkcji energii elektrycznej, wyrażone w MWh na mieszkańca i rok (Polska – 4, Norwegia – 30, USA – 15, Niemcy – 8) powinno być wykorzystane do przyspieszenia cywilizacyjnego, czyli do szybkiego zwiększenia rynku energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE (w obecnej dekadzie przede wszystkim w obszarze rolnictwa energetycznego, ale już także fotowoltaiki) potrzebnej dla budownictwa i transportu.

„Historyczne" prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce. Doświadczenia z prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną w ostatnich 20 latach są niezwykle pouczające. Mianowicie prognozy te, zawsze wskazujące na dynamiczny wzrost zapotrzebowania, nigdy się nie sprawdzają.

Poniżej zestawia się kilka wybranych prognoz krajowego zużycia energii elektrycznej. Są to prognozy wykonane w różnych okresach i bardzo zróżnicowane pod względem źródła pochodzenia. Mają jednak wspólną cechę: wskazują zawsze na powolny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na początku okresu prognostycznego i na szybki wzrost w dalszej przyszłości. Powolny wzrost na początku okresu prognostycznego wynika za każdym razem z bieżącej sytuacji (w ostatnich dwudziestu latach praktycznie stagnacyjnej na rynku energii elektrycznej), której nie da się zignorować (inaczej, ten powolny wzrost oznacza, że prognozy później wykonane zaczynają się od poziomów zużycia energii elektrycznej znacznie niższych od wynikających z wcześniejszych prognoz zapotrzebowania). Szybki wzrost w poszczególnych prognozach następuje po okresie potrzebnym do realizacji inwestycji wielkoskalowch, wynoszącym kilkanaście lat, w stosunku do czasu powstania tych prognoz.

Według najstarszej prognozy, którą się tu rozpatruje, przytoczonej w [12] (chodzi o prognozę opracowaną w PSE SA na początku lat 90.), zapotrzebowanie na energię elektryczną wynoszące w 1988 roku około 150 TWh, a w 1992 około 135 TWh, miało w 2010 roku wynieść od 200 do 250 TWh, a w 2020 roku – od 300 do 350 TWh. Według prognozy [13] (chodzi o prognozę IPPT PAN opracowaną w połowie lat 90.), zapotrzebowanie na energię elektryczną wynoszące w 1993 roku około 134 TWh miało w 2010 roku wynieść od 160 TWh w wariancie najniższym (dolny scenariusz makroekonomiczny, maksymalna opcja racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, wysoki wariant cen międzynarodowych energii elektrycznej) do 193 TWh w wariancie najwyższym (górny scenariusz makroekonomiczny, minimalna opcja racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, wysoki wariant cen międzynarodowych energii elektrycznej). Z kolei według prognozy [14] (prognoza przyjęta w Polityce energetycznej Polski do 2020 roku, opracowana przez ARE SA w końcu lat 90.), zapotrzebowanie na energię elektryczną wynoszące w 1997 roku około 143 TWh miało w 2010 roku wynieść od 176 TWh w wariancie „peryferyjnym" do 193 TWh w wariancie „sukcesu", a w 2020 roku – od 236 TWh do 288 TWh, odpowiednio. Wreszcie według prognozy [15] (prognoza opracowana przez EdF Polska Sp. z o.o. na początku drugiej połowy minionej dekady) produkcja energii elektrycznej wynosząca w 2005 roku około

154 TWh ma w 2030 roku wynieść około 330 TWh (przy stałym poziomie eksportu, wynoszącym około 10 TWh).

Tabela 2.1.
Prognoza [16] krajowego zużycia energii elektrycznej
według Polityki energetycznej Polski do 2030 roku [2]

Rok	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Zużycie brutto, TWh	150,7	141,0	152,0	169,3	194,6	217,4

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku [2] posługuje się jednowariantową prognozą [16] przedstawioną w tabeli 2.1. W szczególności widać, że jest to prognoza realistyczna do 2015 roku, z „zadziwiającym" powrotem do „dynamicznego" wzrostu rynku w okresie 2015-2020 i zwłaszcza w okresie 2020-2030.

Podobna do prognozy [16] (z polityki energetycznej [2]) jest prognoza [17], opracowana przez EPC SA dla potrzeb PSE SA. Mianowicie, zużycie energii elektrycznej wynoszące w 2007 roku 154 TWh[51] ma w 2020 roku wynieść od około 174 TWh w wariancie odniesienia do 178 TWh w wariancie stabilizacji, a w 2030 roku – od 200 TWh w wariancie odniesienia do 225 TWh w wariancie innowacji[52].

Przedstawione przypadki pokazują, że prognozy są takie jakie są interesy. A interesy w energetyce korporacyjnej są związane z wielkoskalowymi inwestycjami. Zachowując daleko idącą ostrożność, trzeba podkreślić, że chodzi tu jednak o więcej niż tylko interesy biznesowe. Równie ważne są interesy ideologiczne, związane z bezpieczeństwem elektroenergetycznym.

Koniec pierwszej dekady 21. wieku, to jednak najwyższy czas, aby Polska została uwolniona od presji inwestycyjnej w energetyce WEK i odniesień do krajów o wysokim zużyciu energii elektrycznej na mieszkańca, które to argumenty wysuwają korporacje i lobbyści bezpieczeństwa elektroenergetycznego działający na rzecz inwestycji wielkoskalowych. Poniżej przedstawia się długi cytat z przeszłości dotyczący tej sprawy. Cytat jest następujący[53]: *>Specyficzną kategorią ... było porównywanie energetyki polskiej – w tym szczególnie zużycia energii elektrycznej na mieszkańca – z krajami rozwiniętymi. Tym „narzędziem" posługiwali się niektórzy radośni twórcy w celu uzasadnienia w Komisji Planowania żądań finansowych w myśl powszechnie stosowanej zasady, że aby otrzymać trochę trzeba żądać wiele. Jest zrozumiałe, że w tej psychozie kierownictwo Zjednoczenia Energetyki i dyrekcja Instytutu Energetyki w pierwszej połowie omawianego okresu[54] nie zezwalały nawet na wzmiankę o konieczności oszczędzania energii elektrycznej.*

[51] W opracowaniu [17] podaje się prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną netto i brutto. Podana wartość jest wartością brutto, czyli porównywalną z wcześniej przytoczonymi prognozami.
[52] Scenariusze: odniesienia, stabilizacji i innowacji są scenariuszami makroekonomicznymi rozwoju kraju.
[53] *Historia Elektryki Polskiej,* tak jak przypis 37 (str. 597).
[54] Chodzi o lata 1975-1985 (przypis autora).

Duży wzrost zużycia, pomimo braku uzasadnienia, był ich zdaniem wyrazem twórczego rozmachu<.

Nieroztropna presja na inwestycje w energetyce WEK, w tym w segmencie sieciowym. Wyścig „rozumu" charakterystyczny dla społeczeństwa wiedzy, zastępujący wyścig zbrojeń (zwłaszcza w okresie zimnej wojny trwającej od rozpadu koalicji antyhitlerowskiej w 1946 roku do rozpadu ZSRR w 1991 roku) wchodzi w fazę, która zdecyduje o nowym ułożeniu świata. Jeśli dominująca część tego wyścigu rozgrywa się na obecnym etapie w energetyce, to dla Polski wynikają stąd ważne wnioski. Przede wszystkim potrzebne jest w strategii rozwojowej polskiej energetyki mądre wykorzystanie renty zapóźnienia.

Dlatego relatywnie małe zużycie energii elektrycznej, wielokrotnie mniejsze niż ma Norwegia (a nawet Niemcy), nie może służyć do uzasadnienia jego zwiększenia tylko po to, aby znaleźć się w grupie krajów o najwyższym zużyciu. Wielkość polskiej gospodarki (w skali globalnej gospodarka mała) oraz posiadane zasoby (całkowicie niewykorzystane rolnictwo energetyczne, a potencjalnie również gaz łupkowy) powodują, że nie można tworzyć sytuacji, w której (wytwórcza) energetyka węglowa, jądrowa i OZE/URE będą zaciekle konkurować o niewystarczające środki rozwojowe (dokładnie tak jak było w gospodarce socjalistycznej). Tym bardziej, że koncepcji *energy mix* nie można (i nie ma takiej potrzeby, jeśli uwzględni się przynależność polskiej gospodarki do gospodarki unijnej, gdzie budowany jest jednolity rynek energii elektrycznej) przekształcać w krajową autarkię energetyczną.

Powodem, który sprawia że konieczne jest stopniowe odchodzenie od energetyki WEK w kierunku energetyki OZE/URE jest także szansa na rozwiązanie w nowy sposób trudności wynikających z relatywnie złego stanu polskich sieci elektroenergetycznych. Rozproszone źródła wytwórcze (energetyka OZE/URE) mogą i powinny się stać substytutem inwestycji sieciowych. Ale dodatkowo trzeba zapobiec sytuacji w której inwestycje sieciowe będą zaciekle konkurować ze *Smart Grid-em* o niewystarczające środki inwestycyjne. Uzasadnieniem w tym wypadku jest trend polegający na rosnącej przewadze zarządzania energią nad jej produkcją, możliwej dzięki *Smart Grid-owi*, alokującej korzyści z korporacyjnej energetyki do prosumentów. Taki kierunek, ograniczający presję inwestycyjną w obszarze sieciowym, jest dla Polski racją stanu. Zapewnia on w szczególności możliwość zastąpienia tradycyjnej sieciowej reelektryfikacji wsi/rolnictwa przez nowoczesną reelektryfikację (za pomocą źródeł rozproszonych i *Smart Grid*-u). Zwiększa efektywność rozwiązywania problemów wywoływanych rozległymi awariami sieciowymi. Zapewnia także liczne inne korzyści.

Bilans energetyczny Polski 2009 i prognoza rynków końcowych 2020 w tradycyjnym ujęciu. Oszacowania polskich rynków energii pierwotnej i końcowej oraz emisji CO_2 przedstawiają tabele 2.2 i 2.3. Doświadczenia z końca 2008

i z początku 2009 roku jednoznacznie wskazują, że trzeba być bardzo ostrożnym w zakresie prognozowania wzrostów na tych rynkach.

Przyjmując przedstawione oszacowania dotyczące wielkości rynków końcowych, można założyć, że energetyka odnawialna powinna ulokować na rynkach końcowych w 2020 roku około 96 TWh. Z tego na rynek transportowy powinno trafić około 21 TWh. (Jest to minimalny udział energii odnawialnej, tzn. 10%, na rynku paliw transportowych, określony w postaci wymagania dodatkowego w dyrektywie 2009/28/WE; zgodnie z obecnymi wyobrażeniami chodzi o paliwa w postaci estrów i etanolu). Możliwość wypełnienia tego celu, wynikającego z dyrektywy, ciągle budzi w Polsce w energetyce korporacyjnej wątpliwości. Jednak nie jest on wcale trudny do zrealizowania. Przy tym problem tkwi nie w braku możliwości, ale w pomijaniu potencjału rolnictwa energetycznego, który jest możliwy do wykorzystania w nadchodzącej dekadzie 2011-2020.

Oczywiście, struktura wypełnienia celu (udziałów energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) jest ciągle sprawą otwartą. Jest tak mimo, że krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (Action Plan), [7] został przekazany przez Ministerstwo Gospodarki do Komisji Europejskiej w końcu 2010 roku (miał być przekazany do połowy 2010).

Tabela 2.2.
Polski rynek (2009) paliw pierwotnych, emisji CO_2 oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym (opracowanie własne, uwagi rozszerzające do tabeli są zamieszczone w monografii [3])

Paliwo	**Rynek w jednostkach naturalnych na rok**	**Emisja CO_2 mln ton/rok**	**Rynek paliw pierwotnych, TWh/rok**	**Rynek energii końcowej, TWh/rok**
Węgiel kamienny	80 mln ton	170	600	300[1]
Węgiel brunatny	60 mln ton	70	170	40[1]
Gaz ziemny	10 mld m^3	20	100	84[1]
Ropa naftowa	22 mln ton	40	220	33/220[2]
Energia odnawialna	-	-	-	2,5/7,5
Razem	-	300	1090	460/650

[1] Energia użyteczna, wykorzystana przez odbiorców (nie obejmuje potrzeb własnych elektrowni, elektrociepłowni, kotłowni i nie obejmuje strat sieciowych); [2] x/y – energia użyteczna na „kołach" samochodu / energia „wlewana" do zbiornika (energia końcowa według dyrektywy 2009/28/WE).

Lektura tego dokumentu wskazuje na jego całkowicie „pasywny" charakter (jest to Passive Plan, a nie Action Plan). Mianowicie, w dokumencie nie ma przesłanek strategii rozwoju OZE w Polsce (nie ma też strategii), nie ma narzędzi (sił sprawczych), które pozwoliłyby zrealizować cel dotyczący energii odnawialnej, przy wykorzystaniu regulacji zawartych w dyrektywie 2009/28/WE, choćby

takich jak te, które dotyczą samochodu elektrycznego, pompy ciepła i paliw drugiej generacji. Praktycznie pominięto w dokumencie energetykę słoneczną, tzn. kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne, a także mikrowiatraki i mikrobiogazownie. Wreszcie nie ma propozycji wprowadzenia podejścia polegającego na tym, że źródła rozproszone stanowią zasoby usług systemowych dla sieci rozdzielczych (odpowiednio wycenione, mianowicie według zasady kosztów unikniętych). W szczególności brak jest jakichkolwiek działań na rzecz odwrócenia nieefektywnej praktyki stosowanej przez operatorów OSD polegającej na realizowaniu inwestycji sieciowych tam, gdzie inwestycje wytwórcze (np. w postaci biogazowni zintegrowanych technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi) mogłyby spełniać rolę usługi zastępowalności inwestycji sieciowych.

Czyli generalnie nie ma w dokumencie technologii, które są kluczowe w procesie przekształcania obecnego domu w „energetyczny dom", gminy wiejskiej w „energetyczną gminę wiejską", miasta w „energetyczne miasto", a energetyki korporacyjnej w energetykę rynkową/zdemokratyzowaną. Konsekwentnie nie ma też certyfikatorów technologii URE (w dyrektywie 2009/28/WE certyfikatorów źródeł OZE), które ułatwialiby wdrażanie technologii URE. Nie wspomina się również nic o alokacji regulacji z poziomu rządowego na poziom samorządowy, gdzie energetyka rozproszona (bardzo wrażliwa na przykład na plany przestrzennego zagospodarowania gmin) będzie funkcjonować.

Odrębną sprawą, którą ujawnia krajowy plan działań [7], jest brak koncepcji konstruktywnego wykorzystania, na rzecz rozwoju źródeł OZE, środków z tytułu opłat zastępczych, gromadzonych w NFOŚiGW. Tym samym oddala się szansa na przełamanie bariery nieefektywności w tym obszarze, w szczególności na wyeliminowanie dwóch szkodliwych mechanizmów.

Pierwszy z tych mechanizmów, to „zawracanie" środków pochodzących ze wzrostu cen energii elektrycznej do korporacyjnej elektroenergetyki (z wykorzystaniem do tego celu współspalania biomasy w blokach kondensacyjnych). Jest to mechanizm, który kreuje nieefektywność wzrostów cen energii elektrycznej w Polsce.

Drugi mechanizm, to wydawanie środków będących w dyspozycji NFOŚiGW w sposób, który nie kreuje żadnej uporządkowanej strategii państwa w zakresie rozwoju OZE. W tym wypadku zwiększa się ryzyko przypadkowej, a nawet szkodliwej struktury wspomagania różnych technologii.

Dobitnym przykładem jest tu wspieranie przez NFOŚiGW, poza dużymi źródłami biomasowymi, wielkoskalowych farm wiatrowych, których fundamentalna konkurencyjność jest sprawą coraz bardziej wątpliwą. Wynika to z bardzo dużych kosztów zewnętrznych związanych z zapotrzebowaniem na usługi systemowe i na zasoby sieciowe. (Sytuacja, w której rozwój wielkoskalowych farm wiatrowych jest wspomagany podwójnie, przez NFOŚiGW i przez uwolnienie inwestorów od części wspomnianych kosztów zewnętrznych, jest bardzo niebezpieczna).

Szczegółowe założenia do dalszych szacunków dotyczą głównie technologii. Najważniejsze założenia, które się wykorzystuje poniżej są następujące. Zakłada się umownie, że na wszystkich trzech rynkach końcowych energii, paliwem odnawialnym będzie biogaz/biometan produkowany z roślin energetycznych. Ponadto, zakłada się, że do pełnego wykorzystania potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (około 3 tys. MW_{el}, czas użytkowania mocy szczytowej około 6000 h/rok), zastosowanie agregatów kogeneracyjnych zapewni łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej w energię elektryczną i ciepło, wynoszącą 85% (35% + 50%).

Tabela 2.3.
Polskie rynki końcowe (2009, 2020), w ujęciu obowiązującym w Pakiecie 3x20, oraz paliw pierwotnych (2020) i emisji CO_2 (2020) dla trendu *business as usual*
(opracowanie własne)

Rynek końcowy	**2009 MWh (rk)**	**2020 MWh (rk)**	**2020 MWh (pp)**	**2020 mln ton CO_2**
Energia elektryczna	155	190	380	130
Ciepło	240	240	340	100
Paliwa transportowe	160[1]	210[1]	210	30
Razem	560	630	930	260
w tym energia odnawialna	2,5/7,5	96	105	-

[1] Rynki końcowe oszacowane zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE.

Poza potencjałem produkcji skojarzonej zakłada się zastosowanie kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji wynoszącą 95%. Wreszcie zakłada się zastosowanie samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych biopaliwami płynnymi (estry, etanol), przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania biometanu o 20%, w stosunku do biopaliw płynnych.

Dla przyjętych założeń uzyskuje się następujące końcowe oszacowania rocznych udziałów energii odnawialnej na rynkach końcowych (dla trendu *business as usual*): energia elektryczna – 44 TWh, ciepło – 31 TWh, transport – 21 TWh.

rozdział siódmy

KONTEKST BEZPIECZEŃSTWA ELEKTROENERGETYCZNEGO (I NIE TYLKO)

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

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

1. *Blackout-y* są bez wątpienia najbardziej spektakularnym sposobem straszenia społeczeństwa (przez korporację elektroenergetyczną), ale też mają rzeczywiście największą siłę oddziaływania na masową wyobraźnię. *Blackout* amerykański w 1965 roku spowodował bardzo kosztowną zmianę doktryny rozwojowej systemów elektroenergetycznych, w kierunku zwiększenia inwestycji na rzecz bezpieczeństwa. Mianowicie, nastąpiła zmiana wymagań projektowych: zwiększenie niezawodności strukturalnej (do poziomu n-2) sieci przesyłowych, a także wzrost marginesu mocy wytwórczych (do około 20%). Jednak ten sposób reagowania został zarzucony w elektroenergetyce rynkowej, co potwierdziło się po całej serii ciężkich blackout-ów w USA (w szczególności chodzi tu o *blackout* z 2003 roku, w czasie którego 50 mln mieszkańców pozbawionych zostało dostaw energii elektrycznej przez

30 godzin) i w Europie (blackout z 2003 roku, który dotknął całe Włochy). W rezultacie ciężkie *blackout-y* ostatniej dekady nie pociągnęły praktycznie żadnych działań w obszarze sieci przesyłowych, natomiast przyspieszyły rozwój energetyki rozproszonej.

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

3. Ryzyko strajków (w najbliższym czasie rosnące) jest charakterystyczne w całej polskiej energetyce korporacyjnej (przede wszystkim w elektroenergetyce, zwłaszcza po jej konsolidacji, ale także w górnictwie i gazownictwie). Oczywiście, ryzyko strajków w energetyce rozproszonej praktycznie nie istnieje jeśli tylko państwo nie dopuści do jej skorporatyzowania.

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

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

chód elektryczny, a jeszcze dodatkowa bateria akumulatorów (dobrze dobrana), zarządzane przez infrastrukturę *Smart Grid Mikro* (czyli infrastrukturę domu inteligentnego) stają się realnym sposobem na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego prosumentowi.

rozdział ósmy

INKORPORACJA KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH ŚRODOWISKA (EMISJI CO_2) DO KOSZTÓW PALIWA

Koszty zewnętrzne. Prawidłowe uwzględnienie kosztów zewnętrznych jest kluczowym czynnikiem powodzenie transformacji energetyki od monopolu (regulacji prawnych) do konkurencyjnego rynku, czyli inaczej – transformacji od energetyki WEK do energetyki OZE/URE. Mianowicie, pozwala ono wytworzyć właściwą strukturę konkurencyjności technologii energetycznuych, wynikającą w coraz większym stopniu z przesłanek fundamentalnych (ekonomicznych), a w coraz mniejszym z regulacyjnych (politycznych).

W monografii [3] przedstawiono koszty referencyjne energii elektrycznej z 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych, od węglowych, poprzez jądrowe, gazowe (na gaz ziemny), biogazownie (zintegrowane technologicznie z agregatami kogeneracyjnymi) i inne, aż do ogniw paliwowych. Koncepcja kosztów referencyjnych została opracowana dla oceny konkurencyjności poszczególnych technologii niezależnie od amerykańskiej praktyki szacowania kosztów zewnętrznych (por. Przedmowa), ale jest z tą praktyką zgodna. Jest przy tym ukierunkowana na dokładniejsze odwzorowanie polskich warunków systemowych pracy źródeł wytwórczych. Mianowicie, uwzględnia dwa rodzaje kosztów. Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym, określonym przez zasadę TPA. Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego za pomocą bardzo rozbudowanych sieci oraz innowacyjnych technologii rozproszonych (z których niektóre nie wymagają rozbudowy sieci, a nawet są w stanie zastępować inwestycje sieciowe). Takie ujęcie jest konieczne, bo pojawiły się już istotne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszania presji na inwestycje sieciowe, do uwzględniania w ekonomice na rynku energii elektrycznej wartości a nie kosztu opłaty przesyłowej). W szczególności w wypadku technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne (np. biogazownia, mikrobio-gazownia), a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym.

W tym miejscu podkreśla się, że łączne roczne opłaty przesyłowe wyniosły w 2009 roku około 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł [H. Kocot].

Jest to rozwiązanie radykalne, ale uniwersalne, i tym samym obiektywne. Także proste, tym samym przejrzyste. Uniwersalność rozwiązania polega między innymi na tym, że jego zastosowanie, objęłoby emisje w energetyce wielkoskalowej i rozproszonej; w UE w systemie ETS (źródła wielkoskalowe, 40% emisji europejskich), ale także w obszarze non-ETS (energetyka rozproszona, 60% emisji europejskich). Ponadto jest ono jednakowo użyteczne dla elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu.

Są również inne korzyści z rozwiązania w postaci inkorporowania kosztów środowiska do kosztów paliwa. Mianowicie, przyjmując to rozwiązanie unika się bardzo złożonych procedur certyfikacji, a także konieczności koncesjonowania wielu działalności, np. koncesjonowania źródeł odnawialnych i źródeł skojarzonych, co bez wątpienia obniża koszty energii końcowej (w wyniku działania dwóch mechanizmów: likwidacji kosztów certyfikacji oraz wzmocnienia konkurencji).

Tabela 2.4.
Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej (uwagi rozszerzające do tabeli są zamieszczone w monografii (opracowanie własne)

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska	**Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska**	**Rynek energii końcowej**
	mld zł	**mld zł**	**TWh/rok**
Węgiel kamienny	21	21 + 29	300
Węgiel brunatny	6	6 + 11	40
Paliwa transportowe	(38 + 18)	(38 + 18) + 7	50
Gaz ziemny	12	12 + 4	84

Wyniki inkorporacji dla Polski przedstawia tabela 2.4. Oczywiście, inkorporacja stanowiąca źródło środków pozyskiwanych przez państwo, w trybie podatku, musi spowodować znaczną zmianę przepływów finansowych między sektorami: prywatnym i publicznym (odbiorcami, przedsiębiorstwami i państwem). Wynika to stąd, że roczne środki z inkorporacji (koszty inkorporacji) wynoszą aż 51 mld zł. Wykorzystanie tak wielkich środków jest sprawą fundamentalną z punktu widzenia strategii rozwojowej państwa.

Efektywne wykorzystanie środków mogłoby się wiązać z przejściowym finansowaniem energetyki odnawialnej/rozproszonej (energetyki w segmencie non-ETS, w szczególności rolnictwa energetycznego) za pomocą certyfikatów inwestycyjnych (dla tej energetyki certyfikaty „eksploatacyjne", powiązane z energią, mają zbyt duże koszty administracyjne). Podkreśla się, że proponowana tu inkorporacja wymaga uzgodnień unijnych o dużym stopniu złożoności (nadaje się na linię przewodnią polskiej prezydencji w 2011 roku).

Inkorporację kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliwa należy rozpatrywać w kontekście braku koordynacji istniejących rozwiązań regulacyjnych, prowadzących do wielkiej nieefektywności. W szczególności podkreśla się tu zróżnicowaną naturę istniejących systemów (rozwiązań regulacyjnych) dotyczących: wspomagania rozwoju OZE, redukcji emisji CO_2 oraz wdrażania biopaliw transportowych (pierwszej generacji). Poniżej przedstawiono podstawowe dane liczbowe dla trzech systemów wspomagania, którymi są: obowiązek produkcji i certyfikaty dotyczące energii odnawialnej (powiązane tylko z energią elektryczną), limity i handel uprawnieniami do emisji w segmencie ETS (brak rozwiązań dla segmentu non-ETS), oraz ulgi podatkowe dla biopaliw pierwszej generacji (brak rozwiązań dla biopaliw drugiej generacji).

W Polsce opłata zastępcza (w praktyce jest to wartość „zielonego" certyfikatu) wynosi około 270 zł/MWh (około 70 EUR/MWh). Cena referencyjna Komisji Europejskiej uprawnień do emisji CO_2 (przyjęta do wyliczeń w tabeli 2.4) wynosi około 40 EUR/t, ale na unijnym rynku handlu uprawnieniami do emisji jest to około 10-20 EUR/t. Unijna ulga podatkowa na biopaliwa (pierwszej generacji) wynosi około 300 EUR/1000 l. Z punktu widzenia realizacji celów Pakietu 3x20, tych wartości nie można w żadnym wypadku uznać za dobrze skoordynowane (konieczne jest stworzenie podstaw pod lepszą koordynację).

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

rozdział dziewiąty

POTENCJAŁ I ROLA ROLNICTWA ENERGETYCZNEGO W POLSKIEJ GOSPODARCE

Zakładając modelową technologię do wykorzystania w postaci biogazowni o mocy elektrycznej 1,2 MW, wychodzi się, uwzględniając realne do zagospodarowania zasoby gruntów rolnych, na rynek wynoszący 8000-11000 biogazowi (w rzeczywistości nie będą to tylko biogazownie, a cała paleta zróżnicowanych technologii biogazowych, uwzględniających lokalne uwarunkowania). Te realne zasoby to około 2 mln ha (rozdz. 5, przykład 4,). Nakłady inwestycyjne charakterystyczne dla takiego rynku wyniosłyby (według obecnych wyobrażeń) 100-130 mld zł (przy wzroście rynku biogazowni, nakłady te będą szybko malały). Taki zakres inwestycji byłby w stanie unowocześnić dużą część polskiej gospodarki, mianowicie zrestrukturyzować rolnictwo, zapewnić bezinwestycyjną – po stronie sieciowej – reelektryfikację wsi (biogazownie nie tylko nie tworzą wielkiego zapotrzebowania na inwestycje sieciowe, ale odwrotnie – zastępują takie inwestycje), a także przyczynić się do budowy polskiego przemysłu ukierunkowanego na biogazownie.

Szczegółowe oszacowanie efektu wykorzystania 1 mln ha gruntów ornych do celów energetycznych. Dalej przyjmuje się, że 1 mln ha jest jednostką „obliczeniową" charakterystyczną dla zasobów rolnictwa energetycznego. Otóż, już obecnie osiągalna energia pierwotna z 1 mln ha gruntów wynosi (bez stosowania GMO) około 8 mld m^3 biometanu. Inaczej jest to około 80 TWh energii pierwotnej, albo około 13,7 mln ton węgla (energetycznego, wskaźnikowego) lub ca 30 mln ton węgla równoważnego (z punktu widzenia rynków końcowych).

Efekt dobrego zagospodarowania 1 mln ha, obecnie marnowanej pod nadprodukcję zboża, które dalej marnowane jest w procesie współspalania, byłby porównywalny z 8 mld m^3 gazu ziemnego, przy obecnym rocznym jego zużyciu wynoszącym niecałe 15 mld m^3. Można również efekt ten porównać do 6 mln ton paliw transportowych, przy obecnym rocznym ich zużyciu wynoszącym około 16 mln ton.

Wreszcie, efekt byłby porównywalny z produkcją elektrowni jądrowych, która byłaby możliwa dopiero po zainwestowaniu w te elektrownie około 180 mld zł. (Porównanie dotyczące elektrowni jądrowych pozostaje bardzo wymowne, jeśli nawet uwzględni się, a jest to potrzebne, że na oszacowany efekt zagospodarowania zasobów rolniczych tylko w połowie składa się energia elektryczna,

a w drugiej połowie ciepło. Z drugiej strony trzeba uwzględnić, że w rzeczywistości oszacowane nakłady musiałyby, powiększone o nakłady na rozwój sieci).

Poniżej przedstawiono trzy progresywne technologie, bazujące na zasobach rolniczych wynoszących 1 mln ha. Są to technologie, które można sukcesywnie wdrażać praktycznie od zaraz. Wdrożenie technologii, inaczej wykorzystanie zasobów wynoszących 1 mln ha daje, w aspekcie celu Pakietu 3x20 dotyczącego energii odnawialnej, następujące wyniki:

1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji: 80 × (0,35 + 0,50) TWh, czyli 28 MWh energii elektrycznej i 40 MWh ciepła, łącznie 68 TWh (praktycznie tyle ile potrzeba z rolnictwa energetycznego) do wypełnienia celu Pakietu 3x20).
2. Kogeneracja plus samochód elektryczny: 80 × (0,35 × 2,5 + 0,50) = 70 TWh „zaliczone" na rynku energii elektrycznej (na rynku transportu) i 40 MWh ciepła, łącznie 110 TWh, czyli więcej niż wynosi cały polski cel.
3. Kogeneracja plus pompa ciepła (do oszacowania przyjęto sprawność pompy ciepła na poziomie 4): 80 × 1,9 MWh = 150 TWh (jednorodnie na rynku ciepła), czyli znacznie więcej niż cały polski cel.

Na zakończenie uwag dotyczących zasobów rolnictwa energetycznego widzianych współcześnie przedstawia się interesujące oszacowanie wynikające ze spojrzenia retrospektywnego na te zasoby[55], uwzględniającego fakt, że rolnictwo zawsze było „kompozycją" rolnictwa żywnościowego i energetycznego (to ostatnie obejmowało hodowlę zwierząt pociągowych, w szczególności koni). Zgodnie z tym oszacowaniem do wyżywienia konia potrzebna jest jednostka paszowa wynosząca ok. 1,5 ha. Na tę jednostkę składa się 0,8 ha pastwiska (zielonka plus siano) oraz ok. 1,8 tony owsa rocznie, czyli plon owsa z około 0,7 ha (przy wydajności plonów 2,5 t/ha). W 1951 roku pogłowie koni wynosiło 2 800 000 sztuk, a do produkcji paszy wykorzystywano 4,3 mln ha. (Według opinii A Koniecko współczesne polskie rolnictwo, oprócz produkcji żywności i paszy dla koni, których jest jeszcze ponad 300 tys. sztuk, może produkować rośliny energetyczne na areale o wielkości około 3 mln ha bez obawy o wzrost cen żywności).

[55] A. Koniecko. Rośliny energetyczne były uprawiane od zawsze… www.klaster3x20.pl.

LISTA TECHNOLOGII URE

Jak podkreślono w rozdz. 7, odpowiedzią na wszystkie 5 zagrożeń dotyczących bezpieczeństwa energetycznego, jest energetyka odnawialna (rozproszona). Bardzo charakterystyczny jest w tym względzie gwałtowny wzrost w 2009 roku produkcji przemysłów URE: amerykańskiego (światowy lider w dziedzinie technologii biopaliw drugiej generacji), niemieckiego (światowy lider w dziedzinie technologii biogazowych opartych na wykorzystaniu substratów w postaci jednorocznych roślin energetycznych, i nie tylko), chińskiego (światowy lider w produkcji akumulatorów do samochodów elektrycznych, ale także do technologii zasobnikowych na rynku energii elektrycznej), indyjskiego (światowy lider w zakresie produkcji ogniw fotowoltaicznych).

Konsekwencją jest to, że musimy zmienić 100-letnie przyzwyczajenia, tj: 1° – przestać pytać ile odbiorcom potrzeba energii i jakie straty ponoszą, gdy energii nie otrzymują, 2° – zacząć mówić ile przemysł produkuje dóbr URE i ile konsumenci są skłonni ich kupić (pogodzić się ze zmianą rynku klienckiego/odbiorców na rynek konsumencki, prosumentów, na którym producenci URE będą namawiali konsumentów, aby dobra te kupowali).

Poniżej przedstawia się listę technologii URE (prostych i złożonych, w części już skomercjalizowanych, w części oczekujących dopiero na komercjalizację), a także charakterystyczne segmenty rynkowe ich wykorzystania oraz technologie integracyjne (zwiększające efektywność wykorzystania zasobów URE). Są to:

Technologie „proste". Są to:

1. Kolektor słoneczny – o potencjale technologii świadczy choćby polski przykład przemysłu URE – firma Watt, por. rozdz. 12, przykład 1.
2. Mikrowiatrak – o potencjale technologii świadczy rozwój konstrukcji umożliwiający wzrost sprawności mikrowiatraków do 60% – liczba Betza [3], w porównaniu ze sprawnością 30% dla klasycznych konstrukcji.
3. Pompa ciepła – o potencjale technologii świadczy wzrost jej sprawności do wartości nawet ponad 5, w porównaniu ze sprawnością wynoszącą przed paroma laty około 3.
4. Dom pasywny – o jego przyszłości zadecyduje to, czy architekci są zdecydowani zmienić jego estetykę w sposób zapewniający zrównanie kosztów domu pasywnego i tradycyjnego.

5. Samochód elektryczny – o przyszłości tego samochodu zadecyduje fakt, że energia pierwotna potrzebna do jego napędu może być nawet trzykrotnie mniejsza niż w wypadku samochodu tradycyjnego, a koszt „paliwa" nawet pięciokrotnie niższy, przy obecnych relacjach cen paliw transportowych i energii elektrycznej, w dodatku bez dyskontowania korzyści, które pojawią się przy internalizacji kosztów uprawnień do emisji CO_2; oczywiście, pozytywne efekty związane z samochodem elektrycznym będą mogły być ochronione, jeśli nie nastąpi eskalacja konsumpcjonizmu w obszarze związanym z tym samochodem, co zapewne będzie wymagać działań na rzecz autoograniczeń globalnego społeczeństwa.
6. Mikrobiogazownia – o potencjale technologii decyduje jej użyteczność w procesie modernizacji średniotowarowych gospodarstw rolnych; mikrobiogazownia umożliwia ich uprzemysłowienie, ale też zapewnia najbardziej zrównoważoną utylizację odpadów rolniczych i komunalno-bytowych w gospodarstwie oraz bardzo wysokie bezpieczeństwo energetyczne.
7. Biogazownia – o potencjale tej technologii decyduje jej użyteczność w procesie syntezy bezpieczeństwa energetycznego, żywnościowego i ekologicznego oraz syntezy ekonomiki w wymienionych trzech obszarach; biogazownia NaVaRo jest obecnie najbardziej efektywną technologią możliwą do wykorzystania w obszarze rolnictwa energetycznego, ogólnie biogazownia rolnicza umożliwia zrównoważoną utylizację odpadów pochodzących z dużych obiektów hodowanych i z przetwórstwa rolno-spożywczego, a także zapewnia wysokie bezpieczeństwo energetyczne gminie wiejskiej, w której jest zlokalizowana).
8. Źródło ORC – o potencjale technologii decyduje jej użyteczność w sytuacjach cechujących się potrzebą zagospodarowania dużych lokalnych zasobów biomasy leśnej i podobnej, a także zasobów pochodnych, występujących łącznie z dużym lokalnym zapotrzebowaniem na ciepło.
9. Minirafineria lignocelulozowa – technologia produkcji biopaliw płynnych drugiej generacji, między innymi z substratów odpadowych w produkcji rolnej na rynek żywnościowy, czyli z zasobów znajdujących się całkowicie poza konkurencją z żywnością.
10. Ogniwo fotowoltaiczne – o potencjale tej technologii świadczą choćby takie fakty, jak: jej komercyjna efektywność energetyczna wzrosła na świecie w ciągu dwóch lat z 10% do 20%, a osiągalna z 20% do 35%; ceny ogniw fotowoltaicznych, w przeliczeniu na moc szczytową, zmalały w Niemczech w 2009 roku o 25%, a osiągnięcie pełnej, bez systemów wsparcia, rynkowej konkurencyjności technologii jest prognozowane na lata 2012-2015).
11. Silnik Stirlinga – silnik, który przetwarza ciepło w energię mechaniczną, jednak bez procesu wewnętrznego spalania paliwa, a na skutek dostarczania ciepła z zewnątrz; dzięki temu możliwe jest zasilanie silnika ciepłem z dowolnego źródła, w tym ciepłem ze spalania paliw biomasowych.

12. Elektrownia wodna ultraniskospadowa – technologia zwiększająca zasoby ekonomicznego wykorzystania rzek do produkcji energii elektrycznej.
13. Spalarnia śmieci, a także technologie plazmowe utylizacji śmieci i inne – poprawiają ekonomikę utylizacji odpadów komunalnych.
14. Mikroźródło jądrowe – technologia kogeneracyjna, wykorzystująca reaktor jądrowy o jednostkowej mocy cieplnej wynoszącej kilka MW; nadaje się do współpracy z systemem elektroenergetycznym i do pracy autonomicznej (według wielu prognoz, można spodziewać się, że oferty handlowe na takie źródła pojawią się przed 2015 rokiem).

Technologie „złożone". Do tych technologii należą:

15. Źródło poligeneracyjne.
16. Technologie zasobnikowe.
17. Technologie oddolnego filaru bezpieczeństwa energetycznego.
18. Technologie zintegrowane funkcjonalnie.

Technologie przeznaczone dla charakterystycznych segmentów rynku popytowego. W tym wypadku chodzi o technologie takie, jak:

19. Dom „energetyczny" – 2,5 mln gospodarstw rolnych, 3 mln domów jednorodzinnych, 10 tys. nowych domów budowanych rocznie; istota: wykorzystanie ofert przemysłu URE do zintegrowanego zarządzania na rzecz pokrycia potrzeb obejmujących energię elektryczną, komfort cieplny, transport, w szczególności budowa oddolnego filaru indywidualnego bezpieczeństwa energetycznego; wykorzystanie technologii 1 do 5, 10, 15 do 18.
20. Gospodarstwo rolne „energetyczne" – 100 tys. gospodarstw wielkotowarowych; istota: dywersyfikacja produkcji/ryzyka gospodarstwa, utylizacja odpadów, budowa oddolnego filaru indywidualnego bezpieczeństwa energetycznego; wykorzystanie technologii 1 do 6, 10, 15 do 18.
21. Gmina wiejska „energetyczna" – 1600 gmin, istota: wykorzystanie zasobów rolnictwa energetycznego, utylizacja odpadów, budowa oddolnego filaru bezpieczeństwa energetycznego w ramach infrastruktury krytycznej; wykorzystanie technologii 1 do 10, 12 oraz 15 do 18.
22. Miasto (osiedle) „energetyczne" – istota: włączenie transportu w obszar energetyki miasta, utylizacja odpadów, budowa oddolnego filaru bezpieczeństwa energetycznego w ramach infrastruktury krytycznej; wykorzystanie technologii 1 do 5, 7, 10, 11, 13 do 18.

Technologie zwiększające efektywność energetyki rozproszonej (popytowo-podażowej). Są to:

23. Wirtualne źródło poligeneracyjne – istota tych technologii polega na zwiększeniu efektywności energetyki rozproszonej w aspektach: energetycznym, ekonomicznym i poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

24. *Smart Grid,* czyli inteligentne sieci – istotą tej technologii jest przeniesienie akcentu w skali społecznej z wytwarzania energii na zarządzanie energią, w szczególności w obszarze obejmującym użytkowanie energii elektrycznej i transport.

Sens dyrektywy 2009/28/WE w świetle uproszczonego bilansu energetycznego i emisji CO_2 dla pompy ciepła i samochodu elektrycznego. W dyrektywie 2009/28/WE pompa ciepła i samochód elektryczny zaliczane są do technologii preferowanych, ale korzyści z tym związane są osiągane praktycznie tylko wówczas, gdy do ich zasilania wykorzystuje się energię napędową ze źródeł odnawialnych. To oznacza, że rozwiązania preferencyjne dla tych technologii w gruncie rzeczy mają napędzać rozwój odnawialnych źródeł (wytwórczych) energii elektrycznej. (Oczywiście energią napędową, zarówno w wypadku pompy ciepła jak i samochodu elektrycznego, może być energia z innych nośników, na przykład z biogazu, ale na obecnym etapie technologicznym energia elektryczna ma w Europie znaczenie dominujące). W tabelach 2.5 i 2.6 porównano korzyści ze stosowania pomp ciepła i samochodów elektrycznych dla dwóch przypadków. Pierwszy jest związany z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni (kondensacyjnych) węglowych, czyli tych których w Polsce broni układ polityczno-korporacyjny. Drugi jest związany z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, takich jakie są preferowane przez UE.

Do oszacowań w tabeli 2.5 przyjęto, że pompa ciepła zastępuje kocioł węglowy (o sprawności eksploatacyjnej około 85%) w energochłonnym domu mieszkalnym, o rocznym zużyciu ciepła (na cele grzewcze, podgrzewanie ciepłej wody użytkowej i klimatyzację) wynoszącym 50 MWh. Przyjęto współczynnik COP (eksploatacyjny) równy 3. (W rzeczywistości, przed zastosowaniem pompy należałoby przeprowadzić termomodernizację domu, a także uwzględnić współpracę pompy z innymi źródłami ciepła, na przykład z kolektorem słonecznym). Sprawność elektrowni węglowej, zredukowanej w stopniu wynikającym ze strat sieciowych, przyjęto na poziomie około 33%. Z przedstawionych oszacowań wynika jednoznacznie, że stosowanie pomp ciepła zasilanych energią elektryczną z elektrowni węglowych nie ma uzasadnienia. Ma natomiast uzasadnienie ich stosowanie wtedy, gdy energią napędową jest energia elektryczna ze źródeł OZE.

Tabela 2.5.
Porównanie dla pompy ciepła, przy rocznej energii (końcowej) odniesienia równej 50 MWh, dom mieszkalny z lat 1970.
(opracowanie własne)

Lp.	Wielkość bilansowa	Źródło energii elektrycznej	
		elektrownia (kondensacyjna) węglowa	źródło OZE
1.	Energia odnawialna	10 MWh	50 MWh
2.	Redukcja emisji CO_2	0	18 ton
3.	Redukcja paliw kopalnych	10 MWh	60 MWh

Do oszacowań w tabeli 2.6 przyjęto, że energią odniesienia jest energia końcowa właściwa dla samochodu z silnikiem spalinowym (zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE jest to energia paliwa wlanego do zbiornika). Przyjęto ponadto, że spełnione zostaną przez Polskę warunki umożliwiające stosowanie, po 2011 roku, współczynnika przeliczeniowego wynoszącego 2,5 przy przeliczaniu rzeczywistej energii elektrycznej zużytej przez samochód elektryczny (wyprodukowanej w źródłach OZE) do celów rozliczeniowych z Komisją Europejską.

Tabela 2.6.
Porównanie dla samochodu elektrycznego, zastępującego samochód tradycyjny o zużyciu benzyny 6 l/100 km, przy rocznym przebiegu równym 20 tys. km i wynikającej stąd rocznej energii końcowej (odniesienia) równej 11 MWh (opracowanie własne)

Lp.	Wielkość bilansowa	Źródło energii elektrycznej	
		elektrownia (kondensacyjna) węglowa	źródło OZE
1.	Energia odnawialna	0	9 MWh
2.	Redukcja emisji CO_2	-2 tony (wzrost emisji)	2 tony
3.	Redukcja paliw kopalnych	0	11MWh

Sprawność elektrowni węglowej przyjęto taką, jak w przypadku oszacowań dla pompy ciepła (33%). Wyniki przedstawione w tabeli 2.6 pokazują, że stosowanie samochodów elektrycznych zasilanych energią elektryczną z elektrowni węglowych nie ma uzasadnienia, znacznie bardziej niż to jest przypadku pomp ciepła. Ma natomiast uzasadnienie korzystanie z samochodów elektrycznych wtedy, gdy są zasilane energią elektryczną ze źródeł OZE.

Smart Grid. Ta infrastruktura, to przede wszystkim: mikrosieci inteligentne prosumentów (w tym inteligentne liczniki), minisieci gmin wiejskich, sieci miast, sieci do realizacji nowych łańcuchów wartości – z uwzględnieniem samochodu elektrycznego. Zakłada się tu odwrócenie sposobu budowy infrastruktury *Smart Grid* w stosunku do obecnych koncepcji rozpatrywanych w krajowej energetyce WEK. Mianowicie, krajowe koncepcje (te, w które bardzo mocno angażuje się Urząd Regulacji Energetyki oraz PSE-Operator) polegają na budowie „totalnego" (odgórnego) systemu pomiarowego energii elektrycznej, obejmującego wszystkich odbiorców końcowych. Oczywiście, z góry trzeba założyć, że takim systemem są zainteresowane: 1° – silne grupy interesów skupione w przemyśle urządzeń pomiarowych i teleinformatycznym, 2° – operator przesyłowy, także operatorzy dystrybucyjni, na rynku energii elektrycznej. Z drugiej strony taki system, bardzo kosztowny, ale bez precyzyjnie określonej funkcjonalności, nie tylko nie daje korzyści odbiorcom, ale ma duży potencjał przekształcenia się w system „ucisku" odbiorców przez operatorów (w system o charakterze „dyrektywnym"). Ryzyko, o którym się tu pisze, potwierdzają doświadczenia włoskie. Mianowicie, Włochy zrealizowały system inteligentnych pomiarów energii elektrycznej

obejmujący ponad 30 mln odbiorców. Badania, które zostały przeprowadzone w celu określenia korzyści z budowy systemu wykazały, że nie więcej niż 4% odbiorców ma świadomość potencjału możliwości systemu (nie oznacza to, że mają z tego jakiekolwiek korzyści). Dlatego, polska strategia powinna polegać na budowie infrastruktury *Smart Grid* dla potrzeb prosumentów, czyli dla potrzeb zarządzania rozproszonymi źródłami wytwórczymi (w dodatku poligeneracyjnymi), w mniejszym stopniu dla potrzeb tradycyjnych odbiorców. Konsekwentnie, Polska powinna wykreować szerokie otoczenie na rzecz rozwoju takiej właśnie infrastruktury, w szczególności z instytucjami, które ogłosiły już program wspomagania rozwoju *Smart Grid* (do takich instytucji należy na przykład Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który w kolejnych latach ma wydać na ten cel 500 mln zł).

Środowisko. Na świecie – w Europie, w Ameryce Północnej, ale również w Chinach – powstają, w krótszych lub dłuższych procesach, „zielone" (zrównoważone, bezemisyjne, zero/plusenergetyczne) gminy wiejskie, dzielnice miast i miasta. Są to na przykład: Güssing w Austrii, Sztokholm, Malmoe i inne miasta w Szwecji, Freiberg w Niemczech, Toronto w Kanadzie, i wreszcie projekt miasta Tangshan w Chinach. Są to projekty, w których po pierwsze – utylizuje się odpady, a koszt utylizacji obniża się poprzez produkcję paliw/energii. Po drugie, wykorzystuje się lokalne zasoby OZE, ale tylko do poziomu ich przyrodniczych zdolności odtworzeniowych. Po trzecie, zmienia się własne zachowania (redukuje się własne potrzeby energetyczne do zasadnych i do poziomu, który jest warunkowany lokalnymi zasobami). Wszystkie te projekty wskazują na to, że koncepcja człowieka progresywnego (realizującego swoje cztery podstawowe potrzeby: zakorzenienia, twórczości, tożsamości i ustosunkowania) ma wielką szansę rozwoju w horyzoncie 2050.

rozdział jedenasty

POCZĄTEK KONFRONTACJI DWÓCH MODELI: ENERGETYKA WEK VERSUS OZE/URE

Analiza przedstawionej w rozdz. 10 listy technologii URE (gwałtownie rozszerzającej się) wskazuje na zasadność stwierdzenia, że można już przystąpić do przełamywania nieefektwności korporacyjnej energetyki wielkoskalowej (nieefektywności pod względem istoty takiej jaka cechowała gospodarkę centralnie planowaną, czyli socjalistyczną), wykorzystując do tego nowe technologie.

Oczywiście, nie chodzi o zmiany rewolucyjne, ale o nowy etap (po etapie TPA) budowania konkurencji i równowagi rynkowej w energetyce, a zarazem bezpieczeństwa energetycznego w procesie OZE/URE vs WEK.

Należy przyjąć, że proces będzie się odbywał w środowisku zintegrowanych (!!!) działań na rzecz łącznej realizacji trzech celów Pakietu 3x20. Jest to ważne, zwłaszcza w aspekcie silnej współzależności emisji CO_2 od udziału energii odnawialnej w rynku energii końcowej. Jeśli zostaną wykorzystane w Polsce zróżnicowane ekonomiczne zasoby energii odnawialnej (w sensie takim, jaki wynika z inkorporacji kosztów środowiska do kosztów paliwa), to cel dotyczący udziału tej energii w rynkach końcowych, wymagany przez dyrektywę 2009/28/WE, zostanie spełniony z dużą nadwyżką, a dwa pozostałe cele zostaną spełnione praktycznie „automatycznie".

Jednocześnie podkreśla się tu, że absolutnie niezbędnym warunkiem technologicznej przebudowy energetyki jest stopniowa alokacja jej regulacji z poziomu rządowego (na którym powinny pozostać regulacje dla energetyki wielkoskalowej, dla segmentu ETS) na poziom samorządowy (energetyka rozproszona, segment non-ETS). Modernizacja regulacji energetyki powinna uzyskać, jako istotny warunek modernizacji całej polskiej gospodarki, właściwą rangę w programach wyborczych (parlamentarnych w 2011 roku), a także w polskiej prezydencji w 2011 roku.

Jest to zwłaszcza ważne po tym, jak polskie pozorne sukcesy w 2009 roku w UE na rzecz koncesji dla energetyki korporacyjnej, zaczynają się szybko przekształcać w wielkie rzeczywiste kłopoty (polskie zaangażowanie w technologie CCS, złagodzenie dla Polski wymagań dotyczących aukcji uprawnień do emisji CO_2 w latach 2013-2020).

Duże znaczenie ma także agresywna rządowa polityka na rzecz programu rozwoju energetyki jądrowej, przejęta już w bardzo niebezpiecznym stopniu przez korporacyjną elektroenergetykę. Koszty bezpośrednie tej polityki będą

bardzo duże. Jednak ważniejsze są koszty pośrednie związane z blokowaniem rozwoju innowacyjnej energetyki rozproszonej.

Czynnikiem, który znacznie przyspieszy przebudowę starej energetyki w nową, jest uzgodniona w 2009 roku przez kraje G20, likwidacja subsydiów energetycznych. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej, subsydia te wyniosły w 2008 roku około 560 mld USD, czyli znacznie więcej niż pokazywały to wcześniejsze szacunki (około 300 mld USD). Zlikwidowanie subsydiów zmniejszy znacząco zużycie paliw pierwotnych, ale zwiększy jednocześnie konkurencyjność odnawialnych źródeł energii.

Nowy układ sił – energetyka OZE/URE vs energetyka WEK. Poniżej przedstawia się nowy układ sił głównie w kontekście podmiotowym, ale szeroko zarysowanym. Jest to układ obejmujący korporacje energetyczne (energetykę WEK) wraz z ukształtowaną przez 100 lat „infrastrukturą" lobbingową (stowarzyszenia), przemysł WEK i odbiorców. Po drugiej stronie, na razie znacznie słabszej, jest wielka różnorodność podmiotów od niezależnych wytwórców po prosumentów (ze stowarzyszeniami, samorządami, przemysłem URE pośrodku).

Energetyka WEK, to potężne korporacje. Oczywiście, nie tylko, ale na pewno stanowią one trzon energetyki WEK w Polsce. Są to następujące korporacje: elektroenergetyczna (główni gracze to: PSE-Operator, PGE+Energa, Tauron, Enea, Vattenfall, RWE, EdF, GdFSUEZ EP), ciepłownicza (największe przedsiębiorstwa to: Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej, Dalkia, Fortum), gazownicza (operator przesyłowy GAZ-System i monopolis-tyczny PGNiG), paliw płynnych (główni gracze to: PERN Przyjaźń, PKN Orlen, Lotos, Naftobazy), górnicza (najważniejsze przedsiębiorstwa na tym rynku to: KW, KHW, JSW, Bogdanka).

1. **Stowarzyszenia w energetyce WEK.** Integralną częścią każdej korporacji funkcjonującej w energetyce WEK są stowarzyszenia/izby, lobbujące w rządzie i w parlamencie na rzecz interesów swoich członków (tradycje wywierania presji na regulacje prawne są w energetyce WEK bardzo silne). W elektroenergetyce najsilniejszymi stowarzyszeniami są: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Towarzystwo Gospodarcze Elektrownie Polskie, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych i wiele innych. W ciepłownictwie jest to Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie a w gazownictwie – Izba Gospodarcza Gazownictwa. I tak dalej.
2. **Przemysł WEK.** Oprócz korporacji (wraz ze stowarzyszeniami) do energetyki WEK zalicza się globalny przemysł WEK, produkujący dobra inwestycyjne. Na przykład w elektroenergetyce do grupy tej należą takie przedsiębiorstwa jak: General Electric, Westinghouse, Foster Wheeler – w USA, oraz Alstom, Siemens, ABB, Areva – w Europie.
3. **Odbiorcy.** Na końcu łańcucha wartości w energetyce WEK są odbiorcy paliw/energii (węgla, paliw płynnych, gazu, energii elektrycznej, ciepła). Jest to bez wątpienia najsłabsze ogniwo łańcucha.

4. **Niezależni inwestorzy.** W pierwszym etapie rozwoju energetykę OZE/URE tworzą niezależni inwestorzy, którzy w warunkach ograniczania konkurencji przez układ rządowo-korporacyjny na ogół szybko wchodzą w rolę inwestorów branżowych, czyli naśladują energetykę korporacyjną. Są przy tym sprawniejsi, lepiej rozumieją rynek. Przykładem jest energetyka wiatrowa, w której inwestorzy niezależni mają udział ponad 95% (przy mocy zainstalowanej wynoszącej około 1100 MW).

5. **Stowarzyszenia niezależnych inwestorów.** Niezależni inwestorzy organizują się na wzór energetyki korporacyjnej w stowarzyszenia. W wyniku takich działań, w ciągu kilku zaledwie lat powstało w Polsce kilkanaście stowarzyszeń działających w obszarze energetyki OZE/URE. W 2009 roku większość z nich utworzyła Polską Radę Koordynacyjną OZE, skupiającą 13 stowarzyszeń, takich jak: Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej, Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej, Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej, Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, Polska Izba Biomasy, Krajowa Izba Biopaliw, Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne, Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej, Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła, Polskie Towarzystwo Fotowoltaiczne, Mazowiecka Agencja Energetyczna. Łącznie stowarzyszenia te reprezentują około 700 przedsiębiorstw.

6. **Energetyczne miasta.** Najbardziej dynamicznym segmentem energetyki OZE/URE w ostatnich latach staje się jednak światowe stowarzyszenie Energy Cities założone w 1990 roku. Związane z nim jest europejskie Porozumienie Burmistrzów/Wójtów, do którego, w ciągu ostatnich dwóch lat, przystąpiło ponad 1600 miast. Polska jest reprezentowana w Porozumieniu przez ponad 30 miast, w tym przez Bielsko Białą – pierwsze polskie miasto w Energy Cities, a także przez Kraków, Warszawę.... Najbardziej charakterystycznym trendem w działalności Energy Cities w UE jest dążenie do realizacji celów Pakietu 3x20 za pomocą poprawy efektywności energetycznej w budownictwie (dom plusenergetyczny) oraz w transporcie (samochód/autobus elektryczny).

7. **Platforma IGW (Innowacyjna Gmina Wiejska).** Nawet gminy wiejskie zaczynają się przygotowywać do działań na rzecz aktywnego udziału w energetyce OZE/URE. W ramach Platformy IGW kształtują się zróżnicowane modele aktywności gminy wiejskiej w obszarze gospodarki energetycznej. Najbardziej charakterystyczne są dotychczas takie modele jak: Model Gminy Gierałtowice, z centrami energetycznymi powiązanymi z infrastrukturą krytyczną gminy; Model Gminy Zagórz, z gminnym przedsiębiorstwem infrastrukturalnym obejmującym energetykę, w tym elektroenergetyczna sieć rozdzielczą o istotnym znaczeniu dla gminy; oraz Model Gminy

Kleszczów, z elektroenergetyczną siecią rozdzielczą, obejmującą silną sieć 110 kV, zasilającą wysoko uprzemysłowione strefy.

8. **Ciepłownictwo, poza wielkimi elektrociepłowniami zawodowymi i największymi przedsiębiorstwami sieciowymi, takimi jak Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej.** Polskie ciepłownictwo (przedsiębiorstwa ciepłownicze) jako pierwsze w kraju rozpoczęło działania na rzecz wykorzystania krajowego potencjału kogeneracji rozproszonej. Liderami w tym zakresie są takie przedsiębiorstwa jak: Dalkia, Fortum, PEC Siedlce, ECO (Energetyka Cieplna Opolszczyzny) i wiele innych. W tym segmencie obecnie realizuje się najwięcej projektów kogeneracyjnych na gaz ziemny.

9. **Odbiorcy przemysłowi.** Kolejnym segmentem energetyki OZE/URE są odbiorcy przemysłowi. Oni również organizują się w stowarzyszenia. Przykładem jest prężnie działające Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, utworzone w 2007 roku. Innym przykładem jest Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, utworzona w drugiej połowie lat 90. Jednak nową jakością jest uczestnictwo przemysłu w realizacji celów Pakietu 3x20. Spektakularne przykłady w tym obszarze pochodzą na razie głównie z Niemiec. Na przykład niemiecki Viessmann zakończył pełnym sukcesem wdrożenie programu Efektywność Plus, umożliwiającego mu realizację celów Pakietu 3x20 już w 2009 roku, a nie dopiero w 2020. Kluczowe znaczenie ma fakt, że krajowa energetyka przemysłowa (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii) w 2010 roku oficjalnie ukierunkowała swoją strategię na efektywność energetyczną i autogenerację.

10. **Przemysł energetyki rozproszonej.** Kluczowym segmentem energetyki OZE/URE jest oczywiście przemysł URE i związane z nim sieci dystrybucji urządzeń OZE/URE. Wyprodukowane w fabrykach urządzenia rozproszonej energetyki są dystrybuowane z wykorzystaniem kontenerów i na końcu sprzedawane w marketach. Przemysł URE działający podobnie jak przemysł AGD, staje się potężną siłą, dynamizującą gospodarkę. Siłą urządzeń URE będzie ich certyfikacja/homologacja, która zapewni prosumentom możliwość pokonania barier tworzonych przez struktury administracyjne (system pozwoleń, koncesji...) i struktury operatorskie (utrudnienia w zakresie przyłączania źródeł do sieci). Charakterystycznym przedstawicielem przemysłu OZE/URE jest Viessmann w Niemczech (i na rynku globalnym). Przede wszystkim jest to jednak obecnie przemysł ICT (*Information and Communication Technology)* zdolny na przykład do bardzo szybkiego zwiększenia na wielką skalę produkcji ogniw fotowoltaicznych, por. rozdz. 12. Podkreśla się, że na początku łańcucha wartości w energetyce OZE/URE jest prosument i to stanowi główną zmianę jakościową, podobną do tej która jest charakterystyczna dla bardzo konkurencyjnych rynków

i polega na tym, że producent (ubrań, urządzeń AGD…) realizuje strategię zbliżenia się do konsumenta za pomocą sieci supermarketów i sklepów internetowych.

11. **Energetyka WEK oraz energetyka OZE/URE na mapie interesów.** Do polskiego rządu i parlamentu dostęp ma na razie głównie energetyka WEK, i to ona odgrywa ciągle zasadniczą rolę w kształtowaniu polskiej polityki energetycznej. Do Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego dostęp ma głównie energetyka OZE/URE: europejskie stowarzyszenia energii odnawialnej (wiatrowej, słonecznej, biomasowej...), stowarzyszenie Energie Cities, a także przemysł OZE/URE. I to właśnie energetyka OZE/URE odgrywa już zasadniczą rolę w kształtowaniu unijnych rozwiązań w obszarze energetyki.

rozdział dwunasty

SZCZEGÓŁOWE PRZYKŁADY ROZWIĄZAŃ OBRAZUJĄCYCH NOWE TRENDY

Poniżej przedstawia się cztery charakterystyczne przykłady „siły" technologii URE. Pierwszy pokazuje „siłę" zautomatyzowanej produkcji kolektorów słonecznych. Przykłady drugi i trzeci pokazują potencjał technologii URE w zastosowaniu do indywidualnego domu mieszkalnego: ogrzewanego kotłem gazowym i węglowym, odpowiednio. Wreszcie czwarty pokazuje udział biogazowni w gospodarce energetycznej gminy wiejskiej. Wszystkie cztery przykłady są zaprezentowane w kontekście celów Pakietu 3x20. Przy tym, we wszystkich przykładach ujęcie bilansowe jest dominujące. Ekonomika jest pokazana tylko kierunkowo w trzecim przykładzie. W tym przypadku chodzi o pokazanie ekonomiki, w której decydujące są nowe preferencje prosumenta. Ta ekonomika będzie nabierać znaczenia wraz z rozwojem rynku technologii URE. Przykłady pierwszy i czwarty nie uwzględniają w ogóle ekonomiki. Ale są to technologie, które już obecnie (w niesprzyjającym środowisku regulacyjnym), są stosowane wyłącznie według komercyjnych kryteriów (tradycyjnej ekonomiki).

Przykład 1. Firma (polska) Watt – charakterystyczny przykład potrzeby nowego myślenia. Firma (fabryka) powstała od „zera" i w ciągu kilku lat (6 lat) uzyskała pozycję lidera w Europie na rynku produkcji kolektorów słonecznych, płaskich i próżniowych. W maju 2011 roku nastąpiło oficjalne uruchomienie w Sosnowcu fabryki kolektorów WATT o sprawności do 85%, w której (po przeniesieniu produkcji z Piekar Śląskich) można produkować na zautomatyzowanych liniach przemysłowych, 2500 m^2 kolektorów dziennie (prawdopodobnie najnowocześniejszych na świecie). Fabryka produkuje na razie kolektory, niestety głównie na eksport. Inwestycja ta kosztowała 55 mln zł, przy tym uzyskane środki unijne zapewniły sfinansowanie 33% nakładów inwestycyjnych.

Polityczno-korporacyjna energetyka zapewne nie przejęła się informacją, a powinna, i to bardzo. Załóżmy, że 10-letnia (narastająca do 2020 roku) produkcja kolektorów wyniesie 5 mln m^2 (założenie bardzo ostrożne). W takim razie roczna produkcja ciepła, liczona jako efekt tej produkcji, to około 3 TWh[56]. W kontekście Pakietu 3x20 oznacza to trzy bardzo istotne efekty. Są one następujące.

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

1. Roczna produkcja energii odnawialnej wynosząca około 0,5% w stosunku do wszystkich trzech rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) pozwoli realizować ponad 3% polskiego celu dotyczącego energii odnawialnej.
2. Roczne wypieranie emisji CO_2 z pieców/kotłowni węglowych wynoszące około 1,5 mln ton pozwoli realizować około 2,5% drugiego polskiego celu.
3. Roczna redukcja zużycia paliw kopalnych (węgla) wynosząca około 5,3 TWh, lub inaczej wyparcie z rynku prawie 0,75 mln ton węgla (efekt wypierania źródeł ciepła o niskiej sprawności) pozwoli realizować prawie 3% trzeciego polskiego celu.

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

Przykład 2. Dom Energetyczny (DE) jako oddolny filar bezpieczeństwa energetycznego i sposób na realizację celów Pakietu 3x20 – przejście od domu ogrzewanego kotłem gazowym. Do oszacowań przyjmuje się następujące roczne dane wyjściowe dla domu zamieszkałego przez 3-osobową rodzinę: zużycie energii elektrycznej 3 × 1,5 MWh = 4,5 MWh, zużycie gazu (na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej) 2000 m^3, czyli 20 MWh, zużycie benzyny (dla jednego samochodu, przy przebiegu wynoszącym 15 tys. km) około 0,8 tony, czyli około 9 MWh. Łączne zużycie energii końcowej wynosi około 30 MWh (podkreśla się, że nie jest to prosta suma określonych powyżej energii: 4,5 MWh, 20 MWh i 9 MWh).

Zakłada się, że modernizacja gospodarki energetycznej do postaci DE obejmie instalację mikroźródła wiatrowego o mocy 2 kW, zamianę kotła gazowego na pompę ciepła oraz zamianę samochodu benzynowego na elektryczny. Mikroźródło wiatrowe zapewni roczną produkcję energii elektrycznej wynoszącą 4 MWh. Roczne zapotrzebowanie pompy ciepła na energię napędową wyniesie około 6 MWh energii elektrycznej (przy sprawności nie mniejszej niż 4,5). Z kolei roczne zapotrzebowanie samochodu elektrycznego na energię elektryczną wyniesie nie więcej niż 4 MWh. Łączne roczne zapotrzebowanie DE na energię elektryczną wyniesie w takim razie około 15 MWh.

Z oszacowań widać, że w DE występuje naturalne zrównoważenie energii elektrycznej produkowanej w mikroźródle wiatrowym i potrzebnej do zasilania samochodu elektrycznego. Dzięki temu z tytułu technologii funkcjonalnie zintegrowanej (poprzez wirtualny rynek handlu prawami majątkowymi), obejmującej

mikroźródło wiatrowe i samochód elektryczny, powstaje możliwość zaliczenia do celu Pakietu 3x20 energii odnawialnej równej 4 MWh × 2,5 = 10 MWh (2,5 jest współczynnikiem przeliczeniowym wynikającym z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z kwietnia 2009 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych[57]).

Łączna (z uwzględnieniem pompy ciepła) realizacja celu Pakietu 3x20 dotyczącego energii odnawialnej w DE wynosi nie mniej niż 24 MWh (przy odliczeniu od produkcji ciepła w pompie energii napędowej w postaci energii elektrycznej produkowanej w źródłach węglowych), a to stanowi 80% energii końcowej. Jest to zatem wartość wielokrotnie przekraczająca polski (procentowy) cel.

W przypadku celu dotyczącego redukcji emisji CO_2 sytuacja nie jest już tak korzystna. Mianowicie, przed modernizacją, roczna emisja CO_2 wynosi około 11 ton (5 ton – emisja związana ze zużyciem energii elektrycznej, 4 tony – emisja związana z wytwarzaniem ciepła w kotle gazowym, 2 tony – emisja związana z użytkowaniem samochodu benzynowego). Jeśli energia elektryczna do napędu pompy ciepła jest produkowana w dużej kondensacyjnej elektrowni węglowej, to w DE ma „przypisaną" emisję CO_2 wynoszącą również 11 ton. Obniżenie emisji CO_2 o 20% (rocznie o 2,2 tony) wymagałoby dodatkowej produkcji energii elektrycznej w źródle OZE wynoszącej około 2 MWh. Energię tę można wyprodukować np. poprzez zwiększenie mocy mikroźródła wiatrowego do 3 kW lub w ogniwie fotowoltaicznym o powierzchni 10 m^2 (przy obecnej komercyjnej efektywności konwersji energii słonecznej w ogniwie wynoszącej 20%).

Przykład 3. Dom Energetyczny jako oddolny filar bezpieczeństwa energetycznego i sposób na realizację celów Pakietu 3x20 – przejście od domu ogrzewanego kotłem węglowym[58]. Przykład dotyczy domu o powierzchni użytkowej 150 m^2, wybudowanego w latach 1970. Na energetyczne „wyposażenie" domu składają się: przyłącze elektryczne, kocioł węglowy, 2 ogrzewacze ciepłej wody użytkowej (jeden – zintegrowany z kotłem węglowym, użytkowany w okresie grzewczym, drugi – elektryczny, użytkowany poza okresem grzewczym), samochód (Punto).

Wyjściowy roczny bilans energetyczny domu (bilans zużycia energii) jest następujący: energia elektryczna – 4 MWh, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa

---

[57] Sposób stosowania tego współczynnika jest na razie sprawą otwartą. Zastosowanie takie jak w dokonanym oszacowaniu jest obwarowane spełnieniem określonych warunków (zużycie energii elektrycznej przez samochody elektryczne nie może przekroczyć jej produkcji w źródłach OZE). Jest to regulacja, która może być usankcjonowana przez Komisję Europejska w 2011.

[58] Do opracowania przykładu wykorzystano pracę studenta D. Tobiczyka (Politechnika Śląska, prowadzący J. Popczyk. Praca dostępna na stronie www.klaster3x20.pl). Dom stanowiący przedmiot pracy jest domem rzeczywistym, tak jak wszystkie dane charakteryzujące „gospodarkę" energetyczną tego domu. Sprawa modernizacji domu do postaci Domu Energetycznego jest na razie otwarta, ale student/właściciel po wykonaniu w ramach pracy grubych oszacowań ekonomicznych rozważa taką możliwość.

w okresie grzewczym) – 35 MWh, benzyna – 11 MWh. Roczne koszty energii/paliw, łącznie z podatkami (VAT-em i akcyzą) ponoszone przez właściciela wynoszą (według poziomu cen 2009): energia elektryczna – 1,8 tys. zł, węgiel – 3,3 tys. zł, benzyna – 5,2 tys. zł. Wreszcie, roczny bilans emisji CO_2 jest następujący: energia elektryczna – 4 tony, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa w okresie grzewczym) – 13 ton, samochód – 3 tony.

Założono, że energetyczna modernizacja domu będzie polegać na: wykonaniu termomodernizacji, zainstalowaniu pompy ciepła (o mocy elektrycznej 1,4 kW), mikrowiatraka (o mocy 3 kW) oraz panelu fotowoltaicznego (o mocy 5,4 kWp), a także zamianie samochodu z silnikiem spalinowym na samochód elektryczny.

Roczny bilans energetyczny domu po modernizacji jest następujący. Energia elektryczna: produkcja – 16 MWh, zużycie (AGD, pompa ciepła, samochód elektryczny) – 12 MWh.

Budżet na modernizację, wynikający z zasady kosztu unikniętego, oszacowany został w pracy bardzo zachowawczo. W szczególności korzyści właściciela domu oszacowano dla okresu 10 lat (czas życia pompy ciepła przekracza natomiast 20 lat), przy rocznym ponad-inflacyjnym wzroście cen paliw i energii wynoszącym 3% i stałej referencyjnej cenie uprawnień do emisji CO_2 wynoszącej 40 euro/tona). Oszacowany budżet wynosi około 190 tys. zł. (140 tys. zł – uniknięte koszty paliw i energii, 30 tys. zł – uniknięta podwyżka kosztów właściciela domu związana ze skutkami wynikającymi z inkorporacji kosztów środowiska do kosztów paliwa, 20 tys. zł – sprzedaż energii elektrycznej).

Wykorzystanie oszacowanego budżetu jest bez wątpienia bardzo atrakcyjną opcją dla właściciela domu. Oczywiście, pozostaje tu wiele spraw do znacznie głębszego przeanalizowania. Bezdyskusyjna jest natomiast, w świetle uzyskanych wyników, zasadność badań na rzecz nowego podejścia w „gospodarce" energetycznej domu.

Przykład 4. Wkład modelowej biogazowni (zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym) w realizację celów Pakietu 3x20 w gminie wiejskiej. W przypadku gminy wiejskiej (energetycznej) – GWE bardzo użyteczną technologią jest biogazownia o mocy w paliwie pierwotnym (w biogazie) wynoszącej 3-6 MW (biogazownia taka może być zintegrowana technologicznie ze źródłem kogeneracyjnym lub pracować na lokalną sieć biometanową o rocznej zdolności dystrybucyjnej czystego biometanu na poziomie około 2,5-5 mln m^3).

Poniżej przedstawia się trzy warianty analizy/wyników dla GWE z biogazownią. Pierwszy wariant dotyczy przypadku, kiedy w Polsce nie zostaną stworzone ramy prawne do wykorzystania samochodu elektrycznego i pompy ciepła na rzecz realizacji celów Pakietu 3x20 (nie zostaną też wdrożone mechanizmy wsparcia rozwoju rynków samochodów elektrycznych i pomp ciepła). Jest to wariant skrajnie pesymistyczny (w dotychczasowych, spektakularnych, przykładach nie był on brany pod uwagę). Drugi wariant dotyczy przypadku integracji

funkcjonalnej obejmującej biogazownię i samochód elektryczny. Trzeci wariant dotyczy przypadku integracji funkcjonalnej obejmującej biogazownię i pompę ciepła.

Charakterystyka modelowego/referencyjnego źródła kogeneracyjnego zasilanego biogazem (z biogazowi) jest następująca: moc elektryczna 2 MW_{el}, moc cieplna 2,25 MW_c („struktura" sprawności elektrycznej i cieplnej oraz strat, w procentach: 40%/45%/15%). Roczny czas pracy szczytowej – 8000 h. Dla przyjętych założeń roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 16 GWh, a roczna produkcja ciepła 18 GWh.

Wariant 1. Ciepło jest zaliczone do celu Pakietu 3x20 dotyczącego energii odnawialnej. Energia elektryczna ze źródła kogeneracyjnego zintegrowanego z biogazownią wypiera produkcję z elektrowni kondensacyjnej o krańcowej emisyjności wynoszącej 1,3 t/MWh_{el} (wartość uwzględniająca straty sieciowe). Ciepło ze źródła kogeneracyjnego zintegrowanego z biogazownią wypiera produkcję z przeciętnego pieca węglowego o średniej emisyjności wynoszącej 0,6 t/MWh_c (emisyjność została wyliczona dla sprawności pieca węglowego 50%).

Wariant 2. Energia elektryczna jest wykorzystana do zasilania samochodów elektrycznych (modelowy samochód o zużyciu benzyny 6 l/100 km, czyli 56 kWh/100 km, emisji CO_2 wynoszącej 160 g/km zastępuje się samochodem elektrycznym o zużyciu energii elektrycznej 27 kWh/100 km). Ciepło jest zaliczone do celu Pakietu 3x20 dotyczącego energii odnawialnej.

Wariant 3. Energia elektryczna jest wykorzystana jako energia napędowa do pompy ciepła (przyjmuje się w tym przypadku sprawność pompy ciepła bardzo konserwatywnie, mianowicie na poziomie 3,5). Ciepło z kogeneracji jest zaliczone do celu Pakietu 3x20 dotyczącego energii odnawialnej. Ciepło zarówno z kogeneracji jak i z pompy ciepła wypiera produkcję z przeciętnego pieca węglowego o średniej emisyjności wynoszącej 0,6 t/MWh_c.

Zakłada się, że biogazownia (z agregatem kogeneracyjnym) jest zlokalizowana w (typowej) gminie wiejskiej, zamieszkanej przez 12,5 tys. osób. Zużycie roczne energii w gminie, łączne na potrzeby mieszkańców, obiektów publicznych i przedsiębiorców (w tym usług) wynosiło w 2009 roku: energia elektryczna – 10 GWh, ciepło – 80 GWh, paliwa transportowe – 40 GWh. Łączny roczny rynek energii końcowej wynosił zatem około 130 GWh. Roczna emisja CO_2 wynosiła około 45 tys. ton (emisja związana z rynkiem energii elektrycznej – około 13 tys. ton, z rynkiem ciepła – produkowanego głównie w źródłach węglowych – około 24 tys. ton, z rynkiem transportowym – około 8 tys. ton). Roczne zużycie paliw pierwotnych wynosiło około 190 GWh.

Szacunkowa prognoza dla poszczególnych rocznych wielkości na 2020 rok jest, w scenariuszu *„business as usual"*, w szczególności bez biogazowni, następująca: rynek energii końcowej – około 150 GWh, emisja CO_2 – około 45 tys. ton, zużycie paliw pierwotnych – około 190 GWh. Roczne cele Pakietu 3x20 dla gminy

wynoszą zatem: energia odnawialna – 22,5 GWh, redukcja emisji CO_2 – 9 tys. ton, redukcja zużycia paliw pierwotnych – 38 GWh. Poziom realizacji celów Pakietu 3x20 za pomocą biogazowi (zintegrowanej z agregatem kogeneracyjnym) przedstawiono w tabeli 2.7. Widać, że zastosowane rozwiązanie jest bardzo skuteczne (w rzeczywistości trzeba jeszcze wykonać wiele badań weryfikacyjnych, aby potwierdzić przedstawione wyniki).

Tabela 2.7.
„Wkład" biogazowni 2 MW_{el} w realizację celów Pakietu 3x20 w gminie
(opracowanie własne)

Cel	Wariant 1		Wariant 2		Wariant 3	
	j.n.	%	j.n.	%	j.n.	%
1	34 GWh	150	58 GWh	207	74 GWh	330
2	32 tys. ton	350	27 tys. ton	300	44 tys. ton	490
3	49 GWh	130	29 GWh	76	145 GWh	380

Inne przykłady, z obszaru przemysłu ICT i rynku samochodów elektrycznych (w tym infrastruktury do ich ładowania). Do przedstawionych czterech przykładów warto dołączyć skrócone informacje obrazujące początki tworzenia rynku samochodów elektrycznych w Polsce, a także przedstawiające polski potencjał rozwojowy w przemyśle ICT, w części związanej z infrastrukturą do ładowania samochodów elektrycznych oraz z produkcją na rzecz energetyki fotowoltaicznej. Informacje te pokazują na razie bardzo złą sytuację. Na przykład, potencjał rozwoju przemysłu ICT wprawdzie istnieje, ale brakuje chłonności polskiego rynku, blokowanego złymi regulacjami w energetyce OZE/URE.

1. **Mitsubishi i Firma e+ (należąca do Grupy Polenergia) – samochody elektryczne.** Oficjalne wejście marki Mitsubishi na rynek polski z fabrycznymi samochodami elektrycznymi nastąpiło w maju 2011 roku. W ciągu miesiąca, do czasu oficjalnego wejścia na polski rynek, importer marki sprzedał około 50 samochodów (na razie jest to sprzedaż kierowana, głównie klientom instytucjonalnym). Firma e+ w tym samym czasie rozpoczęła instalację terminali ładowania samochodów elektrycznych w warszawskich centrach handlowych i ogłosiła swój model biznesowy, którego istotą jest rola ogniwa pośredniego między producentami/dostawcami samochodów elektrycznych i odbiorcami flotowymi (z zastosowaniem leasingu/wynajmu).
2. **Firma Ekoenergetyka-Zachód – terminale do ładowania samochodów.** Firma została utworzona w sierpniu 2009 roku przez absolwentów (z 2009 rok) Uniwersytetu Zielonogórskiego i działała jeszcze w Inkubatorze Innowacyjności tego Uniwersytetu. Specjalizuje się ona w urządzeniach *Smart Grid*, zatrudnia 25 osób i korzysta (komercyjnie) z kompetencji środowiska uczelnianego. Firma ta wyprodukowała na rynek niemiecki 400 terminali ładowania samochodów elektrycznych (w 2011 roku rozpoczęła produkcję

terminali szybkiego ładowania). Na razie (połowa 2011 roku) firma nie sprzedaje na rynek polski ze względu na brak zamówień.

3. **Firma Jabil – ogniwa fotowoltaiczne.** Jest to firma z Kwidzynia, produkująca zespoły (w szczególności monitory) do telewizorów. W 2009 roku za 75 mln zł zrealizowała inwestycje umożliwiające produkcję ogniw fotowoltaicznych. W 2009 roku fabryka wyprodukowała ogniwa o łącznej mocy 45 MW_p, ale w 2010 roku była to już produkcja ogniw o łącznej mocy równej 600 MW_p (roczna produkcja energii elektrycznej odpowiadająca tej mocy w warunkach polskich wyniosłaby około 0,5-0,6 TWh). Zamówienia, które fabryka dotychczas uzyskała pochodziły głównie z Niemiec, natomiast polski rynek nie był nimi zainteresowany (należy jednak oczekiwać, że sytuacja w kolejnych latach ulegnie zasadniczej zmianie).

CZĘŚĆ TRZECIA

DELFICKA PRZYSZŁOŚĆ

rozdział trzynasty

CZAS WIELKICH SYNTEZ

Synergetyka. Świat wszedł w proces nowej konsolidacji kompetencji. Przesłanki technologiczne, ekonomiczne/biznesowe i społeczne procesu narastały od dawna, a kryzys finansowo-ekonomiczny 2007-2010 tylko znacznie przyspieszył bieg wydarzeń.

Pojęcie synergetyki wprowadzone zostało przez autora w 2009 roku, przy czym wówczas jeszcze bez pełnej świadomości jego potencjału objaśniającego, do opisania tego co można, w kontekście energetyki, antycypować jako V falę innowacyjności. Jeśli się oczywiście uzna, że wcześniejsze cztery były następujące: I – górnictwo i maszyna parowa, fabryka i kolej, II – elektryka/elektroenergetyka, ropa naftowa i samochód, III – wynalazki na potrzeby II wojny światowej i energetyka jądrowa, IV – elektronika i komputery, telekomunikacja i Internet, zasada TPA i energetyka gazowa.

Istotą fal I do IV były wynalazki techniczne, które tworzyły branże: górniczą, elektroenergetyczną (w tym energetykę jądrową), paliw płynnych, samochodową, telekomunikacyjną i inne, oraz zmieniały życie codzienne człowieka. Istotą fali V będzie natomiast synteza prowadząca do ulepszeń technicznych, organizacyjnych i ekonomicznych powodujących wielką alokację zasobów, na bardziej zrównoważoną, i także przekładająca się na zmiany życia codziennego człowieka.

W takim kontekście synergetyka – zdefiniowana jako synteza długoterminowych przemian strukturalnych (technologicznych, ekonomicznych i społecznych) obejmujących budownictwo (inteligentny dom plusenergetyczny), transport (samochód elektryczny), rolnictwo (rolnictwo energetyczne – biogazownie, biorafinerie) i energetykę (energetyka OZE/URE), które będą się dokonywać w środowisku *Smart Grid* i z troską o bezpieczeństwo ekologiczne – staje się bardzo użytecznym pojęciem do wyrażenia holistycznego podejścia na rzecz zarządzania ulepszeniami. Przede wszystkim jednak synergetyka oznacza, w tym ostatnim aspekcie, że jeśli fale I do IV były naznaczone piętnem geniuszu wynalazców[59], to V fala będzie zbiorowym wysiłkiem społeczeństwa wiedzy, czyli człowieka produktywnego.

Rozwój w kierunku społeczeństwa wiedzy i wznoszenie się człowieka na poziom człowieka produktywnego w środowisku syntezy, o której jest tu mowa, pociąga za sobą radykalną przebudowę pojęcia bezpieczeństwa, od jego rozu-

[59] Balchin J. *100 uczonych, odkrywców i wynalazców, którzy zmienili świat.* Świat Książki. Warszawa 2006.

mienia w sensie segmentowym (branżowym) do rozumienia ogólnego/społecznego z jednej strony i bezpieczeństwa indywidualnego człowieka z drugiej strony.

Tabela 3.1.
Propozycja dla Polski: od reform sektorowych do wielkich syntez energetyki, rolnictwa i środowiska (do synergetyki)

<table>
<tr><td rowspan="5">INTELIGENTNA ENERGETYKA (SMART GRID)</td><td colspan="2">SYNTEZA REFORM</td><td rowspan="5">BIOTECHNOLOGIE</td></tr>
<tr><td colspan="2">EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA</td></tr>
<tr><td colspan="2">ŚRODOWISKO
w tym: ochrona powietrza, utylizacja odpadów/pozostałości komunalnych, rolniczych, przemysłowych</td></tr>
<tr><td>ENERGETYKA WEK/OZE/URE</td><td>BUDOWNICTWO
w tym: dom zeroenergetyczny</td></tr>
<tr><td>ROLNICTWO
w tym: biogazownie, mikrobiogazownie, biorafinerie</td><td>TRANSPORT
w tym: samochód elektryczny</td></tr>
</table>

W tym kontekście, oprócz potrzeby syntezy energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa oraz środowiska, gwałtownie narasta potrzeba rozpatrywania energetyki w powiązaniu z rynkami kapitałowymi (sprawa nowych modeli finansowania inwestycji w obszarze energetyki OZE/URE), z planowaniem przestrzennym (kształtowanie efektywnych energetycznie i transportowo struktur przestrzennych, sprawa ograniczeń lokalizacyjnych, odnoszących się w szczególny sposób do napowietrznych linii elektroenergetycznych przesyłowych, ale także do elektrowni jądrowych), z architekturą (sprawa integracji technologii URE z budynkiem i kreowania nowej estetyki architektonicznej), z prawem (sprawa braku zgody na specjalne rozwiązania dla energetyki, osłabiające demokrację i rynek) i z wieloma innymi dziedzinami. Te zagadnienia, obrazujące szeroki zakres powiązań energetyki z otoczeniem, w sposób naturalny obejmuje synergetyka.

W wymiarze praktycznym już na samym początku widać, że synergetyka oznacza nowe ukierunkowanie badań naukowych. Ośrodki zainteresowań przesuwają się (w kilku ostatnich latach) z badań sektorowych w tradycyjnej energetyce ku badaniom interdyscyplinarnym, w których bardzo szybko rośnie rola nieenergetyków (urbanistów, architektów, elektroników, biologów). Nowa konsolidacja kompetencji przenosi się też na życie codzienne i oznacza nowe zawody, (rozdz. 17).

Model synergetyczny bilansowo-kosztowy. Świat i Polska. Model synergetyczny koncentruje się na najważniejszej zmiennej objaśniającej (egzogenicznej), którą we współczesnym świecie (wiedzy), z nową rolą Chin, staje się liczba ludności, a następnie PKB/GDP. Ponadto polega on na eksperckim szacowaniu, a nie

na szczegółowych badaniach statystycznych, istniejących rynków paliw (węgiel, gaz ziemny, paliwa ropopochodne, OZE) oraz rynków końcowych (energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe), także emisji CO_2 i innych ważnych wielkości. Z kolei prognozowanie zastępuje się antycypowaniem procesów rynkowych. W nim (w antycypowaniu) najważniejszą przesłanką jest rozwój technologii i szacowanie ich potencjału. Dużą wagę w modelu przywiązuje się do szacowania wartości (w zł) rynków końcowych, bo ze struktury wartości będzie wynikała w najbliższych latach alokacja zasobów między rynkami (będzie się ona dokonywała pod wpływem nowych technologii). Wreszcie, model synergetyczny musi łączyć spójnie pozornie odległe sprawy, na przykład takie jak zapotrzebowanie indywidualnego człowieka na żywność z jednej strony i energię z drugiej. Dlatego, że osadza je zawsze w globalnym środowisku w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem czynników fundamentalnych, a nie tylko bieżących regulacji prawnych.

Tabela 3.2 przedstawia najważniejsze dane wyjściowe do modelu synergetycznego: od danych dla świata (ze szczególnym wyróżnieniem USA i Chin) poprzez UE do Polski. W tabeli uwzględnione zostały także Niemcy i Rosja. Niemcy dlatego, że to one będą w UE decydować o transformacji energetyki, w kierunku energetyki OZE/URE w horyzoncie 2050. Rosja dlatego, bo polski model energetyczny jest przecież w dużym stopniu spuścizną tego co było w RWPG.

Tabela 3.2.
Szacunkowe dane dla świata i wybranych regionów/krajów (2010 rok)

		Świat	**USA**	**Chiny**	**UE**	**Niemcy**	**Rosja**	**Polska**
Liczba ludności, mld		6,7	0,31	1,4	0,50	0,082	0,14	0,038
Zużycie energii	całkowite, mld toe	12	2,6	2,6	2,1	0,30	0,80	0,09
	na mieszkańca, toe	1,8	8,4	1,8	4,3	3,8	5,7	2,4
Emisja CO_2	całkowita, mld ton	27	6	5	4	0,6	1,6	0,32
	na mieszkańca, ton	4,0	19,4	3,6	8,0	7,3	11,4	8,4
PKB/GDP	całkowity, bln USD	60	15	5/15[1]	16	2,4	2,2	0,63
	na mieszkańca, tys. USD	9	48	3,6/11[1]	32	30	16	17

[1] Wartości: nominalne/realne (zgodne z rzeczywistą siłą nabywczą).

Podkreśla się że w grupie trzech krajów, mianowicie w USA, Chinach i Niemczech, uwzględnionych w tabeli 3.2, dokonały się w 2010 roku historyczne „przetasowania". Oczywiście, ważne jest, że USA nominalnie są ciągle największą gospodarką świata (z GDP wynoszącym około 15 bln USD), ale też najbardziej zadłużoną (około 12 bln USD). Do 2010 roku były także największym konsumentem energii. Niemcy były do 2010 roku największym eksporterem. Z kolei Chiny, posiadające największą nadwyżkę finansową (prawie 3 bln USD), w 2010 roku zdetronizowały USA w zużyciu energii, a Niemcy w eksporcie. Wszystkie trzy kraje, a one zdecydują o kształcie energetyki w horyzontach 2020 (operacyjny horyzont Pakietu 3x20 w UE), 2030, 2050 (badawczy horyzont foresightowy),

2100 (polityczny horyzont klimatyczny), przygotowują się do wielkiego „nowego" otwarcia w energetyce, którego podstawową cechą jest rozwój technologii OZE/URE. Taki rozwój w naturalny sposób wychodzi naprzeciw wyzwaniu, które niesie ze sobą globalizacja. Jest nim, w tendencji, wyrównywanie aspiracji, w tym potrzeb energetycznych, wszystkich ludzi, których obecnie jest 6,7 mld, ale w 2030 roku będzie około 8 mld [11].

Poniżej przedstawia się syntetyczne oszacowania (jeszcze grubsze niż w rozdz. 6, przy tym poszerzone) dla polskich rynków końcowych energii/paliw (definiowanych tak jak w dyrektywie 2009/28/WE). Dla skrócenia zapisów przyjmuje się tu oznaczenia: e – energia elektryczna, c – ciepło, t – transport. W 2010 roku polskie rynki końcowe wynosiły: e – 150 TWh, c – 240 (120+120) TWh, t – 220 TWh. W przypadku energii elektrycznej ważne jest uzupełnienie o oszacowanie potrzeb własnych źródeł wytwórczych i strat sieciowych, które łącznie wyniosły w 2010 roku prawie 40 TWh. To oznacza, że odbiorcy końcowi kupili około 110 TWh. Z kolei w przypadku ciepła ważne jest wyjaśnienie, że w Polsce rynki ciepła sieciowego (systemowego) i rozproszonego są w przybliżeniu równe (liczby w nawiasie). Wartości polskich rynków końcowych w 2010 roku wynosiły: e – 40 mld zł, c – 30 mld zł, t – 100 mld zł. Emisja CO_2 wynosiła około 300 (200+100) mln ton (w nawiasie emisje w segmencie ETS i non-ETS, odpowiednio). Podatek akcyzowy od paliw (transportowych) i energii elektrycznej wynosił około 30 mld zł. Wreszcie, koszty zewnętrzne emisji CO_2 (łączne, ważne z punktu widzenia metodyki inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa) należało szacować w 2010 roku na około 50 mld zł, dla kosztu referencyjnego (Komisji Europejskiej) emisji CO_2 równego 40 EUR/t oraz 12 mld zł dla bieżącego kosztu uprawnień emisji CO_2 na unijnym rynku handlu emisjami równego 10 EUR/t (łatwo wyliczyć, że koszt równoważący podatek akcyzowy był równy około 25 EUR/t). Do wykonanych tu syntetycznych oszacowań wykorzystano modele obliczeniowe przedstawione w [4].

Synteza bezpieczeństwa energetycznego, ekologicznego i żywnościowego: od globalnych rozwiązań do lokalnych działań. Roczną światową emisję CO_2 pochodzącą ze spalania paliw kopalnych (wynoszącą 27 mld ton, tabela 3.1) warto porównać z emisją „naturalną", pochodzącą z rozpadu biomasy (leśnej, roślinnej), wynoszącą około 220 mld ton. Ta ostatnia jest emisją stanowiącą część obiegu zamkniętego. „Idąc" w odwrotną stronę można oszacować energię pierwotną w biomasie podlegającej rozpadowi. Globalnie (bilansowo) wynosi ona około 40 Gtoe, tzn. prawie 3,5-krotnie więcej od obecnego zużycia. Globalne bilansowe oszacowanie, ciekawe poznawczo, jest mało przydatne w praktyce.

Z praktycznego punktu widzenia płodna może być natomiast koncepcja ukierunkowana na wykorzystanie lokalnych zasobów związanych z energią słoneczną, polegająca na potraktowaniu ogniwa fotowoltaicznego i kolektora słonecznego oraz biomasy (łącznie z kogeneracją) jako konkurujących ze sobą „przetworników" (fizycznych i biologiczno-technicznych) energii słonecznej.

Otóż, jednostkową roczną energię słoneczną, charakterystyczną na przykład dla Polski, można szacować na około 10 GWh/ha. Jeśli osiągalna w procesie zgazowania, z wykorzystaniem fermentacji biologicznej, produkcja energii pierwotnej z roślin energetycznych (np. z kukurydzy, buraka energetycznego) wynosi tylko 80 MWh/ha, to jest ona jeszcze ponad 100 razy mniejsza, ale ma bardzo wielki potencjał wzrostowy (w kontekście technologii GMO[60], i generalnie zjawiska fotosyntezy, przebiegającej według równania: $6CO_2 + 6H_2O$ + energia świetlna $\rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2$).

Dalej: efektywność wykorzystania energii słonecznej za pomocą komercyjnych ogniw fotowoltaicznych wynosi około 10-20% (osiągalna efektywność technologiczna wynosi już około 35%). W przypadku kolektorów słonecznych efektywność jest wyższa: 50% i więcej, nawet 80%. Sprawność energetyczna wykorzystania biometanu w produkcji skojarzonej wynosi 85% (35%+50%). Wybór kierunku rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej, związany z wykorzystaniem (bezpośrednim i pośrednim) energii słonecznej, powinien zależeć za każdym razem od lokalnych zasobów, którymi w jednym przypadku są zasoby rolnicze (także leśne), a w innym silne promieniowanie słoneczne.

Rozwój zrównoważony w energetyce i rolnictwie w perspektywie prosumenta. Synteza bezpieczeństwa żywnościowego oraz energetycznego jest ważną sprawą należąca do kategorii „delficka przyszłość". Z tej perspektywy warto naszkicować dobowy bilans energii dla prosumenta, którym jest właściciel domu na wsi. Niech to będzie dom zamieszkiwany przez 3-osobową rodzinę. Dobowe zapotrzebowanie żywnościowe na energię „pierwotną" (w produktach roślinnych) przeciętnie dla jednej osoby (na całym świecie) wynosi około 2 kWh w wypadku diety wegetariańskiej i około 10 kWh w wypadku diety mięsnej. Dla 3-osobowej rodziny jest to 6 kWh i 30 kWh, odpowiednio. Dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną (AGD, pompa ciepła, samochód elektryczny) przy obecnym poziomie „konsumpcjonizmu" wyniosłoby natomiast w Polsce, dla całej rodziny, po modernizacji energetycznej samego domu i całej jego infrastruktury, łącznie z transportem) niewiele więcej niż wynosi zapotrzebowanie żywnościowe rodziny w przypadku diety mięsnej, mianowicie około 33 kWh. Z drugiej strony z dostępnej na cele energetyczne ziemi uprawnej przypadającej na jednego Polaka (około 0,1 ha) można by uzyskać dla rodziny dobowo około 67 kWh energii pierwotnej, czyli około 35 kWh energii elektrycznej w przypadku technologii *combi* (gazowo-parowej). Zakładając dostępną, w przypadku jednego domu, powierzchnię pod instalację ogniw fotowoltaicznych wynoszącą około 15 m^2 uzyskuje się dodatkowo około 17 kWh energii elektrycznej na dobę. Instalując mikrowiatrak

[60] Znamienne pod tym względem jest to, że w połowie 2009 roku Europejski Urząd ds. Bezpieczeństwa Żywnościowego (EFSA) wydał pozytywną opinię na temat upraw GMO. Również to, że w okresie 2003-2008 powierzchnia upraw GMO (głównie soi, bawełny, kukurydzy, rzepaku, a ostatnio ryżu i buraków cukrowych) wzrosły na świecie ponad dwukrotnie, do 125 mln ha (w tym w USA do 62,5 mln ha).

(o osi pionowej) o mocy 3 kW uzyskuje się kolejne 17 kWh energii elektrycznej na dobę.

Energetyka rozproszona a transport samochodowy. Jedną z najważniejszych przesłanek dotyczących potencjału rozwojowego energetyki rozproszonej, którą łatwo dostrzec w perspektywie synergetyki, jest ta wynikająca z właściwości transportu samochodowego. Mianowicie, porównajmy moc zainstalowaną w wielkoskalowej elektroenergetyce i w rozproszonym transporcie samochodowym. Przyjmijmy, że liczba odbiorców energii elektrycznej wynosi w Polsce w wielkim przybliżeniu 16 mln (od czasu zakończenia elektryfikacji w latach sześćdziesiątych liczba ta rośnie bardzo powoli). Podobna jest liczba samochodów osobowych (jednak do tej liczby doszliśmy głównie w ostatnich 20 latach). Zatem mamy sytuację, którą można scharakteryzować w wielkim uproszczeniu następująco: każde gospodarstwo domowe ma obecnie w Polsce zasilanie w energię elektryczną z sieci i posiada też samochód.

Moc zainstalowana w silnikach samochodowych wynosi około 1000 GW, czyli jest 30 razy większa od mocy zainstalowanej w elektrowniach/elektrociepłowniach. A trzeba pamiętać, że każdy z silników samochodowych nadaje się, po niewielkich tylko przeróbkach, do wykorzystania jako jednostka napędowa agregatu kogeneracyjnego (w tym np. agregatu mikrobiogazowni). Czyli w wielkim przybliżeniu: wykorzystanie silników samochodowych, jednego na trzydzieści, może zapewnić (hipotetycznie) Polsce moc wytwórczą wystarczającą do pokrycia obecnego zapotrzebowania na rynku energii elektrycznej.

To pokazuje, że na obecnym etapie rozwoju technologicznego nie ma już barier dla energetyki rozproszonej w sferach technicznej i logistycznej. Gdyby wdrożona została koncepcja inkorporacji kosztów zewnętrznych środowiska (emisji CO_2) do kosztów paliw, to ustąpiłaby bariera ekonomiczna. Jednak inkorporacja wymaga decyzji politycznych. Te natomiast nastąpią dopiero pod wpływem presji społeczeństwa wiedzy na polityków.

Presja społeczeństwa wiedzy na polityków, w kolejnych latach, będzie bardzo trudnym procesem. W perspektywie synergetyki wygląda to tak. Integracja rynków energii elektrycznej i transportu będzie się odbywać głównie za przyczyną samochodu elektrycznego. Rozwój rynku samochodów elektrycznych pociągnie za sobą potrzebę radykalnej restrukturyzacji współczesnej infrastruktury rynku samochodów z silnikami spalinowymi (cały sektor paliw transportowych, w tym stacje benzynowe, ponadto stacje serwisowe, wreszcie fabryki silników spalinowych). Podkreśla się, że w obszarze tej infrastruktury Polska odnotowała największe „sukcesy" rozwojowe w ostatnich 20 latach. Ale jest już oczywiste, że był to rozwój bez długofalowej myśli strategicznej i że koszty tych sukcesów poniosą następne pokolenia. Energetyka rozproszona może dać częściowe „ujście" dla zasobów infrastruktury rynku samochodów z silnikami spalinowymi, mianowicie ujście na rynek kogeneracji gazowej/biogazowej (kogeneracji małej skali i mikrokogeneracji).

rozdział czternasty

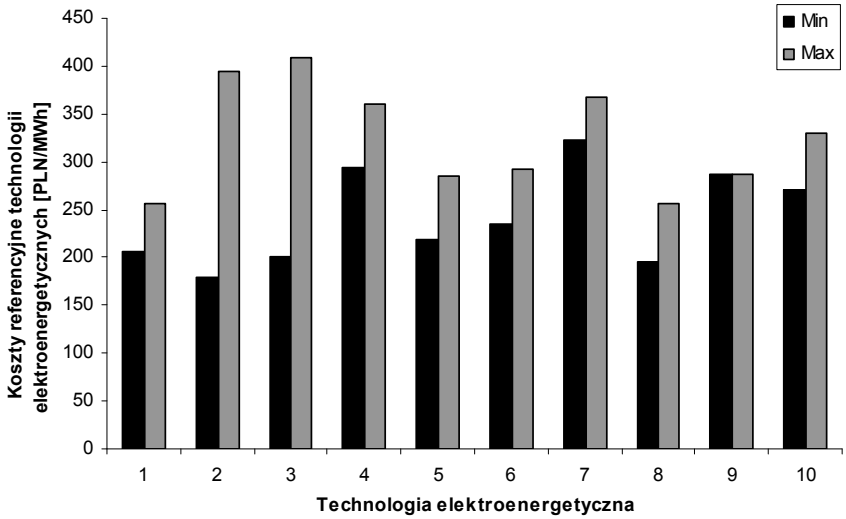
KOSZTY REFERENCYJNE DLA CHARAKTERYSTYCZNYCH TECHNOLOGII ELEKTROENERGETYCZNYCH

Na rysunku 3.1 zostały przedstawione koszty referencyjne dla 10 charakterystycznych technologii elektroenergetycznych (w tym kogeneracyjnych). Pokazanie kosztów referencyjnych dla energii elektrycznej jest w tym miejscu uzasadnione ze względów metodologicznych (chodzi o zaprezentowanie podejścia). Mimo, że wiele kwestii dotyczących kosztów referencyjnych przez pewien czas nie będzie miało jeszcze praktycznego rozwiązania, to trzeba je przedyskutować w celu jak najszybszego uzyskania właściwych rozwiązań (na pewno przed 2030 rokiem). Rozszerzenie bilansu uprawnień do emisji CO_2 na elektroenergetykę rozproszoną (kogenerację) i na ciepło pozasieciowe oraz transport jest jedną z takich spraw. Inną kategorią są koszty zewnętrzne w postaci *stranded costs* (kosztów osieroconych) w elektroenergetyce i gazownictwie, ale także w całej infrastrukturze transportowej.

W systemie elektroenergetycznym, czyli na rynku energii elektrycznej charakterystyczne są dwa rodzaje kosztów (tutaj rozpatruje się je bardziej praktycznie niż w Przedmowie). Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym (określonym przez zasadę TPA). Za takie można w polskiej praktyce uważać koszty osierocone w postaci kosztów likwidacji kontraktów długoterminowych (KDT). W 2009 roku wyniosły one około 2 mld zł. (Łączne koszty osierocone w wytwarzaniu, praktycznie do poniesienia w okresie do 2015 roku, wyniosą około 11,5 mld zł).

Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego i za pomocą innowacyjnych technologii rozproszonych. Podkreśla się, że pojawiły się już fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości (nie kosztu) opłaty przesyłowej. To oznacza potrzebę odejścia w elektroenergetyce od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosztu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się kosztów osieroconych u operatorów OSP i OSD.

Łączny koszt rocznych opłat przesyłowych wynosi 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł [H. Kocot]). Dlatego wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych, scharakteryzowanych powyżej, do oceny ekonomicznej technologii energetycznych do społecznej świadomości jest wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.



Technologie: 1. – blok jądrowy, sieć przesyłowa, 2 – blok na węgiel brunatny, sieć przesyłowa, 3 – blok na węgiel kamienny, sieć przesyłowa, 4 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć 110 kV, 5 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć ŚN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć nN, 7 – zintegrowana technologia wiatrowo-gazowa, sieć 110 kV, 8 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć ŚN, 9 – mała elektrownia wodna, sieć ŚN, 10 – ogniwo paliwowe

Rys. 3.1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO_2: 10 EUR/t oraz 40 EUR/t (obliczenia: H. Kocot [3])

Poniżej formułuje się podstawowe założenia do metodyki wyznaczania kosztów referencyjnych [4]. Mianowicie, przyjmuje się, że koszty referencyjne dla energii elektrycznej (z uwzględnieniem tej produkowanej w skojarzeniu) powinny uwzględniać w jednolity sposób przede wszystkim trzy grupy czynników:

1. **Koszty zewnętrzne środowiska.** Przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją CO_2, rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość.
2. **Właściwe (w szczególności oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych.** W tym wypadku ważne ogólne znaczenie

ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć poprzez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków. Z tego punktu widzenia ważne jest prawidłowe uwzględnienie sytuacji różnych grup odbiorców końcowych, o której decyduje możliwość substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci elektroenergetycznych (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym. Oczywiście, możliwość substytucji jest bardzo zróżnicowana (jest ona największa w sieciach niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych, wymagających według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadających się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej).

3. **Wycena usług systemowych.** Zwłaszcza chodzi tu o wycenę w sensie wynikającym z dyrektyw bezpieczeństwa dostaw gazu i energii elektrycznej (Dyrektywy 2004/67/WE i 2005/89/WE), a to oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych (w tym biometanowych) źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego.

Koszty przedstawione na rys. 3.1 uwzględniają wszystkie trzy grupy kosztów: koszty zewnętrzne środowiska, sieciowe i usług systemowych. Z rysunku wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny uprawnień do emisji CO_2 wynoszącej 40 euro/tona) najbardziej ekonomiczną technologią jest biometanowe źródło kogeneracyjne (małej skali). Najbardziej niekorzystną technologią jest pod względem ekonomicznym, blok na węgiel brunatny (technologia wielkiej skali oparta na spalaniu węgla). O najgorszym miejscu bloku na węgiel brunatny w rankingu, decydują wysokie koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO_2) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych.

Użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu koszty referencyjne. W Polsce znaczenie kosztów referencyjnych dodatkowo jeszcze rośnie w związku z dokonaną konsolidacją elektroenergetyki. Mianowicie, koszty te powinny się stać w kolejnych latach zaporą, w postaci odpowiednich rozwiązań regulacyjnych, przed subsydiowaniem skrośnym technologii elektroenergetycznych w skonsolidowanych grupach przedsiębiorstw, realizowanym za pomocą cen transferowych.

Segmentacja kosztów i ogólna potrzeba sprowadzenia konkurencji na poziom odbiorców zaprezentowana na przykładzie bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza. Celem potwierdzenia (bez wdawania się w zawiłości metodyczne), że nowa

ekonomika zmienia strukturę konkurencyjności technologii elektroenergetycznych, w szczególności czyni niekonkurencyjnymi wielkoskalowe technologie węglowe, przedstawia się, poza rys. 3.1, uproszczone oszacowanie kosztu jednostkowego dla nowego bloku w Elektrowni Łagisza (nadkrytycznego, fluidalnego) o mocy 460 MW. Podstawowe dane, decydujące o koszcie jednostkowym energii elektrycznej dostarczanej z tego bloku do odbiorcy końcowego (uśrednionego), są następujące:

nakłady inwestycyjne – 1,8 mld zł, sprawność netto – 42%, emisja CO_2 – 0,8 t/MWh, czas wykorzystania mocy znamionowej – 7000 h/rok[61].

Dla powyższych danych poszczególne składniki kosztu jednostkowego energii elektrycznej u odbiorcy końcowego wynoszą: amortyzacja (dla okresu amortyzacji wynoszącego 30 lat) – 20 zł/MWh, koszt kapitału transferowalnego (dla stopy zwrotu kapitału IRR równej 8%) – 60 zł/MWh, koszt węgla – 100 zł/MWh, koszt uprawnień do emisji CO_2 – 120 zł/MWh[62], koszty stałe uzmiennione – 20 zł/MWh, opłata przesyłowa – 100 zł/MWh. Razem daje to 420 zł/MWh. Jest to koszt bardzo dobrze korespondujący z górnym poziomem kosztu referencyjnego dla technologii 3 (odpowiadającej blokowi w Elektrowni Łagisza) na rysunku 3.1.

Krótka uwaga dotycząca ciepłownictwa. Podobne koszty, jak dla energii elektrycznej, powinny być pilnie wyznaczone, ze względów utylitarnych, dla ciepła. Chcąc wyznaczyć koszty referencyjne na rynku ciepła trzeba wziąć pod uwagę, że ciepłownictwo polskie w 2010 roku znajduje się w biegunowo różnych sytuacjach w dwóch aspektach: w aspekcie polskiego środowiska regulacyjnego i w aspekcie podstaw fundamentalnych (rozwoju technologii, unijnego środowiska regulacyjnego oraz sytuacji globalnej). W drugim aspekcie ciepłownictwo ma historyczną szansę. W pierwszym aspekcie sytuacja ciepłownictwa jest niestety niekorzystna. W szczególności przegrywa ono, mimo dobrych podstaw fundamentalnych, z elektroenergetyką.

Ukształtowana w przeszłości w biznesie polityczno-korporacyjnym przewaga elektroenergetyki nad ciepłownictwem w zakresie energetyki odnawialnej i ochrony środowiska jest obecnie szkodliwa dla gospodarki w całości. Dlatego musi ona być stopniowo likwidowana (musi następować stopniowe wypieranie

---

[61] Jest to czas projektowy. Pierwszy rok eksploatacji bloku 460 MW w Elektrowni Łagisza pokazuje, że musi on być włączony w procedury bardzo silnego zaniżania mocy w strefie nocnej, nawet do poziomu mocy 60%. To oczywiście znacznie pogarsza ekonomikę tego bloku w porównaniu z założoną na etapie decyzji inwestycyjnej. To pokazuje także ogólny współczesny problem związany z wykorzystaniem źródeł WEK w systemie elektroenergetycznym. Mianowicie, ze względu na niskie zapotrzebowanie nocne, ale także losowość produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, coraz częściej praktyka zaniżania mocy wielkich bloków staje się bardzo agresywna (jest już rozpatrywana nawet w odniesieniu do bloków jądrowych).

[62] Obliczenia kosztów referencyjnych przedstawionych na rys. 3.1 były wykonane w czasie, kiedy EUR kosztowało 3 zł.

uznaniowych rozwiązań charakterystycznych dla polskiego/narodowego systemu wsparcia OZE przez coraz bardziej uniwersalne rozwiązania charakterystyczne dla zarysowanych w niniejszej monografii koncepcji uniwersalnych, zwłaszcza dla inkorporacji kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliwa, rozdz. 8).

Samo ciepłownictwo, najsilniej w ostatnich latach poddane konkurencji rynkowej (w całym kompleksie paliwowo-energetycznym) musi upomnieć się o należne mu miejsce w środowisku zuniwersalizowanych technologii energetycznych i rynkowych kompetencji. Nadarza się do tego dobra okazja. Sposobem na zdobycie przez ciepłownictwo w nadchodzącym okresie należnego miejsca w szeroko rozumianej energetyce, są działania w obszarze paliw i ochrony środowiska, bo właśnie na tym polu zaczyna się rozgrywać konkurencja o rynki końcowe (wszystkie trzy: energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych). Konkurencję wygrają ci, którzy posiądą umiejętność wykorzystywania efektu zakresu działania i integracji (często wirtualnej/rynkowej) rozproszonych technologii energetycznych, szybko wypierającego dotychczasowy efekt skali technologicznej (źródeł wytwórczych).

rozdział piętnasty

POTENCJAŁ SYNERGETYKI W ASPEKCIE CELÓW PAKIETU 3x20

Poniżej przedstawia się cztery charakterystyczne przykłady obrazujące potencjał synergetyki, czyli potencjał otwarcia na nowe możliwości technologiczne w energetyce, w ochronie środowiska i w rolnictwie (oraz na nowe możliwości w sferze zarządzania, związane z technologiami teleinformatycznymi).

Przykład 1. Ten przykład, z obszaru syntezy energetyki i transportu traktowanych łącznie oraz rolnictwa, dotyczy porównania samochodu na biopaliwo (etanol, estry) i elektrycznego. W polityce energetycznej [2] postęp w transporcie utożsamia się ze wzrostem wykorzystania biopaliw pierwszej generacji (estrów, etanolu). Z drugiej strony tabela 3.3, zawierająca porównanie, w kontekście realizacji celów Pakietu 3x20, samochodu na biopaliwa pierwszej generacji z samochodem elektrycznym (zasilanym energią z OZE) pokazuje, że to właśnie samochód elektryczny zasilany energią elektryczną z rolnictwa energetycznego jest technologią, która naprawdę może odmienić energetykę i rolnictwo.

W szczególności wyniki przedstawione w tabeli 3.3 nie pozostawiają wątpliwości odnośnie możliwości wypełnienia przez Polskę celów Pakietu 3x20. Jest jednak jasne, że wypełnienie tych celów musi się odbyć z naruszeniem wielkich interesów istniejących grup biznesowych (korporacyjnych), i z wytworzeniem nowych grup interesów rynkowych (bardziej nowoczesnych), w obszarze obejmującym łącznie transport, energetykę, rolnictwo i środowisko.

Przykład 2. Możliwość realizacji (z nadwyżką) celów Pakietu 3x20 za pomocą nowych technologii (głównie technologii URE) pokazuje także tabela 3.4. Tabela ta przedstawia oszacowanie wpływu na realizację celów Pakietu 3x20 dwóch technologii o największym potencjalnym znaczeniu, mianowicie pompy ciepła (PC) i samochodu elektrycznego (SE). W oszacowaniu przyjęto, że pompy ciepła w 2020 roku będą pokrywać 20% zapotrzebowania na ciepło. Udział samochodów elektrycznych w rynku transportu będzie wynosił również 20%. Rynki odniesienia przyjęto zgodnie z tabelami 2.2 i 2.3: energia elektryczna końcowa (2020) – 190 TWh, energia końcowa łącznie (2020) – 630 TWh, wymagany udział energii odnawialnej (2020) – 96 TWh, energia pierwotna w paliwach kopalnych (2020) – 825 TWh, emisja CO_2 (2005) – 260 mln ton.

Tabela 3.3.
Wyniki wykorzystania 1 ha gruntów ornych na rynku transportu, przy zastosowaniu samochodu tradycyjnego (z silnikiem wysokoprężnym) i elektrycznego
(opracowanie własne)

Wielkości	**Samochód**	
	tradycyjny	**elektryczny**
Rzepak i buraki energetyczne, odpowiednio Energia pierwotna, w jednostkach naturalnych	estry 1,0 tona	biometan 8 tys. m^3
Energia pierwotna	11 MWh	80 MWh
Energia końcowa	11 MWh	32 MWh_{el} +36 MWh_c
Przejechana droga [tys. km]	40	119
Energia zaliczona do zielonego celu w Pakiecie 3x20	11 MWh	32 $MWh_{el} \cdot 2,5$ +36 MWh_c = 112 MWh

Tabela 3.4.
Potencjalny skutek przebudowy rynków 2020[1] za pomocą pompy ciepła PC i samochodu elektrycznego SE
(opracowanie własne)

Rynek końcowy	**Wzrost rynku energii elektrycznej TWh/rok**	**Energia odnawialna zaliczana do celu TWh/rok**	**Redukcja emisji CO_2 mln t/rok**	**Redukcja paliw kopalnych TWh/rok**
PC (20% rynku) SE (20% rynku)	12 20	48 52	22 12	70 60
Procentowy udział[2]	17%	16%	14%	16%

[1] Antycypowanych według trendu „*business as usual*", traktowanych w kategorii rynków odniesienia.

[2] W rynkach odniesienia.

Przykład 3. Z kolei w tabeli 3.5 przedstawiono oszacowanie wpływu na realizację celów Pakietu 3x20 skomercjalizowanych technologii podażowych, o największym potencjale. Tymi technologiami są: technologie z obszaru rolnictwa energetycznego (biogazownie o mocy przeciętnej 1 MW_{el} i mikrobiogazownie o mocy przeciętnej 30 kW_{el}) oraz takie technologie URE (urządzenia rozproszonej energetyki) jak: kolektory słoneczne, mikrowiatraki, ogniwa fotowoltaiczne). Przyjęto, że technologie te będą wypierać energię elektryczną z elektrowni kondensacyjnych o największej emisyjności (1 t/MWh) oraz produkcję ciepła z kotłowni węglowych o najmniejszej sprawności (0,7). Założenia dotyczące udziałów poszczególnych technologii w charakterystycznych dla nich rynkach przyjęto bardzo ostrożnie. Mianowicie, dla biogazowni przyjęto udział największy, wynoszący około 30% górnej granicy rynku, związanej z zasobami rolnictwa energetycznego w kraju. Podkreśla się tu, że 6000 biogazowni przyjmuje się jako górną granicę rynku na podstawie analizy zasobów rolnictwa energetycznego w kraju

w kontekście zapotrzebowania na energię pierwotną (6000 biogazowni tworzy roczne zapotrzebowanie na energię pierwotną z rolnictwa energetycznego równe około 120 TWh – jest to wartość spójna z oszacowaniami przedstawionymi w rozdz. 5, przykład 4).

Tabela 3.5.
Potencjalne rynki podażowe rzeczywistej energii odnawialnej 2020 (bez pompy ciepła) i ich wpływ na realizację celów Pakietu 3x20 (opracowanie własne)

Technologia (potencjalny rynek)	**Energia elektryczna TWh/rok**	**Ciepło TWh/rok**	**Redukcja emisji CO_2 mln t/rok**	**Redukcja paliw kopalnych TWh/rok**
Kolektory słoneczne (20%[1])	-	20	9	30
Biogazownie (2000/6000)	15	20	24	75
Mikrobiogazownie (10/100 tys.)	2	4	4	12
Mikrowiatraki (15%[1])	6	-	6	18
Ogniwa fotowoltaiczne (10%[1])	1	-	1	3
Procentowy udział[2]	11%		17%	17%

[1] Udział w rynku związanym z domami. Jest to 5,5 mln domów, w tym 2,5 mln domów na wsi (ta liczba obejmuje w szczególności gospodarstwa rolne o powierzchni mniejszej od 10 ha); [2] W rynkach odniesienia.

Najmniejsze udziały, bo wynoszące tylko 10%, przyjęto dla mikrobiogazowni i dla ogniw fotowoltaicznych. Fakt, że 100 tys. mikrobiogazowni przyjmuje się jako górną granicę krajowego potencjału wymaga komentarza. Mianowicie, jest to przeliczeniowa górna granica, wynikająca z przyjętej średniej mocy elektrycznej mikrobiogazowni wynoszącej 30 kW_{el}. Rzeczywista liczba gospodarstw rolnych, w których można instalować mikrobiogazownie, o mocach od 10 kW_{el} zaczynając, jest znacznie większa i wynosi ponad 300 tys. gospodarstw (są to gospodarstwa o powierzchni większej od 10 ha). Rynki odniesienia, względem których obliczono efekty w zakresie realizacji celów Pakietu 3x20, przyjęto takie jak w przykładzie 2.

Przykład 4. Potencjał realizacji celów Pakietu 3x20 w budownictwie przedstawia tabela 3.6. W wypadku budownictwa interesujący jest potencjał dotyczący redukcji (tylko) dwóch celów: emisji CO_2 oraz zużycia paliw kopalnych. Podkreśla się, że dom pasywny (według definicji wykreowanej przede wszystkim w Niemczech, ale także w Austrii), to dom o rocznym zużyciu energii poniżej 15 kWh/m^2). Taka technologia (o tak niskim zużyciu energii) jest technologią możliwą do zastosowania głównie w segmencie domów nowych. Tych w Polsce rocznie buduje się około 10 tysięcy.

Odnośnie dynamiki rozwoju rynku domów pasywnych w okresie 2011-2020, przyjmuje się, że jej odzwierciedleniem będzie udział domów pasywnych w ogólnej liczbie domów (nowo) budowanych rosnący od 0 do 50%. Założenie to opiera się na następujących podstawach/przesłankach. W połowie 2010 roku

liczba domów pasywnych w Polsce nie przekraczała kilkudziesięciu. Z kolei dla 2020 roku jest uzasadnione założenie, że udział ten będzie podobny do tego, który na przykład w Austrii został już osiągnięty.

Tabela 3.6.
Potencjał realizacji celów Pakietu 3x20 w budownictwie za pomocą domu pasywnego
(opracowanie własne)

	Redukcja zużycia ciepła grzewczego TWh /rok	**Redukcja emisji CO_2 mln t/rok**	**Redukcja paliw kopalnych TWh/rok**
Dom pasywny (50%[1])	0,4	0,1	0,4
Procentowy udział[2]	0,06%	0,04%	0,05%

[1] Udział w rynku domów nowobudowanych, szacowanym w 2020 roku na około 10 tys. domów. [2] W rynkach odniesienia.

Dalsze założenia do oszacowania potencjału realizacji celów Pakietu 3x20 w budownictwie za pomocą domu pasywnego są następujące. Przyjmuje się równomierny wzrost liczby domów pasywnych w okresie 2011-2020, czyli w 2020 roku będzie około 25 tys. takich domów. Dalej, zakłada się średnią powierzchnię domu równą 150 m^2. Jako dom referencyjny (względem którego będzie oszacowany potencjał realizacji celów Pakietu 3x20) przyjmuje się dom o rocznym zużyciu energii na cele grzewcze wynoszącym około 120 kWh/m^2. Wreszcie przyjmuje się, że połowa domów pasywnych zastąpi domy o referencyjnym zużyciu energii ogrzewane za pomocą nowoczesnych kotłów węglowych (sprawność około 85%), a połowa za pomocą nowoczesnych kotłów na gaz ziemny (sprawność około 95%).

Wyniki przedstawione w tabeli 3.6 pokazują, że dom pasywny jest technologią, która ma bardzo ograniczony potencjał realizacji celów Pakietu 3x20. (Znacznie większy jest potencjał termomodernizacji w budownictwie. Wynika to z faktu, że dla istniejących domów nie poddanych jeszcze termomodernizacji, a te stanowią większość, budowanych w latach 1970. roczne zużyciu energii na cele grzewcze przekracza nawet 300 kWh/m^2. Dla domów budowanych w latach 1980. zużycie to przekracza nawet 200 kWh/m^2).

Wyniki przedstawione w przykładach 1 do 3 (w tabelach 3.3 do 3.5) jednoznacznie pokazują, że spełnienie celów Pakietu 3x20 za pomocą nowych technologii nie będzie stanowić dla Polski problemu, z wyjątkiem jednego. Mianowicie, musi nastąpić zmiana układu sił/interesów. Oznacza to transformację od dotychczasowego sojuszu rządowo-korporacyjnego do nowego układu, w którym ważnymi siłami staną się: przemysł URE, samorządy, prosumenci. W nowym układzie zacznie działać rynek energii, jednak w mniejszym stopniu w oparciu o zasadę TPA, a w większym w oparciu o technologie URE.

MIX RYNKOWY: WIELKOSKALOWA ENERGETYKA KORPORACYJNA (WEK) I ENERGETYKA URE. DWA FILARY BEZPIECZEŃSTWA ELEKTROENERGETYCZNEGO

Główna teza do dyskusji w zakresie mix-u rynkowego ma tu następującą postać. Nie ma dla Polski ryzyka braku paliw/energii. Problemem jest natomiast przebudowa energetyki (w szczególności przebudowa struktury bilansu paliwowo-energetycznego i rynków końcowych paliw/energii w pożądanym kierunku) za pomocą polskich regulacji startowych, respektujących istniejący unijny porządek regulacyjny (w szczególności dyrektywy 2009/28/WE i 2010/31/WE), i antycypujących nowe – pożądane/fundamentalne – regulacje (szczególnie w obszarze internalizacji kosztów zewnętrznych oraz mechanizmów podatkowych w energetyce).

Mix rynkowy dalej oznacza koegzystencję/konwergencję dwóch rynków. Pierwszym jest rynek rozwijany w tradycyjnej energetyce (WEK) przez ostatnie 20 lat (na świecie i w Polsce) w oparciu o zasadę TPA. Drugim jest rynek, który się rodzi w energetyce w postaci segmentu URE. Potencjał wzrostu konkurencyjności pierwszego z tych rynków w dużym stopniu już się wyczerpał. Drugi rynek jest rynkiem startującym i potencjał wzrostu konkurencyjności na tym rynku jest ogromny.

W tabeli S.3 przedstawiono jeden z racjonalnych „jakościowych" scenariuszy zarządzania poziomem bezpieczeństwa dostaw paliw/energii dla Polski w horyzoncie 2050, z wykorzystaniem dwóch filarów: WEK i OZE/URE. Istotą propozycji jest rynek końcowy zdefiniowany w nowy sposób, uwzględniający: 1° – ścisłą integrację rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych), 2° – właściwości technologii URE: OZE i gazowych (na gaz ziemny). Według takiego podejścia rynek końcowy obejmuje energię elektryczną „kupowaną" przez odbiorców (bez strat sieciowych i potrzeb własnych elektrowni), ciepło wprowadzane przez osłonę bilansową obejmującą pompę ciepła w budownictwie oraz energię potrzebną w transporcie szacowaną na „kołach" samochodu.

Wykorzystując dane z tablicy 2.2 można tak rozumiany rynek końcowy w 2010 roku szacować na około 470 TWh. Taką wartość energii przyjmuje się jako rynek odniesienia (100%). Ten rynek służy dalej do budowy scenariusza bezpieczeństwa równoważącego energetykę WEK i OZE/URE, inwestycje proefektywnościowe oraz zmianę sposobu życia. Dwa ostatnie czynniki (inwestycje

proefektywnościowe oraz zmiana sposobu życia) w scenariuszu są odwzorowane przez następujący poziom zapotrzebowania na energię końcową (według wprowadzonej definicji): 2010 – 100%, 2020 – 110%, 2050 – 120%.

Antycypowany wzrost jest spójny z modelem rozwojowym rynku energii elektrycznej przedstawionym na rys. 3.2 (spójność trzeba widzieć pośrednio: przedstawiony wzrost zapotrzebowania na energię końcową całkowitą jest mniejszy od wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, co wiąże się ze spadkami zapotrzebowania na rynkach ciepła i transportu). Podkreśla się, że antycypowany wzrost, bardzo powolny, zrywa z polską tradycją prognostyczną, rozdz. 6, i przede wszystkim z polityką energetyczną [5].

Wzrost udziału energetyki OZE w czasie (w horyzoncie 2050) jest przedstawiony w tabeli S.3. Chociaż wzrost ten jest racjonalny dla Polski, to sprawa jest otwarta, bo z jednej strony wysoki antycypowany udział energetyki OZE w 2050 roku, przedstawiony w tabeli S.3, w Polsce jest powszechnie jeszcze traktowany jako nieosiągalny, ale z drugiej strony jest to udział znacznie mniejszy niż ten, który wynika z Mapy Drogowej [18].

Jedno jest jednak pewne. Przedstawiony scenariusz uwiarygodnia bardzo mocno tezę, że mechanizmy rynkowe są wystarczające dla ochrony bezpieczeństwa energetycznego. Kolejne wersje rządowej polityki energetycznej, z których żadna dotychczas niczego nie rozwiązała, nie są natomiast nikomu potrzebne (poza politykami i celebrytami).

Poniżej przedstawia się w bardziej szczegółowy sposób potencjał elektroenergetyki pozakorporacyjnej.

Segment wytwórczy 1 – kogeneracja gazowa (na gaz ziemny). Jest to segment charakterystyczny dla ciepłownictwa i dla odbiorców przemysłowych (autogeneracja). Poniżej przedstawia się jego potencjał tylko w aspekcie ciepłownictwa. Potencjał kogeneracji (na gaz ziemny) u odbiorców przemysłowych jest na pewno nie mniejszy. Ta teza wynika z dwóch przesłanek. Po pierwsze, z udziału zapotrzebowania odbiorców przemysłowych w całym rynku energii elektrycznej, który wynosi ponad 30%. Po drugie, z faktu że w latach 1980. zainstalowana moc elektryczna w węglowych źródłach przemysłowych przekraczała w Polsce 3 tys. MW. Jeśli w przeszłości były uwarunkowania uzasadniające moc zainstalowaną źródeł węglowych aż 3 tys. MW, to dla źródeł gazowych są uwarunkowania uzasadniające znacznie większą moc. Oczywiście jest też czynnik zmniejszający potencjał w stosunku do lat osiemdziesiątych. Tym czynnikiem jest mniejsza elektrochłonność przemysłu (między innymi dlatego, ale nie tylko, zainstalowana moc elektryczna w węglowych źródłach przemysłowych jest obecnie w Polsce mniejsza od 2 tys. MW).

1. Dla sieciowych (średnich i dużych) przedsiębiorstw ciepłowniczych charakterystyczne są źródła o mocach 1-20 MW_{el} (rzadko większe). Ten segment będzie się rozwijał zgodnie z dyrektywą IPPC (kluczowy z tego punktu widzenia jest rok 2016). Potencjał segmentu (dobrze udokumentowany)

wynosi około 3000 MW_{el}. Potencjał będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2025 roku (wynika to z regulacji unijnych dla ciepłownictwa). Przykładem jest przedsiębiorstwo ECO (Energetyka Cieplna Opolszczyzny), w przeszłości tylko ciepłownicze, działające w około 50 gminach w całej Polsce, posiadające źródło kogeneracyjne o mocy elektrycznej 7,5 MW (źródło z turbiną gazową), realizuje nowe źródła rozproszone (w różnych gminach w Polsce) o łącznej mocy elektrycznej około 40 MW. W PEC Siedlce pracuje źródło kogeneracyjne o mocy elektrycznej 15 MW (z dwoma blokami o mocy elektrycznej 7,5 MW każdy, napędzanymi turbinami gazowymi), a instalowane są kolejne trzy bloki o łącznej mocy elektrycznej 35 MW.

2. Dla obiektów użyteczności publicznej (szczególnie szpitale, hotele, ogólnie budynki – w tym mieszkalne – o powierzchni powyżej 1000 m^2) charakterystyczna jest kogeneracja małej skali, czyli źródła o mocach jednostkowych 50 kW_{el} – 1 MW_{el}. Ten segment będzie się rozwijał zgodnie z dyrektywą kogeneracyjną 2004/8/WE. Potencjał segmentu (szacunkowy) wynosi około 1000 MW i będzie on zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2030 roku.
3. Dla dużych budynków wolnostojących oraz małych budynków mieszkalnych, także dla małych przedsiębiorstw, charakterystyczna jest mikrokogeneracja, czyli źródła o mocach jednostkowych do 50 kW_{el}. Ten segment będzie się rozwijał, podobnie jak segment kogeneracji małej skali, zgodnie z dyrektywą kogeneracyjną 2004/8/WE. Potencjał segmentu (szacunkowy) wynosi około 500 MW i będzie on zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2030 roku.

Segment wytwórczy 2 – rolnictwo energetyczne (biogazownie, mikrobiogazownie, a w przyszłości biorafinerie). Bardzo ważna Publikacja nt. „(R)Ewolucja w rolnictwie", napisana i udostępniona czytelnikom Działu Profesorskiego na Klastrze 3x20 przez profesora Janusza Gołaszewskiego, prezentuje tytułowe zagadnienie w kontekście syntezy rolnictwa i energetyki oraz korzyści, które z takiej syntezy mogą wynikać dla Polski. Gołaszewski pisze, że: „Rolnictwo musi zwiększyć areał gruntów i efektywność produkcji dedykowanych upraw energetycznych, tak aby maksymalnie wykorzystać potencjał użytkowy biomasy. Rolnictwo w swojej historii nie miało jeszcze takiej szansy skoku jakościowego". W świetle publikacji kolejny raz pojawia się pytanie o strategię rządu. O to, czy chroniąc interesy energetyki korporacyjnej rząd zaprzepaści historyczną szansę i na dziesiątki lat zepchnie kraj na peryferie rozwoju energetycznego. Pytań jest zresztą znacznie więcej. Gołaszewski pisze o dwóch najbardziej perspektywicznych technologiach w rolnictwie energetycznym: biogazowni rolniczej i biorafinerii rolniczej (produkującej paliwa drugiej generacji, ale nie tylko te paliwa). Pierwsza jest już stosunkowo szeroko znana. Kilka ostatnich lat wysiłków ludzi, zaangażowanych na rzecz podniesienia poziomu wiedzy o tej techno-

logii, daje efekty w postaci wzrostu świadomości jej potencjału, ale mówienie o jej rozwoju w Polsce byłoby nadużyciem. Z drugiej jednak strony pojawia się w przypadku biogazowni pytanie: dlaczego Poldanor, duńska firma rolnicza działająca w Polsce, jest w stanie budować biogazownie (lata 2005-2010: Pawłówek – 730 kW_{el}, Płaszczyca – 625 kW_{el}, Człuchów – 330 kW_{el}, Kocala – 2 MW_{el}, Nacław – 625 kW_{el}; w budowie są 3 biogazownie o mocy 2,3 MW_{el}; w latach 2011-2013 planuje budowę biogazowni o łącznej mocy 7 MW_{el}), a żadna rodzima firma nie jest w stanie budować. Czy dlatego, że zabrały się za tę budowę czempiony polskiej elektroenergetyki (PGE, Energa, Enea, Tauron)?

Potencjał rolnictwa energetycznego, w części dotyczącej biogazowi i mikrobiogazowni, został przedstawiony w rozdz. 15 (przykład 3, w szczególności tabela 3.5). Potencjał ten będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2030 roku. Obecnie można szacować, że w budowie i na etapie bardzo zaawansowanych przygotowań do budowy jest już w Polsce około 300 biogazowni, mimo wielkich utrudnień regulacyjnych i ryzyka (politycznego, regulacyjnego i rynkowego – związanego z systemowym zniszczeniem podstaw rynku biomasy poprzez wykreowanie współspalania jako najważniejszej krajowej technologii OZE).

Segment wytwórczy 3 – energetyka OZE/URE zintegrowana z budynkiem. Punktem wyjścia do przedstawienia perspektywy rozwojowej tego segmentu rynkowego jest bardzo ważny Raport „Rozwój oceny/certyfikacji budownictwa: od kalkulacji częściowych do całościowych", autorstwa profesor Barbary Jękot, stanowiący materiał „startowy" w Dziale Profesorskim na Klastrze 3x20 (i kontynuacja w postaci stałego felietonu pod nazwą Felieton ilustrowany „Integracja OZE/URE z architekturą"). Raport i Felieton przedstawiają perspektywę architekta, wnikliwego obserwatora sytuacji w budownictwie (dom zero/plusenergetyczny) na całym świecie, kładącego szczególny akcent na ujęcie całościowe, uwzględniające ciągniony rachunek energetyczny (w budownictwie) z jednej strony i jakość życia z drugiej.

Najważniejszą częścią segmentu wytwórczego 3 jest dom plusenergetyczny, ze źródłami o jednostkowych mocach elektrycznych do 5 kW. Jest to segment właściwy dla domów mieszkalnych (na wsiach i w miastach około 5,5 mln domów, wzrost liczby nowych domów – około 10 tys. rocznie). Segment będzie się rozwijał zgodnie z dyrektywą 2010/31/WE (zgodnie z nowelizacją po 2020 roku w UE można będzie budować wyłącznie domy nie gorsze pod względem efektywności energetycznej jak zeroenergetyczne) i dyrektywy 2009/28/WE. Głównymi źródłami energii elektrycznej charakterystycznymi dla domu plusenergetycznego będą mikrowiatraki i ogniwa fotowoltaiczne. Potencjał segmentu (ostrożnie oszacowany, uwzględniający modernizację istniejących domów i domy nowobudowane) może sięgać 10000 MW (przy rocznym czasie wykorzystania tej mocy, charakterystycznym dla mikrowiatraków i ogniw fotowoltaicznych, wynoszącym

około 1000 godzin). Potencjał będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2030 roku i dalej.

Segment zasobnikowy 1 – samochód elektryczny, o jednostkowej pojemności baterii akumulatorów około 40-60 kWh, pracujący w trybie ładowania i jazdy. Jest to segment, który głównie będzie się rozwijał zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE. Ostrożne szacunki uprawniają do założenia, że liczba samochodów elektrycznych w Polsce w 2020 roku wyniesie około 1 mln sztuk. Potencjał zasobnikowy segmentu (bardzo ostrożnie oszacowany) wynosi zatem nie mniej niż 10 GWh/dobę (przy rocznym przebiegu samochodu 20 tys. km). Potencjał będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2012 roku, aż do 2030 roku i dalej (gdyby przyjąć, że w Polsce w 2030 roku będzie 25 mln samochodów ogółem, z tego 10 mln samochodów elektrycznych, to potencjał zasobnikowy segmentu wyniósłby około 100 GWh/dobę). Podkreśla się, że segment zasobnikowy 1 jest naturalnym rozszerzeniem segmentu wytwórczego 3 w postaci domu plusenergetycznego.

Segment zasobnikowy 2 – samochód elektryczny, o jednostkowej pojemności baterii akumulatorów około 40-60 kWh, pracujący w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów. Segment ten będzie się rozwijał zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE, podobnie jak segment zasobnikowy 1, ale ma w porównaniu z tym ostatnim wielokrotnie większy potencjał DSR. Potencjał DSR segmentu zasobnikowego 2 zależy w szczególności od prędkości ładowania samochodów. W tym zakresie przyszłość należy do wymienialnych paneli akumulatorów. Zatem można przyjąć, że potencjał DSR wynosi około ± 50 GWh/dobę w 2020 roku i około ± 500 GWh/dobę w 2030 roku. (Założono, że akumulatory mogą być przeładowywane raz na dobę).

Segment pomp ciepła: popytowy na rynku energii elektrycznej i wytwórczy na rynku ciepła. Jest to segment, dla którego rynek jest taki jak dla segmentu wytwórczego 3, czyli jest to rynek w postaci domu plusenergetycznego. Jednostkowa moc elektryczna pompy, to około 3-5 kW. Ze względu na bezwładność cieplną budynków i zasobników ciepłej wody użytkowej, pompa ciepła ma duży potencjał DSR. Regulacje dotyczące tego segmentu są określone w dyrektywach 2010/31/WE oraz 2009/28/WE. Potencjał segmentu (grubo oszacowany), uwzględniający modernizację istniejących domów i domy nowobudowane) wynosi około 5000 MW, w postaci mocy zainstalowanej pomp ciepła (założono, że połowa rynku ciepła jest pokrywana przez pompy ciepła). Potencjał będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2011 roku, aż do 2030 roku i dalej.

Infrastruktura Smart Grid do zarządzania energetyką rozproszoną. Efektywne wykorzystanie, w aspekcie DSR, przedstawionego potencjału energetyki rozproszonej wymaga odpowiedniej infrastruktury *Smart Grid* do zarządzania tą energetyką. Z tego punktu widzenia poniżej przedstawia się dziesięć charakterystycznych podsegmentów infrastruktury *Smart Grid*, dla charakterystycznych (zróżnicowanych) potrzeb, takich jak: 1° – inteligentny dom plusenergetyczny,

z samochodem elektrycznym lub bez takiego samochodu (infrastruktura *Smart Grid Mikro* ukierunkowana na bezpieczeństwo energetyczne domu, ale także na ogólne bezpieczeństwo domu i mieszkańców), 2° – wirtualne źródło poligeneracyjne w gminie wiejskiej (podsegment ukierunkowany w dużym stopniu na infrastrukturę krytyczną gminy), 3° – wirtualne źródło poligeneracyjne w mieście (*Smart City* – infrastruktura głównie do zarządzania transportem elektrycznym), 4° – regionalne wirtualne źródło poligeneracyjne (infrastruktura *Smart Grid* ukierunkowana na przykład na ARE – Autonomiczny Region Energetyczny, OGES – Operatorstwo Gospodarki Energetycznej Szpitala i inne podobne podsegmenty), 5° – zakład przemysłowy (*Smart Grid* ukierunkowany na zarządzanie skomplikowaną infrastrukturą przemysłową, w tym gospodarką energetyczną), 6° – franczyzowe (przyporządkowane inwestorowi) wirtualne źródło poligeneracyjne, 7° – infrastruktura operatorska operatora OSD na rynku energii elektrycznej, 8° – infrastruktura operatorska operatora OSP na rynku energii elektrycznej (PSE-Opertor), 9° – infrastruktura operatorska operatora OSD na rynku gazu ziemnego, 10° – infrastruktura operatorska operatora OSP na rynku gazu ziemnego (Gas-System).

rozdział siedemnasty

RUCH PROSUMENCKI I NOWE ZAWODY W OBSZARZE ENERGETYKI URE

Zarówno ruch prosumencki jak i nowe zawody mają podstawę w rozwoju technologii URE. Technologie te odmienią sposób funkcjonowania energetyki. Masowe zastosowanie „fabrycznych" technologii energetycznych (i przede wszystkim charakterystyczna dla tego sposobu produkcji konkurencja) zwiększy ogólnie efektywność energetyki. Dla prosumentów technologie te zwiększą dostępność rozwiązań w zakresie dostawy energii. Z kolei zastąpienie tradycyjnego projektowania doborem technologii URE, a tradycyjnej eksploatacji urządzeń ich serwisowaniem, zmniejszy wymagania kwalifikacyjne kadry, które w energetyce WEK musiały być (i do pewnego czasu były) bardzo wysokie.

Jeśli do tego dodać utratę zaufania do starego porządku (w Polsce jest to proces podobny, w niektórych aspektach, do procesu utraty zaufania do socjalizmu w latach 70. i 80.), to jest uzasadniona teza, że w nadchodzących latach powstanie nowy porządek. Tym bardziej, że w świetle trzyetapowego antycypowania rozwoju sytuacji w energetyce można powiedzieć, że nie ma już w tym obszarze niebezpieczeństwa katastrofy. Mianowicie, budowa społeczeństwa wiedzy poszła na tyle do przodu, że dalsze procesy w energetyce będą miały coraz bardziej charakter rozmyty, a mechanizmy rynkowe będą miały wystarczającą siłę do stabilizowania takich procesów.

Pierwszym etapem, z trzech o których tu jest mowa, będzie ograniczanie nieracjonalności energetyki WEK (opartej na ekonomice klienckiej, z odbiorcami na końcu łańcucha wartości). Każde hamowanie tego procesu będzie przyspieszać drugi etap rozwoju, mianowicie rozwój oparty na ekonomice konsumenckiej, z prosumentami na początku łańcucha wartości. Będzie to oznaczać przyspieszanie budowy przemysłu URE, czyli konfrontację dotychczasowego sojuszu rządowo-korporacyjnego z przemysłem URE, który jest nieporównywalnie silniejszy od odbiorców. Jeśli drugi etap nie przyniesie satysfakcjonujących rozwiązań, to przyspieszony zostanie trzeci etap – przebudowa modelu życia na model ukierunkowany na gwałtowną redukcję zużycia energii, z człowiekiem produktywnym – najważniejszym, w pełni upodmiotowionym ogniwem łańcucha wartości. Ludzie przesiądą się w większym stopniu na „rowery" i przeniosą się w większym stopniu do „sieci" (zrewolucjonizowany zostanie transport i budownictwo, znacznie zyskają na znaczeniu telepraca i teleedukacja).

Jako wynik złożonych procesów będą się kształtować nowe zawody w obszarze energetyki URE, znacznie bardziej zliberalizowane/zdemokratyzowane niż w energetyce korporacyjnej. Już obecnie do zawodów o najwyższym priorytecie na listach rankingowych w UE należą nowe zawody takie, jak: 1° – certyfikator urządzeń/instalacji OZE/URE (technologii OZE), 2° – audytor energetyczny w obszarze budownictwa mieszkaniowego i biurowego, ale także w obszarze infrastruktury przemysłowej i procesów przemysłowych, 3° – audytor/deweloper gospodarki energetycznej i środowiska (od mieszkania do całego kraju, poprzez budynek, gminę, powiat, miasto, województwo), 4° – biotechnolog w obszarze utylizacji biomasy biodegradowalnej, uprawy roślin energetycznych, zgazowania fermentacyjnego roślin energetycznych; 5° – integrator urządzeń URE z siecią rozdzielczą, 6° – projektant infrastruktury *Smart Grid*, 7° – instalator urządzeń OZE/URE. Jest to w dużej części wynik rozwiązań regulacyjnych zawartych w dyrektywach 2009/28/WE i 2010/31/WE.

rozdział osiemnasty

JEDNOLITY RYNEK OZE/URE (EUROPEJSKI I NIE TYLKO)

Od początku lat 90. utworzenie jednolitych rynków energii elektrycznej oraz gazu jest jednym z najważniejszych europejskich priorytetów. Przy tym wszystkie działania podejmowane na początku lat 90. na rzecz wzrostu konkurencji, i tym samym efektywności, były ukierunkowane w elektroenergetyce (i w gazownictwie) na wykorzystanie zasady TPA. Chodziło zatem o rynki konkurencyjne o bardzo ekskluzywnym charakterze, odmiennie działające (w porównaniu z resztą gospodarki, rynkowej). Obecnie chodzi natomiast o rynki OZE/URE, które rządzą się takimi samymi prawami jak cała gospodarka, oczywiście w części poddanej prawom rynku, w szczególności mechanizmom silnej konkurencji.

Zasada TPA i jednolity rynek UE w obrębie energetyki WEK. Przełomowym wydarzeniem w tych działaniach było ogłoszenie w 1992 roku przez Komisję Europejską projektu dyrektywy elektrycznej 96/92/WE. Od tego czasu trzy kolejne etapy prac nad regulacjami prawnymi, mającymi zapewnić konkurencję w elektroenergetyce WEK za pomocą TPA, są identyfikowane z trzema pakietami liberalizacyjnymi. Pierwszy pakiet, to dyrektywy 96/92/WE (elektryczna) i uchwalona dwa lata później dyrektywa 98/30/WE (gazowa). Pierwszy pakiet liberalizacyjny miał otworzyć rzeczywiste rynki dla wielkich odbiorców końcowych: energii elektrycznej (w ciągu 6 lat do poziomu odbiorców o rocznym zużyciu energii elektrycznej wynoszącym 9 GWh) i gazu (w ciągu 10 lat do poziomu odbiorców o rocznym zużyciu gazu ziemnego powyżej 5 mln m^3). Drugi pakiet, to dyrektywy 2003/54/WE (elektryczna) i 2003/55/WE (gazowa). Jego istotą było radykalne (pełne i bardzo szybkie) otwarcie rynków energii elektrycznej i gazu dla odbiorców końcowych. Dla zapewnienia tego otwarcia dyrektywy stanowiące drugi pakiet zobowiązały wszystkie kraje członkowskie UE do wydzielenia, w formie odrębnych podmiotów prawnych, operatorów w elektroenergetyce i w gazownictwie (OSP – 2004, OSD – 2007). Trzeci pakiet, to dyrektywy 2009/72/WE (elektryczna) i 2009/73/WE (gazowa). Ich celem jest wzmocnienie regulacji, które mają kreować rzeczywistą konkurencję. Dlatego główny nacisk w dyrektywach jest położony na zapewnienie regulatorom (urzędom regulacyjnym) rzeczywistej niezależności, a nie tylko formalnej.

Podkreśla się tu, że pierwszy (z 1992 roku) projekt dyrektywy dotyczącej jednolitego rynku energii elektrycznej był z jednej strony bardzo ostrożny (o tym decydowały: ograniczenie wdrożenia zasady TPA praktycznie tylko do odbiorców

przemysłowych, wyłączenie z działania zasady mniejszych odbiorców – ze sfery usług, w szczególności zaś ludności, ponadto rozciągnięcie wdrożenia zasady dostępu odbiorców końcowych do rynku na długi/wieloletni okres). Z drugiej strony był to jednak projekt bardzo progresywny. W projekcie zapisana była na przykład obligatoryjność zasady TPA, która jest kluczowa z punku widzenia rzeczywistej konkurencji, a nie tylko postulatywnej (z punktu widzenia rzeczywistego działania zasady TPA).

Bardzo „stępiony" kształt dyrektywy 96/92/WE, która weszła w życie w 1996 roku, czyli dopiero po czterech latach od opublikowania projektu przez Komisję Europejską, pokazała siłę korporacyjnej elektroenergetyki, skupionej w organizacji Eurelectric, specjalnie utworzonej do obrony interesów korporacyjnej elektroenergetyki przed Komisją Europejską (jeszcze trudniejsze/brutalniejsze procesy zachodziły w gazownictwie). Dyrektywa 96/92/WE, wymuszająca proces udostępniania rynku odbiorcom – rozciągnięty na 6 lat i zatrzymany na poziomie odbiorców o zużyciu rocznym energii elektrycznej wynoszącym 9 GWh – pozostawiała kontynuację otwierania rynku jako sprawę otwartą. Mianowicie, decyzja o dalszym liberalizowaniu rynku miała być podjęta w okresie późniejszym, z uwzględnieniem sukcesywnie zdobywanych doświadczeń. Ponadto, w wyniku oporu organizacji Eurelectric, obligatoryjność zasady TPA w projekcie została zastąpiona w dyrektywie rozwiązaniem w postaci negocjowanego TPA, lub zasady Single Buyer. W ten sposób dobre początkowo unijne rozwiązania na rzecz konkurencji na rynku energii elektrycznej, stawały się coraz bardziej rozwiązaniami formalnymi, a nie rzeczywistymi. Stąd była potrzeba wdrożenia kolejnych pakietów liberalizacyjnych, drugiego i trzeciego. Pakiety te stanowią o konsekwencji Komisji Europejskiej (obecnie również Parlamentu Europejskiego, którego znaczenie w ostatnich latach bardzo silnie rośnie). W Polsce taki kierunek (formalnych, a nie rzeczywistych działań na rzecz konkurencji) dominuje w praktyce rządowo-korporacyjnej.

Drugi kierunek działań na rzecz tworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej w UE, mający u podstaw wykorzystanie zasady TPA, dotyczył zmian we wspólnej polityce transportowej, która na mocy Traktatu z Maastricht została rozszerzona o połączenia transgraniczne w postaci elektroenergetycznych (i gazowych) linii przesyłowych. W początkowym okresie (w okresie planów i koncepcji) kierunek ten wydawał się bardzo rozwojowy. Jednak okazało się, że główne projekty (z polskiego punktu widzenia na przykład połączenie Polska-Litwa, Baltic Ring i inne) napotykają na szereg różnorodnych przeszkód, w tym lokalizacyjnych. Przede wszystkim jednak okazało się, że projekty te (chodzi o projekty z obszaru elektroenergetyki), zdecydowanie o charakterze politycznym, wymagające regulacji specjalnych, w nowych warunkach – coraz pełniejszej internalizacji kosztów zewnętrznych – nie wytrzymują weryfikacji ekonomicznej. Projekty te nie zyskują także ze strony tworzącego się społeczeństwa wiedzy

wymaganego poziomu akceptacji dla specjalnych uregulowań prawnych, aby politycy mogli je przeprowadzić.

Jednolity rynek OZE/URE. Diametralnie inna sytuacja jest w zakresie budowy europejskiego/unijnego rynku energetyki rozproszonej OZE. Warunki do powstania tego rynku poprawiają się bardzo szybko. Jeszcze ważniejsze jest to, że tworzą się całkowicie nowe warunki do powstania globalnego rynku URE. Siłą napędową w tym wypadku są nowi gracze, dla których bariera wejścia na rynki tradycyjnych technologii wielkoskalowych (wytwórczych węglowych i jądrowych oraz sieciowych) była zbyt wysoka. Mianowicie dominacja przemysłów amerykańskiego (przedsiębiorstwa takie jak: Westinghouse, General Electric, Foster Wheeler i inne) oraz europejskiego (przedsiębiorstwa takie jak Alstom, Siemens, ABB i wiele innych) w tym obszarze jest zbyt wysoka, co wynika z ponad 100-letniej historii rozwoju technologii wielkoskalowych.

W przemysłach URE bariera wejścia na rynek jest ciągle jeszcze stosunkowo niska. Wykorzystują to zwłaszcza dwaj najwięksi nowi globalni gracze spoza USA i UE, mianowicie Chiny i Indie. Jest to już widoczne na rynkach dostaw takich urządzeń jak: mikrowiatraki i ogniwa fotowoltaiczne (jedne i drugie ewentualnie z zasobnikami w postaci akumulatorów), mikrobiogazownie i wiele innych. Oczywiście, przepływ towarów (urządzeń URE), i związana z tym konkurencja, nie mogą być tak łatwo zablokowane jak konkurencja wymagająca stosowania zasady TPA. W perspektywie UE jest to jasne, jeśli uwzględni się fakt, że w 2011 roku zakończony został proces wdrażania czterech wolności (przepływu: towarów, kapitału, osób i usług), co definitywnie oddala ryzyko blokowania przepływu towarów (kluczowe z punktu widzenia rozwoju energetyki OZE/URE). Ważne jest także i to, że do ewentualnego budowania systemu blokującego rozwój energetyki OZE/URE nie da się już wykorzystać żadnej dotychczasowej polityki unijnej z trzech oficjalnie istniejących: rolnej, transportowej i handlowej (ta ostatnia praktycznie została zresztą już w pełni zrealizowana, czyli zastąpiona rynkiem). W skali globalnej z kolei uzgodnienia liberalizacyjne w ramach WTO, osiągnięte do czasu rozpoczęcia Rundy Doha, też są gwarancją, że żadnego restrykcyjnego systemu ograniczającego przepływ dóbr inwestycyjnych dla potrzeb energetyki OZE/URE nie da się łatwo zbudować.

rozdział dziewiętnasty

POTRZEBA PRZEBUDOWY ODPOWIEDZIALNOŚCI ZA ENERGETYKĘ W RZĄDZIE

Dotychczasowa odpowiedzialność za energetykę w rządzie, skoncentrowana w Ministerstwie Gospodarki nie odpowiada już potrzebom czasu. Pokazują to zwłaszcza kolejne dokumenty, za których opracowywanie jest odpowiedzialny rząd [2,7]. Mianowicie, Ministerstwo Gospodarki nie jest w stanie (nie ma wystarczających kompetencji) i nie ma odpowiednich kompetencji) do działań na rzecz rozwoju energetyki OZE/URE. W szczególności odnosi się to do takich fundamentalnych zagadnień, według Pakietu 3x20, jak integracja technologii URE z (domem, „blokiem" mieszkalnym, biurowcem), z gospodarstwem rolnym, z gminą wiejską, z osiedlem miejskim i całym miastem, z powiatem i województwem, a także z transportem (publicznym, drogowym, kolejowym).

Pod tym względem właściwym do działań jest Ministerstwo Infrastruktury, które ma w swoich kompetencjach: planowanie przestrzenne, budownictwo, transport oraz telekomunikację i odpowiednie ustawy do ich regulacji, o najwyższej randze w hierarchii ważności aktów prawnych. Są to takie ustawy jak: ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ustawa Prawo budowlane, ustawa Prawo telekomunikacyjne, ustawa Kodeks drogowy, ustawa o transporcie drogowym, ustawa o transporcie kolejowym, ustawa o transporcie publicznym i inne ustawy, mniej znaczące, na przykład ustawa o audycie energetycznym budynku.

Pozostawanie Ministerstwa Infrastruktury poza obszarem działań na rzecz realizacji celów Pakietu 3x20 jest groźne choćby z tego powodu, że może być wkrótce przyczyną narastającej fali kosztów osieroconych w infrastrukturze, której rozwój jest ukierunkowany na tradycyjny transport, a nie na transport elektryczny (korzystający z energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych). Z tego punktu widzenia znamienne jest to, że w polityce energetycznej [5], za którą odpowiada Ministerstwo Gospodarki, pominięto transport elektryczny (za transport odpowiedzialne jest Ministerstwo Infrastruktury), jako sposób realizacji celów Pakietu 3x20 w okresie do 2020 roku (nie ma tego transportu nawet w horyzoncie 2030). Jest tak, mimo że w dyrektywie 2009/28/WE transport elektryczny ma jeden z najwyższych priorytetów.

Podobnie, w dokumencie [7] nie ma w ogóle mechanizmów integracji energetyki OZE/URE z budynkiem (materia ustawy Prawo budowlane). Brak jest

również zapisów o integracji energetyki OZE/URE z gminą wiejską, a także z osiedlem miejskim i całym miastem (materia ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym). Jest tak, mimo że w dyrektywach 2009/28/WE oraz 2010/31/WE przywiązuje się wagę do tej integracji i do zastosowania takich technologii jak: kolektor słoneczny, pompa ciepła, mikrokogeneracja (w tym mikrobiogazownia), ogniwo fotowoltaiczne, samochód elektryczny i wiele innych).

Osobną sprawą jest *Smart Grid*, czyli technologia do zarządzania energią, która bardziej niż technologią energetyczną jest technologią infrastrukturalną. Mianowicie, oprócz tego, że transport (zwłaszcza samochód elektryczny) i budownictwo (inteligentny dom plusenergetyczny) mają w tym wypadku podstawowe znaczenie, to technologia ta w sprowadza się przede wszystkim do wykorzystania technologii teleinformatycznych, a główną barierą w jej wdrażaniu będzie syndrom Wielkiego Brata (materia ustawy Prawo telekomunikacyjne).

Minimalnym działaniem, które należy postulować na rzecz alokacji kompetencji w rządzie, jest „ulokowanie" ustawy OZE w Ministerstwie Infrastruktury. Jest obecnie właściwy czas na takie trudne rozwiązanie. Po pierwsze, nie psuje ono dobrych rozwiązań, bo tych nie ma. Po drugie, należy przyjąć, że ustawa OZE, która powinna już być uchwalona (w ramach harmonizacji polskiego prawa z dyrektywą 2009/28/WE), nie zostanie uchwalona w 2011 roku, a zatem będzie za nią odpowiedzialny już nowy rząd (wyłoniony po jesiennych wyborach parlamentarnych). Po trzecie, rozwiązanie to osłabiłoby presję na utworzenie nowego ministerstwa (energetyki odnawialnej, zrównoważonego rozwoju), która staje się coraz większa (jest na przykład widoczna w programach wyborczych ruchu Greenpeace). Po czwarte, rozwiązanie to miałoby duży konstruktywny potencjał w zakresie rzeczywistego równoważenia interesów energetyki WEK i OZE/URE (każde osłabienie działań na rzecz konstruktywnego równoważenia interesów energetyki WEK i OZE/URE będzie zwiększać straty). W energetyce WEK w wyniku jej niedostosowania się do nowych trendów. W energetyce OZE/URE – w wyniku konieczności pokonywania oporów stawianych przez energetykę WEK, znacznie większych od racjonalnych.

rozdział dwudziesty

DELFICKI SYSTEM ZAOPATRZENIA POLSKI W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W 2030 ROKU

Chociaż świat stoi na rozdrożu, to o bezpieczeństwo energetyczne nie należy się obawiać. Nie trzeba się obawiać także o ekonomikę. Ale pod kilkoma warunkami. Pierwszy sprowadza się do tego, że ekonomiki tej nie będą zakłócać destrukcyjne regulacje państwowe, na przykład takie, jak te dotyczące współspalania, ale również te dotyczące przyłączania źródeł rozproszonych do sieci elektroenergetycznej. Czyli, że regulacje te zaczną respektować pełną internalizację kosztów zewnętrznych (koszty środowiska, ale także koszty przesyłu, z uwzględnieniem rynku usług systemowych), w optyce odbiorców, a nie wytwórców budujących super bloki (węglowe, jądrowe). Drugim jest odwrócenie obowiązujących procedur przyłączania źródeł OZE/URE do sieci operatorów OSD. Mianowicie, obowiązek wykazania przez inwestora w każdym wypadku, że źródło OZE/URE „nie szkodzi" sieci musi być zastąpiony obowiązkiem operatora, że źródło „szkodzi" sieci, jeśli operator nie chce go przyłączyć. (Ten postulat nawiązuje bezpośrednio do konfliktu związanego z obligatoryjnością i fakultatywnością zasady TPA, który w pierwszej połowie lat 90. wystąpił na wielką skalę w UE w procesie kształtowania się dyrektywy 96/92/WE, rozdz. 18. Wówczas, pod wpływem zmasowanych działań organizacji Eurelectric, zasada obligatoryjności przegrała z zasadą fakultatywności. Obecnie przychodzi jednak czas na odwrócenie zasady, czyli na wprowadzenie zaproponowanego rozwiązania. Rozwiązania w postaci obowiązku operatora OSD, który odmawia przyłączenia źródła do sieci, polegającego na udowodnieniu, że źródło „szkodzi" sieci).

Inną sprawą są nowe zachowania odbiorców, możliwe wraz z rozwojem nowych technologii. W tym aspekcie charakterystyczna jest synteza zasygnalizowanej sprawy z długoterminowymi strategiami rządowo-korporacyjnymi typu *ty mnie najprzód powozisz, a ja potem na tobie pojeżdżę*[63]. Na przykład, z dokonaną w połowie 2011 roku antyreformą systemu emerytalnego. Rząd mami społeczeństwo, że ma dobre rozwiązanie dla emerytów. Rząd widzi tę przyszłość na przykład w płaceniu, przez osoby pracujące, składek ubezpieczeniowych do ZUS-u. Z kolei korporacje energetyczne i finansowe widzą ją w inwestowaniu, przez OFE, pieniędzy ze składek w przedsiębiorstwa energetyczne, które wybudują elektrownie jądrowe za 110 mld zł. Niestety, rządy i korporacje bardzo sobie zaszko-

[63] Aleksander Sołżenicyn.

dziły na świecie oszukując społeczeństwa, co się powszechnie ujawniło w ostatnich, kryzysowych latach (rozdz. 2).

Z drugiej strony ludzie mogą obecnie wybudować sobie dom plusenergetyczny, ale także zmodernizować istniejący dom do postaci plusenergetycznego, zamiast wpłacać środki do ZUS-u. Wtedy kiedy jeszcze pracują i dobrze im się powodzi (bo nie „inwestują" długoterminowo swoich prawdziwych pieniędzy w krótkoterminowe interesy polityków i korporacji). Zapewnienie sobie na dwadzieścia lat energii elektrycznej z układu hybrydowego do zasilania własnego inteligentnego domu na potrzeby urządzeń AGD, pompy ciepła i samochodu elektrycznego będzie najlepszą polisą ubezpieczeniową dla ludzi myślących, którzy nie będą musieli płacić za drożejąca energię z malejących emerytur.

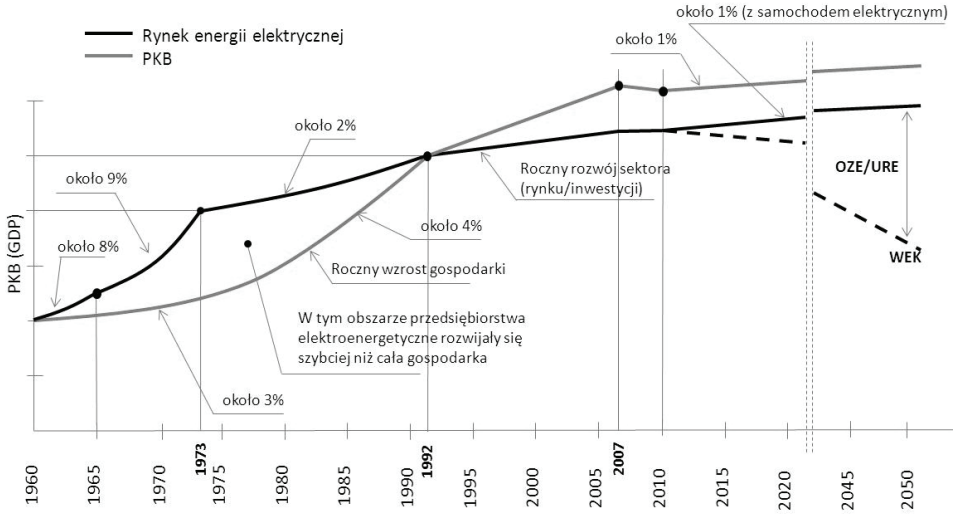
Jeśli rząd zorientuje się, w co grają ludzie myślący, przestanie walczyć z Komisją Europejską o derogację w imię obrony interesów korporacyjnych i wycofa się z programu energetyki jądrowej. Przygotuje natomiast dobrą (nie od razu) ustawę OZE. Tym samym postąpi racjonalnie, tak jak postąpił rząd amerykański po czterech traumatycznych wydarzeniach w okresie 1965-1979 (*black out*, kryzys energetyczny, *Consolidated Edison* nie wypłaca dywidendy, awaria *Three Mile Island*), uchwalając ustawy PURPA i Energy Act. Tak jak postępuje Komisja Europejska ustanawiając trzeci pakiet liberalizacyjny w elektroenergetyce i gazownictwie (Tabela chronologiczna), ale także wiele innych charakterystycznych regulacji/strategii [18 do 25]. Wreszcie tak jak postępuje niemiecki rząd podejmując w 2011 roku, na rok przed wyborami, decyzję o likwidacji energetyki jądrowej.

Model współzależności rynku paliw/energii oraz PKB. 50-letnia retrospekcja i horyzont 2050. Jest zrozumiałe, że na progu drugiej dekady 21. wieku model współzależności rynku paliw/energii oraz PKB inaczej wygląda w krajach OECD, w Chinach i Indiach oraz w Afryce. Stary model, w którym poziom rozwoju poszczególnych krajów objaśniało się za pomocą zużycia energii elektrycznej, produkowanej w wielkich elektrowniach, będzie jeszcze przez pewien czas do wykorzystania, przynajmniej w części, w Chinach i w Indiach. Afryka, która na rozwój musi jeszcze poczekać, powinna wykorzystać rentę zapóźnienia i w model ten w ogóle nie powinna wchodzić. Do objaśniania kondycji gospodarczej krajów OECD trzeba natomiast używać (i już się to robi) takich wielkości jak efektywność energetyczna, produkcja energii odnawialnej, redukcja emisji CO_2.

W nowej sytuacji Polska powinna w szczególny sposób pamiętać o zmianie, w rozwiniętym świecie, paradygmatu rozwojowego energetyki. W konsekwencji powinna bardzo ostrożnie prognozować wzrost zapotrzebowania paliw/energii. Zwłaszcza, że liczba ludności w kraju istotnie maleje (z powodu niskiego przyrostu naturalnego, ale także emigracji, jeszcze nie w pełni zidentyfikowanej.

W poglądowym modelu rozwojowym przedstawionym na rys. 3.2, antycypuje się od 2011 roku stopniowe równoważenie zużycia energii i wykorzystania zasobów środowiska naturalnego z jednej strony, ale również równoważenie

konsumpcji każdego pokolenia do poziomu wynikającego z realnego PKB. W szczególności w modelu tym, 3% roczny wzrost PKB w okresie 2011-2050 został skorygowany o spłatę obecnego zadłużenia (łącznego, wewnętrznego i zewnętrznego), wynoszącego w krajach OECD około 80%, czyli o około 2 punkty procentowe rocznie. Przy skorygowanym PKB antycypuje się 1-procentowy roczny wzrost rynku energii elektrycznej. Wzrost ten uwzględnia dwie bardzo rozwojowe technologie, mianowicie pompę ciepła i samochód elektryczny, które przyspieszą produkcję energii elektrycznej w OZE, ale też uwolnią wielkie ilości paliw kopalnych na rynkach ciepła i transportu.



Charakterystyczne wydarzenia: 1965 – black out w USA, 1973 – arabskie embargo naftowe, 1992 – amerykańska ustawa Energy Act (wprowadzenie zasady TPA w obszarze sieci przesyłowej), 2007 – początek światowego kryzysu, 2050 – horyzont deklaracji politycznych (w odniesieniu do energetyki)

Rys. 3.2. Poglądowy model współzależności rynku energii elektrycznej oraz PKB dla krajów OECD
(opracowanie własne)

Potrzeba zdefiniowania technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających. Niemcy, których strategię powinniśmy uważnie analizować ze względu na jej skuteczność (także sąsiedztwo umożliwiające głęboki wgląd w tę strategię) zapowiadają, że już w 2050 roku będą mieć tylko energetykę odnawialną. Konsekwentnie, technologiom WEK nadały status technologii pomostowych – do nowej energetyki. (Elektrownie jądrowe uzyskały taki status jeszcze przed decyzją o ich całkowitej likwidacji do 2022 roku. Status ten miał obowiązywać do 2035 roku, czyli do terminu likwidacji elektrowni jądrowych obowiązującego przed katastrofą Fukushima). Wdrożenie w Niemczech koncepcji technologii pomostowych oznacza, że zyski z elektrowni jądrowych będą jeszcze przez 10 lat

(do czasu ich likwidacji) przeznaczone na finansowanie rozwoju energetyki OZE/URE. Zyski z technologii węglowych będą natomiast wykorzystywane na ten cel nawet przez 40 lat.

Polska strategia (wynikająca z Polityki energetycznej [2]) jest biegunowo różna. Środki przejmowane przez skonsolidowane przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, mają być w nadchodzącej dekadzie przeznaczone w ramach subsydiowania skrośnego (cen transferowych) na zrealizowanie gigantycznych inwestycji węglowych – z tego powodu walczyliśmy o derogację, a w kolejnej dekadzie na gigantyczne inwestycje jądrowe. W wypadku pierwszych, czas wyjścia z biznesu wyniesie około 50 lat, w drugich nie będzie krótszy niż 80 lat. Negatywne konsekwencje dla gospodarki, wynikające z rządowej strategii „pod prąd" (światowym trendom), muszą się stać przedmiotem publicznej debaty, bo chodzi o odpowiedź na pytanie, jak obecne pokolenie może rozwiązać własne problemy i przyszłych pokoleń nie obarczając ich (tych ostatnich) ogromnymi kłopotami.

Zdefiniowanie technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających, ważne w aspekcie priorytetów [18], jest nie mniej ważne, a może nawet ważniejsze, w aspekcie Mapy Drogowej [19]. Zgodnie z tą Mapą [18] UE ma do 2050 roku wyeliminować 80-95% emisji CO_2, a w segmencie produkcji energii elektrycznej nawet 93-99%. To oznacza radykalną redukcję wykorzystania paliw kopalnych, a dla budżetów państw członkowskich utratę wpływów podatkowych z akcyzy (głównie z segmentu paliw transportowych). Konsekwencją musi być przebudowa polityki WPR (tworzącej wielkie zapotrzebowanie na środki budżetowe) [20], także polityki transportowej (poza priorytetami [19], zwłaszcza w części dotyczącej systemów drogowych [21]). Mianowicie, jedna i druga muszą być redukowane, czyli musi następować redukcja następujących transferów finansowych: akcyza z paliw kopalnych → budżety krajów członkowskich → budżet UE → finansowanie WPR oraz infrastruktury transportowej. Biała księga [21] zapowiada taką redukcję (zasad pełnej odpłatności za użytkowanie infrastruktury transportowej), czyli jest wiarygodna. Jednak istotne efekty są osiągalne tylko po stronie WPR, poprzez zastępowanie transferów przychodami z rolnictwa energetycznego. Ale w tym wypadku występują duże opory [20], ze względu na skomplikowany układ interesów w UE.

Jako punkt wyjściowy do dyskusji nad zakresem polskich technologii pomostowych w horyzoncie 2050, a także technologii rozwojowych oraz ubezpieczających, proponuje się przyjąć, że racjonalne są następujące zakresy: 1° – w wypadku technologii pomostowych są to: technologie wytwórcze WEK w elektroenergetyce, rafinerie, kopalnie, sieciowe systemy przesyłowe – elektroenergetyczny i gazowy, 2° – w wypadku technologii rozwojowych są to: technologie proefektywnościowe oraz technologie OZE/URE (przede wszystkim takie jak dom plusenergetyczny ze *Smart Gridem Mikro*, „oddolnym", a nie „odgórnym", transport elektryczny, całe rolnictwo energetyczne i inne) oraz 3° – w wypadku technologii

ubezpieczających są to: technologie gazowe na gaz ziemny, LPG, gaz łupkowy i wiele innych.

Przedstawione propozycje dotyczące technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających mają w szczególności uzasadnienie w tabeli S.1, w której przedstawiono szacunkowe nakłady inwestycyjne dla ośmiu charakterystycznych technologii. Szacunki te uwzględniają nakłady na rozbudowę sieci (potrzebną do zapewnienia bezpieczeństwa wyprowadzenia mocy z bloku jądrowego w Żarnowcu, do wyprowadzenia mocy z dwóch bloków węglowych w nowych lokalizacjach, oraz do przyłączenia 40 farm do węzłów sieci NN/110 kV).

Do wykonania szacunków przedstawionych w tabeli S.1 przyjęto, oprócz niezbędnych nakładów na sieci przesyłowe w przypadku bloku jądrowego, bloków węglowych CCS i wielkich farm wiatrowych, bardzo grube oszacowania dotyczące samych źródeł wytwórczych. Najważniejsze z nich są następujące.

1. Przyjęto stosunkowo stabilne w ostatnich latach ceny turbin wiatrowych (lądowych), tzn. na poziomie zapewniającym jednostkowe nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe wynoszące około 1,8 mln EUR/MW. Stabilność cen jest także charakterystyczna dla bloków *combi* (gazowo-parowych) i źródeł trójgeneracyjnych małej skali: w pierwszym wypadku cena wynosi około 0,65 mln EUR/MW, a w drugim około 2,5 tys. EUR/kW_{el}. W wypadku ogniw fotowoltaicznych przyjęto ceny, które uwzględniają ich wielki spadek w 2010 roku, wynoszący kilkanaście procent, i dalszy potencjał obniżki w 2011 i w 2012 roku (do poziomu około 1 tys. EUR/kW_p). W przypadku mikrobiogazowni przyjęto ceny, które wynikają z bardzo ograniczonych na razie doświadczeń związanych z pracami nad instalacjami demonstracyjnymi[64] (przyjęto, że cena mikrobiogazowni produkowanej „seryjnie" będzie co najmniej o 30% niższa od kosztów instalacji demonstracyjnych).
2. Podstawowe nakłady inwestycyjne dla bloku jądrowego przyjęto na poziomie 4,5 mln euro/MW i zwiększono je o około 30% z tytułu tego, że jest to pierwszy blok budowany w Polsce (tu zakłada się, że będzie to jedyny blok w kraju). Ponadto, zwiększono je o 15% ze względu na nowe wymagania bezpieczeństwa jądrowego po katastrofie w elektrowni Fukushima. Nakłady na bloki węglowe uwzględniają budowę instalacji CCS praktycznie bez nakładów na rurociągi transportowe i magazyny CO_2, zgodnie z doświadczeniami dla bloku Bełchatów II (0,6 mld euro za instalację do separacji i wychwytu 30% CO_2 z bloku o mocy 850 MW „przed" instalacją CCS).
3. Roczną energię elektryczną produkowaną przez ogniwa o mocy 1 GW_p można obecnie szacować w przypadku Polski na około 1 TWh (równoważnik dla mocy ogniw fotowoltaicznych równej 1 MW_p wynosi: około 0,5 MW w wypadku wielkich farm wiatrowych i układów hybrydowych M/O/A oraz około 0,15 MW w przypadku wielkich bloków jądrowych, wielkich bloków węglo-

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

wych, średnich bloków *combi,* małych źródeł trójgeneracyjnych i mikrobiogazowni).

Główne obszary potencjalnej polskiej przewagi konkurencyjności w energetyce OZE/URE. Z jednej strony sytuacja odnośnie przewagi konkurencyjnej Polski staje się coraz wyraźniejsza, ale też widać, że przewaga ta jest bardzo szybko tracona. Jednym z najważniejszych powodów jest zaniechanie polegające na braku działań na rzecz koniecznego szybkiego odejścia od oficjalnej polityki energetycznej [2]. Innym powodem jest brak odpowiednich regulacji prawnych i zła praktyka stosowania istniejących regulacji.

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

1. **Rolnictwo energetyczne.** W pierwszym etapie (zwłaszcza do 2020 roku) możliwa jest restrukturyzacja rolnictwa i modernizacja wsi za pomocą biogazowni i mikrobiogazowni. W następnym etapie (po 2020 roku, w całej trzeciej dekadzie) możliwa jest kontynuacja unowocześniania rolnictwa i wsi za pomocą biorafinerii (paliwa drugiej generacji). Bardzo wielki potencjał rolnictwa energetycznego, w aspekcie produkcji energii elektrycznej i ciepła, został scharakteryzowany w rozdziałach 5, 9 i 15.
2. **Budownictwo.** Wykorzystując dane dotyczące budownictwa na świecie i w Polsce (w tym polskie bilanse energetyczne) przedstawione w rozdz. 6, można oszacować, że budownictwo (potrzeby bytowe ludności w mieście i na wsi, szeroko rozumiane usługi) jest odpowiedzialne w Polsce za roczną konsumpcję wynoszącą około 55 TWh energii elektrycznej kupowanej przez odbiorców końcowych. Dołączając do tego ciepło (roczne zużycie około 240 TWh), udział budownictwa w całkowitym zużyciu energii pierwotnej w Polsce można oszacować na około 40% (około 450 TWh). Są zatem podstawy, aby polski potencjał w zakresie redukcji zużycia energii w budownictwie (przekształcenia budownictwa w niskoenergetyczne) ocenić jako unikatowy w Europie. Wykorzystanie tego potencjału tworzy rynek popytowy dla nowego zróżnicowanego przemysłu. Wyjątkowe znaczenie ma rozwój przemysłu OZE/URE pracującego na potrzeby domów plusenergetycznych. Chodzi tu o nowy przemysł działający na rzecz zintegrowanego stosowania: 1° – termomodernizacji i źródeł OZE/URE w istniejących zasobach budynków oraz 2° – technologii domu niskoenergetycznego (pasywnego) i źródeł OZE/URE w budownictwie nowym. W jednym i drugim wypadku kluczowe

znaczenia ma równoważenie redukcji zużycia energii i jej produkcji w źródłach OZE/URE.

3. **Przemysł URE (1).** Głównymi produktami/wyrobami, za pomocą których polski przemysł OZE/URE może jeszcze budować swoją przewagę konkurencyjną są: kolektory słoneczne, pompy ciepła (do ogrzewania i chłodzenia, zasilane energią elektryczną z OZE) i mikrowiatraki. Przykładem budowania polskiej przewagi konkurencyjnej w przypadku kolektorów słonecznych jest firma Watt (rozdz. 12, przykład 1). O znaczeniu firmy na rynku globalnym może świadczyć potencjał jej produkcji. Otóż jej produkcję w ciągu najbliższych 10 lat można szacować na około 2% całej dotychczasowej produkcji kolektorów słonecznych na świecie. Nie ma na razie tak spektakularnych przykładów w przypadku pomp ciepła i mikrowiatraków. Są jednak już przykłady polskich minifabryk produkujących pompy ciepła i mikrowiatraki. Pojawiają się także zgłoszenia patentowe, co świadczy o potencjale innowacyjności. W przypadku energetyki mikrowiatrowej rośnie gwałtownie liczba nowych inwestorów/przedsiębiorców, starających się zająć dobrą pozycję na rynku (produkcja komponentów, produkcja start-up, produkcja zestawów, doradztwo inwestycyjne, instalatorstwo, serwis instalacji). Na początku 2011 roku było ich ponad 140, z tego połowa działała krócej niż dwa lata[65].

4. **Przemysł URE (2).** Odrębną sprawą jest potencjał budowy przewagi konkurencyjnej w zakresie produkcji małych agregatów kogeneracyjnych na paliwa gazowe; chodzi tu o mikrobiogazownie, agregaty kogeneracyjne na gaz ziemny, na metan z odmetanowania kopalń, na biogaz z wysypisk śmieci, na biogaz z małych oczyszczalni ścieków – do 1000 m^3 na dobę. Jest to potencjał, który wiąże się bezpośrednio ze skokowym rozwojem w Polsce w ostatnim dwudziestoleciu przemysłu silników spalinowych. W przypadku rozwoju rynku samochodów elektrycznych przemysł ten znajdzie się w trudnej sytuacji. Jego restrukturyzacja może być z jednej strony czynnikiem budowy przewagi konkurencyjnej w zakresie produkcji małych agregatów kogeneracyjnych, i równocześnie jednym z rozwiązań łagodzących trudności związane z przeinwestowaniem przemysłu silników spalinowych z drugiej strony. Potencjał tego łagodzenia jest niestety bardzo ograniczony. Wynika to pośrednio z analizy przedstawionej w rozdz. 13 (moc zainstalowana w silnikach samochodowych wynosi ponad 1000 GW, czyli jest 30 razy większa od mocy zainstalowanej w źródłach WEK).

5. **Przemysł ICT (1).** Przemysł ten był w ostatniej dekadzie jednym z najdynamiczniej rozwijających się w Polsce. Bardzo ważnym segmentem tego

[65] Duśko M. *Mikrowiatraki, implementacja, proces realizacji, kalkulator ekonomiczny.* Opracowanie dydaktyczne wykonane w ramach przedmiotu „Energetyka rynkowa" (prowadzonego przez autora monografii). Praca dostępna na stronie www.klaster3x20.pl. Gliwice 20011.

przemysłu, z punktu widzenia innowacyjnej energetyki, jest produkcja ogniw fotowoltaicznych. Przykładem możliwości produkcji ogniw fotowoltaicznych jest uruchomienie produkcji w zakładzie Jabil w Kwidzynie (rozdz. 12). Warto tę produkcję (w 2010 roku wyniosła ona 600 MW_p) porównać z produkcją światową. Otóż na świecie w 2010 roku wyprodukowano ogniwa fotowoltaiczne o łącznej mocy około 40 GW_p (Chiny – około 30%, Europa – około 25%, Japonia – około 15%). To oznacza, że produkcja zakładu Jabil stanowiła około 1,5% produkcji światowej.

6. **Przemysł ICT (2).** Drugim kluczowym, z punktu widzenia innowacyjnej energetyki, segmentem przemysłu ICT są urządzenia i oprogramowanie dla potrzeb infrastruktury *Smart Grid*. Są to na przykład mikrosterowniki inteligentnych domów plusenergetycznych, „interfejsy" do łączenia źródeł rozproszonych z elektroenergetyczną siecią rozdzielczą, urządzenia AMI, okablowanie światłowodowe i wiele innych produktów. W tym segmencie polski przemysł ICT i polscy elektronicy oraz informatycy mają niekwestionowany potencjał konkurencyjności.
7. **Usługi dla energetyki OZE/URE.** Przykładem możliwości budowy polskiej przewagi konkurencyjnej w tym segmencie jest firma Ekoenergetyka-Zachód produkująca terminale do ładowania samochodów elektrycznych, na razie tylko na eksport – do Niemiec (rozdz. 12). Z kolei firma e+ (należąca do Grupy Polenergia), która rozpoczęła budowę warszawskiej sieci terminali do ładowania samochodów elektrycznych, jest przykładem rodzącego się profesjonalnego biznesu w obszarze infrastruktury dla potrzeb rozwoju rynku tych samochodów (rozdz. 12). Czyli potencjał konkurencyjności w obszarze budowania infrastruktury dla samochodów elektrycznych bezspornie istnieje (chociaż to, kiedy rozpocznie się naprawdę dynamiczny rozwój rynku tych samochodów w Polsce jest ciągle sprawą otwartą).
8. **Segment paliwowy LPG.** Polski rynek LPG (sprzedaż roczna wynosząca prawie 2,5 mln ton) jest jednym z największych na świecie i jednym z najbardziej konkurencyjnych. Roczna energia pierwotna pochodząca z tego segmentu paliwowego wynosi ponad 30 TWh, czyli około 3% całego polskiego rynku (energii pierwotnej). Podkreśla się przy tym, że LPG jest paliwem o bardzo dużej efektywności konwersji energii pierwotnej na energię końcową (rozumianą zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE). W rezultacie udział LPG w polskim runku końcowym energii można szacować na około 5%. Ponadto, LPG jest jednym z najbardziej uniwersalnych paliw. W Polsce jest stosowanym obecnie głównie w transporcie oraz do produkcji ciepła na terenach wiejskich. Ale jest to również potencjalne paliwo dla kogeneracji rozproszonej na terenach wiejskich. Może być wykorzystane także jako paliwo do napędu gazowych pomp ciepła.

Mapa drogowa bezpieczeństwa energetycznego Polski, traktowanego łącznie na wszystkich trzech rynkach końcowych paliw/energii (energia elektryczna, ciepło, transport) do 2020 roku, z perspektywą 2030 i 2050. Podstawą do stworzenia mapy drogowej powinno być zdefiniowanie polskiej doktryny bezpieczeństwa energetycznego, w tym technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających.

Dekada 2011-2020 przyniesie, mimo obecnego regresu w działaniach na rzecz reform, intensyfikację – za pomocą regulacji prawnych – wykorzystania zasobów po stronie popytowej (obniżka zużycia energii w budownictwie) oraz wykorzystania istniejących zasobów sieci operatorów OSD i OSP i istniejących zasobów wytwórczych u odbiorców (na przykład rezerwowych agregatów prądotwórczych zasilanych paliwami płynnymi, w tym gazem LPG i LNG), rozwój segmentu „autoproducentów" w przemyśle (źródła kogeneracyjne na gaz ziemny, potencjał kilka tys. MW_{el}), rozwój kogeneracji na gaz ziemny w ciepłownictwie (potencjał kilka tys. MW_{el}, transfer paliw z rynku ciepła na rynek produkcji energii elektrycznej za przyczyną rozwoju rynku pomp ciepła, rozwój segmentu biogazowni i mikrobiogazowni rolniczych (potencjał kilka tys. MW_{el}), „rozruch" energetyki fotowoltaicznej (potencjał kilka tys. MW_p), „rozruch" energetyki mikrowiatrowej (potencjał około tys. MW).

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

Synergetyka będzie w 2030 roku (horyzont polskiej polityki energetycznej) zupełnie czymś innym niż obecne sektory paliwowo-energetyczne (elektroenergetyka, górnictwo, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych). Główna linia podziału będzie przebiegać między technologiami wielkoskalowymi (charakterystycznymi dla elektroenergetyki korporacyjnej) i technologiami URE (charakterystycznymi dla energetyki rynkowej zarządzanej za pomocą infrastruktury *Smart Grid*). Przede wszystkim w Polsce będzie kilka milionów samochodów elektrycznych i kilka milionów terminali (na ogół prywatnych) umożliwiających połączenie tych samochodów z siecią elektroenergetyczną (w trybie „tankowania", ale także w trybie pracy generatorowej). U prosumentów będzie (łącznie) wiele setek tysięcy: kolektorów słonecznych, pomp ciepła, ogniw fotowoltaicznych i wiatraków przydomowych. Ze stacji wodorowych będą już „tankowane" samoloty. Dostępne będą ogniwa paliwowe, w tym bioogniwa.

A jak będzie wyglądał polski system elektroenergetyczny, o krytycznym znaczeniu, w części związanej z rolnictwem energetycznym? Otóż zewnętrzny obserwator będzie widział 100 tys. mikrobiogazowni w gospodarstwach rolnych służących utylizacji odpadów biodegradowalnych i zarządzaniu ryzykiem upraw

na cele żywnościowe. Nie będzie on jednak wiedział, że jest to ponad 2 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i prawie tyle samo mocy dyspozycyjnej, a także 15 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej i prawie 20 TWh ciepła. Ten sam obserwator będzie widział nie mniej niż 3 tys. pojedynczych biogazowi na obszarach wiejskich. Nie będzie on jednak wiedział, że to jest 3 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i prawie tyle samo mocy dyspozycyjnej, i aż 25 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej oraz 30 TWh ciepła.

Dalej, zarówno niewprawny obserwator, jak i elektroenergetyk-ciepłownik-gazownik, z daleka łatwo nie dostrzeże, czy zintegrowane z mikrobiogazownią/biogazownią źródło kogeneracyjne pracuje równolegle na system elektroenergetyczny, czy autonomicznie. Podobnie, nie dostrzeże łatwo, że bardzo często mikrobiogazownia/biogazownia nie jest zintegrowana ze źródłem kogeneracyjnym, a produkowany w niej biogaz (zielony gaz) jest transportowany w postaci LNG lub CNG bądź zatłaczany do sieci gazowej (gazu ziemnego) i przesyłany w inne miejsce, gdzie jest odbiór ciepła, i tam wykorzystywany do produkcji skojarzonej. Za to inwestor finansowy, biotechnolog i rolnik będą prawie wszystko wiedzieli o rynku mikrobiogazowni/biogazowni, o procesach zgazowania biomasy oraz ekonomice rolnictwa energetycznego i bardzo dużo będą wiedzieli o rynku energii elektrycznej.

Wójt wiejskiej gminy, odpowiedzialny za zarządzanie kryzysowe i za infrastrukturę, przedsiębiorca działający na terenie gminy (właściciel gorzelni, dużej mleczarni, dużej obory, dużej chlewni, dużych kurników, przetwórni owocowo-warzywnej, albo też cukrowni zamkniętej 20 lat wcześniej) oraz grupa producencka rolników (uprawiających buraki energetyczne i kukurydzę energetyczną) będą dalej rozwijać w 2030 roku gminne centrum ekologiczno-energetyczne, które powstawało w ciągu dwóch dekad wokół biogazowni utylizującej biomasę odpadową, dodatkowo zasilanej substratami w postaci kiszonki z roślin energetycznych, uprawianych w strefie energetycznej gminy. Centrum, oprócz biogazowi zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym, będzie obejmować wytwórnię paliw płynnych drugiej generacji oraz wytwórnię uszlachetnionej biomasy stałej (pelet i brykietów).

Politycy i rolnicy w UE zapomną w 2030 roku o tym, że była Wspólna Polityka Rolna. Rolnicy-przedsiębiorcy zdywersyfikują do tego czasu swoją działalność i „wyjdą" z systemu KRUS, przeznaczając 20% gruntów na uprawy energetyczne, po to, aby umożliwić sobie lepsze zarządzanie ryzykiem rynkowym. Taka alokacja części segmentu energetycznego rolnictwa, zapewni rynkową równowagę cen żywności i energii, czyli zapewni korzyść dla całej gospodarki. Biotechnolodzy z kolei w 2030 roku będą mieli za sobą zwycięską batalię o dopuszczenie stosowania technologii GMO w rolnictwie energetycznym i będą oferowali wodór produkowany bezpośrednio z biomasy, bez przechodzenia przez fazę gazową.

Potrzeba nadania spójności unijnym politykom/strategiom/regulacjom w horyzoncie 2050. Unijne dokumenty [17] do [24] są kluczowe z punktu widzenia dyskusji o potrzebie zmiany strategii rozwoju polskiej energetyki. Dokumenty te, chociaż w wielu kwestiach niespójne, jednoznacznie pokazują, że nie ma odwrotu od zmian strukturalnych w energetyce UE. Podkreśla się, że dokumenty [18] i [21], bardzo ważne (i radykalne pod względem rynkowym) są dokumentami z ostatnich miesięcy (luty, marzec 2011). Odzwierciedlają one zatem już strategię „pokryzysową" UE. Z punku widzenia Mapy Drogowej [18] ważne jest, że została ona przyjęta przed awarią elektrowni jądrowej Fukushima. Po awarii nasiliły się bardzo naciski na przyspieszenie rozwoju energetyki odnawialnej w UE. Poniżej przedstawia się fundamentalne argumenty potwierdzające słuszność progresywnych rozwiązań unijnych (p.1), ale także podkreśla się, że istnieje potrzeba działań na rzecz zwiększenia spójności tych rozwiązań (p.2). Ponadto przedstawia się argumenty za wykorzystaniem, w celu redukcji niespójności, inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa (p.3).

1. **Fundamentalne argumenty.** Składają się na nie: 1° – zmiany strukturalne energetyki, politycznie uzasadniane efektem klimatycznym, a w rzeczywistości wywołane przemieszczaniem poligonu innowacyjności z przemysłu zbrojeniowego (z obszaru bezpieczeństwa militarnego) do energetyki (w obszar bezpieczeństwa energetycznego), a ponadto osiągniętym już etapem transformacji społeczeństwa przemysłowego w społeczeństwo wiedzy (wykorzystanie infrastruktury *Smart Grid*), 2° – chińska strategia budowy swojej globalnej konkurencyjności w obszarze rozwoju energetyki OZE/URE, w tym przemysłu ICT na potrzeby nowoczesnej energetyki (największa na świecie dynamika produkcji kolektorów próżniowych, ogniw fotowoltaicznych, mikrowiatraków, mikrobiogazowni, a także realizacja strategii ukierunkowanej na uzyskanie w okresie do 2020 roku pozycji światowego lidera w zakresie produkcji samochodów elektrycznych), 3° – nowe podstawy finansowania inwestycji w energetyce WEK: odwrót inwestorów od wielkoskalowych projektów inwestycyjnych opartych na paliwach kopalnych, w szczególności na węglu, i od projektów charakteryzujących się ekstremalnie długim czasem wyjścia z biznesu (energetyka jądrowa), 4° – nowa (konsumencka, a nie kliencka) ekonomika w energetyce OZE/URE, w której decyzje są w coraz większym stopniu warunkowane względami psychologicznymi, 5° – nowy wymiar zrównoważonego rozwoju, obejmujący nie tylko energetykę i środowisko, ale także potrzebę redukcji zadłużenia świata (w szczególności krajów OECD), 6° – konwergencja energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa oraz ochrony środowiska w środowisku tworzonym przez infrastrukturę *Smart Grid* (synergetyka), 7° – potrzeba redukcji Wspólnej Polityki Rolnej w UE.
2. **Niespójne (na razie) regulacje.** W świetle mapy drogowej 2050 [18], niekwestionowaną potrzebą w UE jest koordynacja: systemu akcyzy na paliwa

kopalne i energię, opłat za uprawnienia do emisji CO_2 oraz wspomagania OZE. (Jest to zarazem potrzeba uwiarygodnienia mapy). Krótkie omówienie tej sprawy jest następujące: 1° – redukcja emisji CO_2 w horyzoncie 2050 o 80%, a w przypadku elektroenergetyki w skrajnym przypadku nawet o 95%, wynikająca z mapy drogowej 2050, oznacza eliminację paliw kopalnych, czyli utratę wpływów budżetowych państw członkowskich z akcyzy na energię i paliwa. Oznacza także eliminację ewentualnych wpływów (do budżetów państw członkowskich i/lub do budżetu unijnego) z opłat za uprawnienia do emisji CO_2, 2° – z drugiej strony, istniejące systemy (opłaty za uprawnienia do emisji CO_2 w systemie ETS, kary za przekroczenia emisji CO_2 dla producentów samochodów, narodowe systemy wspomagania OZE, unijno-narodowe systemy ulg akcyzowych dla biopaliw, …) są coraz bardziej skomplikowane i niespójne wewnętrznie, 3° – brak jasnych rozwiązań równoważących utratę wpływów budżetowych państw członkowskich z akcyzy na energię i paliwa z jednej strony (p. 1°) oraz niespójność podatków, opłat/kar za emisje CO_2 i wspomagania OZE (p. 2°) z drugiej strony osłabia wiarygodność mapy drogowej 2050 w społeczeństwie UE.

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

Propozycja *trade-off* w sprawie derogacji. Propozycja ta kończy w symboliczny sposób monografię. Nie zmieni ona na pewno rządowo-korporacyjnego stanowiska w sprawie derogacji. Tę opinię potwierdza seria działań rządu na rzecz interesów korporacyjnych, a nie gospodarki jako całości. W połowie 2011 roku charakterystyczne są z tego punktu widzenia dwa przykłady.

Pierwszy jest związany z zawłaszczaniem przez korporację, zwłaszcza elektroenergetyczną, działań związanych z emisją CO_2. W rezultacie, uprawnienia do emisji 13 mln ton CO_2 (warte około 600 mln zł) pochodzące z rezerwy w KPRU (Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień) na lata 2008-2012 rozpatruje się w połowie 2011 roku wyłącznie w perspektywie korporacji. W takiej perspektywie jest tworzone prawo (ustawa o handlu uprawnieniami do emisji) oraz powstają opinie, że inwestorzy (korporacyjni) nie zdążą z wykorzystaniem uprawnień przed upływem ich ważności (do połowy 2013 roku), tzn. nie zdążą z realizacją projektów inwestycyjnych. I rzeczywiście tak może być. Ale trzeba podkreślić,

że uprawnienia stanowiące rezerwę w KPRU 2008-2012 są przeznaczone na sfinansowanie projektów redukcji pośredniej, czyli inwestycji OZE. W takim razie nie byłoby żadnych trudności w zrealizowaniu projektów w obszarze energetyki OZE/URE. To wymagałoby jednak „dopuszczenia" tej energetyki (odpowiednich regulacji w ustawie OZE, której ciągle nie ma) do konkurencji na rzecz wykorzystania uprawnień.

Drugi przykład jest związany z samotnym zablokowaniem przez Polskę przyjęcia stanowiska w sprawie mapy drogowej [18], w części dotyczącej redukcji CO_2 w horyzoncie 2020. Mianowicie, chodzi o zablokowanie, za pomocą instytucji weta, podwyższenia unijnego celu redukcyjnego na 2020 rok z 20% do 25%. To działanie jest groźne, bo oznacza strategię ukierunkowaną na petryfikację energetyki węglowej – a nie na jej restrukturyzację – i na samotne ponoszenie kosztów tej petryfikacji w przyszłości.

Jeśli nawet trzeba uznać, że rządowo-korporacyjne stanowisko w sprawie derogacji nie ulegnie zmianie – a przesłanką do tego, że tak będzie, są przedstawione dwa przykłady – ważne jest pokazanie, że stanowisko to nie jest właściwe z punktu widzenia całej gospodarki.

1. Punktem wyjścia do sformułowania propozycji *trade-off* jest fakt, że założenia o rozwoju technologii CCS i IGCC przyjmowane przez rząd do 2009 roku (na potrzeby uzasadnienia derogacji) okazały się nadmiernie optymistyczne (rozdz. 4).
2. Oznacza to zmianę uwarunkowań, które były podstawą starań Polski w 2008 roku o uzyskanie derogacji. Dlatego kluczowe znaczenie, z punktu widzenia dalszych negocjacji w sprawie derogacji, ma dla Polski sposób dysponowania środkami pochodzącymi z opłat za uprawnienia do emisji CO_2 w okresie do 2020 i potem. Otóż, do 2020 roku właścicielami uprawnień do emisji są kraje członkowskie i ich rządy decydują w sposób niezawisły o przeznaczeniu środków ze sprzedaży uprawnień. Po 2020 roku środki z zakupu uprawnień do emisji przez emitentów będą trafiać do UE i będą wykorzystywane na cele określone przez UE. W takiej sytuacji dla Polski ważniejsze od derogacji do 2020, zapewniającej wytwórcom przydział darmowych uprawnień, jest utrzymanie po 2020 roku zasady, że środki z opłat za uprawnienia do emisji pozostaną w kraju.
3. Uwzględniając nowe uwarunkowania (p. 1), uznaje się, że w dalszych negocjacjach Polski z Komisją Europejską korzystne jest *trade-off* polegające na rezygnacji z derogacji w zamian za utrzymanie po 2020 roku zasady, że środki z opłat za uprawnienia do emisji pozostaną w kraju. W wyniku zastosowania takiego *trade-off* koszty energii elektrycznej w całym okresie 2013-2020 wzrosną maksymalnie o 50 mld zł (przy przeciętnej cenie rynkowej uprawnień do 2020 roku wynoszącej 20 EUR/t). Taki wzrost kosztu u wytwórców może się przełożyć na wzrost cen energii elektrycznej u odbiorców końcowych wynoszący maksymalnie 15%, jedynie wtedy, gdyby rząd

w całości przeznaczył środki z opłat wytwórców za uprawnienia na pokrycie deficytu budżetowego (por. p. 4) oraz gdyby nie zadziałały mechanizmy konkurencji wywołanej przez rozwój energetyki OZE/URE (por. p. 5, 6).

4. Podkreśla się, że oprócz wielkich korzyści po 2020 roku, odstąpienie od derogacji umożliwiłoby rządowi realizację bardzo ważnych celów w okresie do 2020 roku poprzez wykorzystanie środków (50 mld zł) pochodzących z opłat wytwórców za uprawnienia do emisji (p. 3). Cztery z tych celów są kluczowe. Po pierwsze, jest to potrzeba pobudzenia rynku inwestycyjnego w źródła wytwórcze energii elektrycznej (pobudzenie byłoby między innymi skutkiem zmniejszenia ryzyka regulacyjnego, a także poprawy konkurencyjności nowych bloków względem starych, o niskiej sprawności energetycznej i wysokiej emisyjności). Po drugie, jest to potrzeba racjonalizacji, bez obniżenia przychodów budżetowych, niespójnych obecnie systemów: podatku akcyzowego, wspomagania OZE oraz ulg podatkowych dla biopaliw. Po trzecie, jest to potrzeba racjonalizacji taryf dla odbiorców w elektrochłonnym przemyśle, najbardziej obecnie dotkniętym skutkami wysokich cen, jednocześnie subsydiującym skrośnie (głównie poprzez nieracjonalny system opłat przesyłowych) inne grupy odbiorców. Po czwarte, jest to potrzeba uwolnienia spod regulacji taryfy G, przy jednoczesnym wyeliminowaniu wzrostu cen dla odbiorców wrażliwych (gospodarstwa domowe o najniższych dochodach).
5. Działania wymienione w p. 4 oznaczają wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej do 2020 roku, a tym samym co najmniej w bardzo dużym stopniu osłabią, a z dużym prawdopodobieństwem wyeliminują, ewentualne negatywne skutki niewielkiego wzrostu cen energii elektrycznej (p. 3) spowodowanego odstąpieniem od derogacji.
6. Główną korzyścią wynikającą z *trade-off* byłoby dla Polski zatrzymanie po 2020 roku wielkich środków z opłat wytwórców za uprawnienia do emisji i wprowadzenie tych środków w obieg krajowej gospodarki. Teza, że będą to wielkie środki ma uzasadnienie ponieważ po 2020 roku UE będzie windować ceny uprawnień do emisji, bo będzie to w interesie najsilniejszych krajów członkowskich.

tabela chronologiczna
WAŻNE WYDARZENIA W ENERGETYCE, W OTOCZENIU GOSPODARCZYM I SPOŁECZNYM

1700-	Rewolucja przemysłowa w Anglii Pierwsza maszyna parowa, Newcomen (1705-1712) Początki przemysłu przędzalniczego i tkackiego (1770.) Koniec merkantylizmu. Narodziny nowoczesnej ekonomiki (liberalizmu gospodarczego), Smith – *Badania nad naturą i przyczynami bogactwa narodów* (1776) Watt automatyzuje maszynę parową za pomocą regulatora odśrodkowego (1788)
1800-	Początki kolei żelaznych (bracia Stevensonowie – parowóz Rakieta, 1830.) Od silnika spalinowego gazowego z zapłonem elektrycznym (Lenoir, 1859) do silnika spalinowego benzynowego (Daimler, 1885) i pierwszej fabryki samochodów (1890) Świat otrzymuje telefon (Bell, 1876) System prądu przemiennego (Westinghouse) wygrywa z systemem prądu stałego (Edison), lata 90.
1900-	Przesłanie drogą radiową przez Atlantyk sygnału alfabetem Morse´a (Marconi, 1901), początek drogi do radia (Marconi, 1918) Wynalezienie przemysłowej syntezy amoniaku, zwiększającej skokowo wydajność rolnictwa, chroniącej świat przed głodem (Haber i Bosch, 1904) Upowszechnienie transportu samochodowego w USA (lata 20.) Wielki kryzys ekonomiczny (1929-1933) – najcięższy kryzys w historii świata, objął wszystkie dziedziny gospodarki Keynes tworzy podstawy teoretyczne pod interwencjonizm państwowy (*Ogólna teoria zatrudnienia, procentu i pieniądza,* 1936) Turing tworzy podstawy teoretyczne pod nowoczesny komputer (*O liczbach obliczalnych*, 1937) Bomba atomowa, USA (Fermi, Oppenheimer i in., 1945) Wynalazek tranzystora (Shockley i in.) Telewizja nabiera znaczenia na świecie
1950-	Bomba wodorowa, USA (Teller i in., 1952) Traktat Paryski (1952) i Traktaty Rzymskie (1957), podwaliny pod UE Kariera interwencjonizmu państwowego w elektroenergetyce w Europie Zachodniej (nacjonalizacja i centralizacja elektroenergetyki we Włoszech, Francji, W. Brytanii) Elektrownia jądrowa, ZSRR i USA (1954, początek synergii zbrojeń atomowych i energetyki jądrowej) Upowszechnienie transportu samochodowego w Europie Zachodniej Crick i Watson wyjaśniają budowę DNA (1953)
1960-	Narodziny neoliberalizmu w ekonomii (Hayek, Friedman i in.) Pierwszy wielki *blackout* amerykańsko-kanadyjski (1965), zmiana doktryny rozwojowej systemu elektroenergetycznego (w kierunku zwiększania redundancji: niezawodności strukturalnej sieci przesyłowych i marginesu mocy wytwórczych)
1970-	Wszczepienie sztucznych genów w komórkę bakterii Światowy kryzys energetyczny (1973/4) i pierwsza historyczna alokacja zasobów w energetyce ze strony podażowej na popytową, pierwszy etap działań na rzecz ochrony środowiska w elektroenergetyce – inwestycje w instalacje odpopielania Wyciek radioaktywny w elektrowni jądrowej *Three Mile Island* (1979)

1980-	Wchodzi w życie ustawa PURPA, USA (1982), otwierająca dostęp do rynku niezależnym wytwórcom (IPP – *Independent Power Producer*) produkującym energię elektryczną w skojarzeniu, czyli w technologii prośrodowiskowej Drugi wielki etap działań na rzecz ochrony środowiska w elektroenergetyce (zwłaszcza europejskiej) – inwestycje w instalacje odsiarczania Wielka Brytania – złamanie potęgi British Coal (1985 – zakończenie największego w światowej historii strajku), przedsiębiorstwa wydobywającego w 1913 roku (szczyt wydobycia) 292 mln ton węgla, zatrudniającego w 1920 roku (szczyt zatrudnienia) 1,25 mln pracowników Wielka Brytania – prywatyzacja British Gas, bez jego decentralizacji (1986) Katastrofa elektrowni jądrowej w Czernobylu (1986) Berners-Lee proponuje globalny projekt *World Wide Web* – Internet (1989) Wielka Brytania – prywatyzacja elektroenergetyki po jej zdecentralizowaniu (1989)
1990-	Odbiorcy (o mocy → 1 MW) uzyskują po raz pierwszy na świecie dostęp do sieci elektroenergetycznej (Wielka Brytania, 1990) Wszyscy odbiorcy uzyskują dostęp do sieci elektroenergetycznej w Norwegii (1991) Wchodzi w życie ustawa *Energy Act,* USA (1992), otwierająca wytwórcom i firmom dystrybucyjnym dostęp do sieci przesyłowej Komisja Europejska przedstawia (1992) projekt pierwszej dyrektywy dotyczącej jednolitego rynku energii elektrycznej. Europejskie elektroenergetyczne przedsiębiorstwa korporacyjne tworzą stowarzyszenie Euroelektric (1993), które ma promować energię elektryczną w społeczeństwie, ale w rzeczywistości działa na rzecz blokowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej Początek rozwoju gazowych technologii wytwórczych w elektroenergetyce (technologia *combi*) Reforma liberalizacyjno-rynkowa polskiego górnictwa (utworzenie w miejsce Wspólnoty Węgla Kamiennego 67 niezależnych przedsiębiorstw/kopalń – 1990) Reforma liberalizacyjno-rynkowa polskiej elektroenergetyki: segmentacja (wytwarzanie, przesył, dystrybucja), utworzenie PSE (1990) I faza konsolidacji (1993) polskiego górnictwa po reformie liberalizacyjno-rynkowej (powstają: Katowicki Holding Węglowy i spółki węglowe: Jastrzębska, Nadwiślańska, Rybnicka) Przełączenie (1990-1995) polskiego systemu ze wschodu (system Pokój) na zachód (system UCPTE) Opracowanie koncepcji rynku hurtowego energii elektrycznej i stworzenie infrastruktury technicznej pod ten rynek (1991-1995) Wdrożenie strategicznego planowania rozwoju KSE. Realizacja trzech pętli Zintegrowanego Planowania Rozwoju: ZPR, ZPR 2, ZPR 2+ (1993-1995) Rozpoczęcie modernizacji i odsiarczania w elektrowniach finansowanych według formuły *project finance* (KDT)
1995-	Wszyscy odbiorcy uzyskują dostęp do sieci elektroenergetycznej w Finlandii i Szwecji (1996), Niemczech (1998) Wchodzi w życie (1994) Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, z coroczną światową Konferencją Klimatyczną Wchodzi w życie pierwsza dyrektywa (96/92/WE) dotycząca jednolitego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa ustanawia harmonogram dostępu do sieci dla odbiorców o rocznym zużyciu energii elektrycznej powyżej 9 MWh. (Dwa lata później wchodzi w życie dyrektywa 98/30/WE, rozpoczynająca długi proces budowy jednolitego rynku gazu ziemnego) Komercjalizacja (przekształcenie w spółkę skarbu państwa) monopolistycznego przedsiębiorstwa państwowego PGNiG (1996) Wchodzi w życie polska ustawa Prawo energetyczne (1997) I faza konsolidacji polskiego sektora naftowego (powstaje narodowy, dominujący, koncern naftowy PKN Orlen: Petrochemia Płock wchłania sieć stacji benzynowych CPN – 1998)
2000-	Kalifornijski kryzys energetyczny (2000-2001) Bankructwo Enronu (2001) Pęka światowa bańka internetowa (2001) Rozpoczyna się (2001) Runda Doha – negocjacje w ramach WTO I faza konsolidacji (poziomej) polskiej elektroenergetyki po reformie liberalizacyjno-rynkowej (powstają: PKE – 2000, Enea – 2003, BOT – 2004, EnergiaPro – 2004, Enion – 2004, Energa – 2005)

	I faza przekształceń – „ liberalizacyjno-centralizacyjnych" – w gazownictwie (utworzenie z 23 zakładów funkcjonujących w ramach PGNiG 6 zależnych spółek gazownictwa/dystrybucyjnych – 2003) II faza konsolidacji polskiego górnictwa (powstaje Kompania Węglowa – 2003) II faza konsolidacji polskiego sektora naftowego (powstaje Grupa Lotos: Rafineria Gdańska wchłania rafinerie Czechowice, Jasło i Glimar oraz firmę wydobywczą Petrobaltick – 2003) Wchodzi w życie drugi pakiet liberalizacyjny (rynki energii elektrycznej i gazu), dyrektywy 2003/54/WE – elektryczna i 2003/55/WE – gazowa, ustanawiające przede wszystkim niezależność operatorów w elektroenergetyce i w gazownictwie (OSP – 2004, OSD – 2007) UE 15 przekształca się w UE 25 (2004) Następuje (2004) formalne wydzielenie operatorów przesyłowych (powstają: PSE-Przesył w elektroenergetyce, PGNiG-Przesył w gazownictwie – 2004)
2005-	Wchodzi w życie Protokół z Kioto (2005) nakładający obowiązek wypełnienia przez poszczególne państwa „rozwinięte" Aneksu I, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w perspektywie 2008-2012 II faza przekształceń – „ liberalizacyjno-centralizacyjnych" – w gazownictwie (przekształcenie 6 spółek gazownictwa w 6 operatorów dystrybucyjnych poprzez wydzielenie obrotu gazem, scentralizowanie obrotu gazem w PGNiG – 2007) II faza konsolidacji (pionowej) polskiej elektroenergetyki, cofająca ją do modeli przedsiębiorstw z początku drugiej połowy 20. wieku. W 2007 roku powstają Grupy: PGE, Tauron, Enea z Elektrownią Kozienice, Energa z Elektrownią Ostrołęka. Następuje szybkie przekształcanie Grup w koncerny (2008-2010) Komisja Europejska ogłasza Pakiet 3x20 (2007) Najcięższy kryzys na świecie od II wojny światowej, przede wszystkim finansowy (2007-2010) Ogłoszenie przez rząd RP programu budowy polskiej energetyki jądrowej (2009)
2011-	Katastrofa elektrowni jądrowej Fukushima Wchodzi w życie trzeci pakiet liberalizacyjny (rynki energii elektrycznej i gazu), dyrektywy 2009/72/WE – elektryczna i 2009/73/WE – gazowa. Dyrektywy wzmacniają regulacje na rzecz konkurencji Uruchomienie (2011) największego na świecie biomasowego bloku kondensacyjnego 205 MW w Elektrowni Połaniec (stanowiącego zaprzeczenie efektywności energetycznej i rozwoju zrównoważonego) Rząd niemiecki podejmuje decyzję o trwałym wyłączeniu połowy (z 20) reaktorów jądrowych (wyłączonych prewencyjnie po katastrofie Fukushima) i likwidacji pozostałej części energetyki jądrowej do 2022 roku Chiny zwiększają (po katastrofie Fukushima) plan inwestycji w ogniwa fotowoltaiczne do 2015 roku z 5 GW_p do 10 GW_p Włosi w referendum odrzucają rozwój energetyki jądrowej w swoim kraju

wyniki
SZCZEGÓŁOWYCH ANALIZ SCENARIUSZOWYCH ROZWOJU KSE

W niniejszym aneksie przedstawiono koszty dostawy energii elektrycznej w okresie do 2020 roku dla dwóch scenariuszy rozwojowych: kontynuacji i innowacyjnego. Pierwszy bazuje na aktualnych zasadach, z istniejącym systemem zakupu uprawnień do emisji CO_2 oraz systemem istniejących certyfikatów i w przybliżeniu uwzględnia podejście, które jest charakterystyczne dla dokumentów [2,9,10]. Drugi scenariusz ma u podstaw koszty referencyjne, czyli jest związany z modelem rynku konkurencyjnego uwzględniającym koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO_2), koszty sieciowe i koszty usług systemowych oraz w przybliżeniu uwzględnia podejście, które jest zaprezentowane w niniejszej monografii.

Scenariusz kontynuacji. Głównymi jego cechami są:

1. wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki (wynikające z centralizacji i sektorowej izolacji);
2. częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej;
3. ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych;
4. presja inwestycyjna podobna do tej, która była charakterystyczna dla elektroenergetyki w gospodarce socjalistycznej w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych.

Scenariusz innowacyjny. Głównymi jego cechami są:

1. intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych);
2. budowa 15-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyka, ciepłownictwo, paliwa transportowe) i wykreowanie rolnictwa energetycznego;
3. system zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe (wzrosty cen);
4. system regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej.

1. Niezbędne nakłady inwestycyjne

Struktura nowych mocy wytwórczych, którą przyjęto do obliczenia niezbędnych nakładów inwestycyjnych, w obydwu scenariuszach przedstawiona została w tabeli A.1.1. Jest to struktura, która została określona dla zapotrzebowania na energię elektryczną wynoszącego w 2020 roku około 205 TWh (prognoza wyższa niż przedstawiona w tabeli 2.1, rozdz. 6). W analizie uwzględniono niezbędne wycofania jednostek wytwórczych na poziomie 5000 MW.

Tabela A. 1.1.
Nowe moce wytwórcze w MW niezbędne do wprowadzenia do 2020 roku z podziałem na poszczególne (główne) grupy

Scenariusz	Elektrownie systemowe	Farmy wiatrowe	EC węglowe	Źródła gazowe	Źródła biogazowe	Suma
Innowacyjny	3200	5000	1000	2200	3500	15900
Kontynuacji	8200*	1500	500	300	500	11000

* W scenariuszu kontynuacji uwzględniono dwa bloki jądrowe o łącznej mocy 3200 MW.

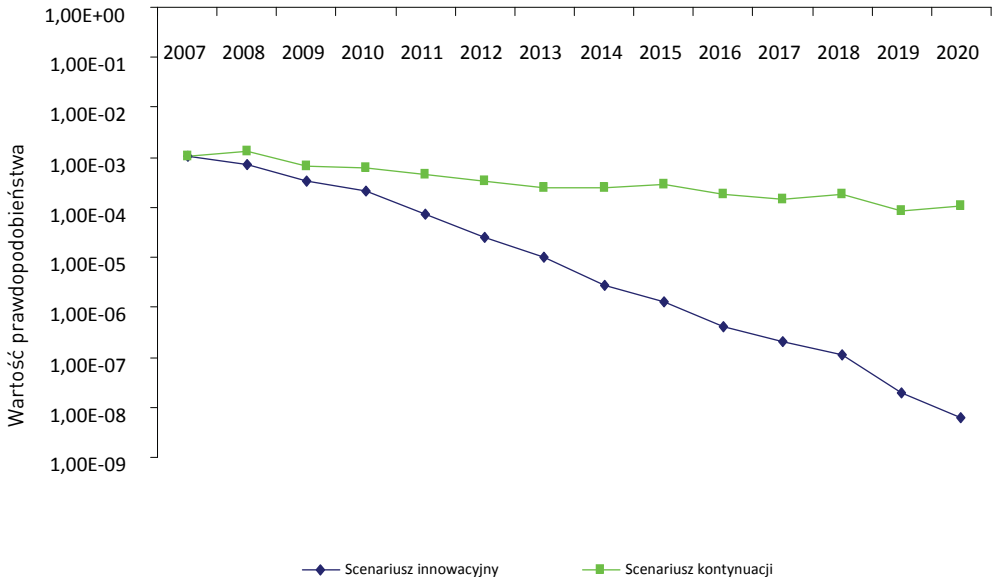
Łączne nakłady inwestycyjne zapewniające przyrosty mocy określone w tabeli A.1.1 wynoszą odpowiednio: dla scenariusza innowacyjnego – 77,9 mld zł (nakłady średnioroczne 6,5 mld zł), a dla scenariusza kontynuacji – 68,5 mld zł (nakłady średnioroczne – 5,7 mld zł).

Ze względu na silną presję na inwestycje w energetykę wiatrową, dodatkowo wyznaczono przeciętne nakłady inwestycyjne dla scenariusza kontynuacji z uwzględnieniem rozwoju tego rodzaju źródeł na poziomie jak w scenariuszu innowacyjnym, czyli 5000 MW. W tym wypadku średnioroczne nakłady inwestycyjne dla scenariusza kontynuacji wynoszą 7,3 mld zł i są większe niż w scenariuszu innowacyjnym.

Na podstawie wyników uzyskanych dla danych przedstawionych w tabeli A.1.1 można by wnioskować, że scenariusz innowacyjny jest niekorzystny z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych. Jednakże należy zwrócić uwagę przynajmniej na kilka aspektów, które powodują zmniejszenie, a nawet odwrócenie tych niekorzystnych relacji dla scenariusza innowacyjnego. Poniżej przedstawiono w uproszczeniu trzy grupy czynników wpływających w sposób „miękki" na potrzebne nakłady inwestycyjne.

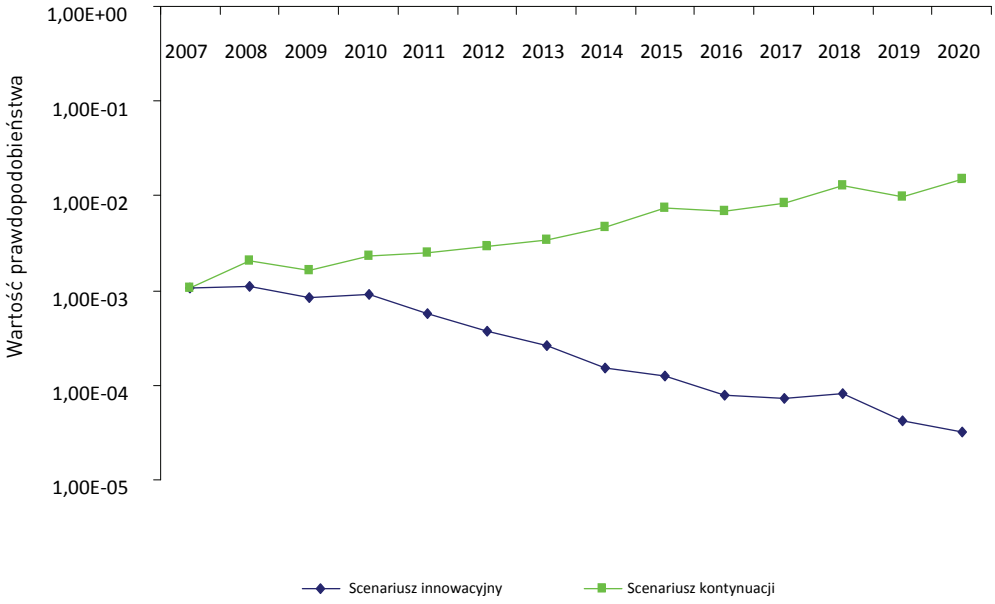
Pierwsza grupa czynników. Jest to grupa czynników związanych z bezpieczeństwem pokrycia zapotrzebowania, inaczej z wystarczalnością systemu. Na rysunkach A.1.1 i A.1.2 pokazano zmianę prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania przy realizacji powyższych dwóch scenariuszy. W przypadku wzrostu mocy szczytowej na poziomie 1,5% rocznie (rys. A.1.1) obserwuje się zmniejszanie tego prawdopodobieństwa dla scenariusza innowacyjnego (efekt korzystny) i praktycznie stałą wartość dla scenariusza kontynuacji. W tym przypadku scenariusz innowacyjny wpływa na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii (w rozu-

mieniu wystarczalności systemu), natomiast scenariusz kontynuacji nie powoduje pogorszenia bezpieczeństwa w stosunku do stanu obecnego. Jednakże, gdyby próbować osiągnąć w obydwu scenariuszach takie same poziomy (równe poziomowi w scenariuszu innowacyjnym), to scenariusz kontynuacji musiałby zostać uzupełniony dodatkowo o dwa bloki o łącznej mocy około 900 MW.



Rys. A.1.1. Wartości prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania dla przyrostu mocy szczytowej 1,5%

Jeszcze wyraźniej problem ten uwidacznia się dla przyrostu mocy szczytowej na poziomie 2% rocznie (rys. A.1.2). W tym przypadku, jak poprzednio, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania w scenariuszu innowacyjnym ulega zmniejszeniu (poprawa bezpieczeństwa systemu), natomiast dla scenariusza kontynuacji prawdopodobieństwo to ulega zwiększeniu do wartości, które na pewno nie mogą być akceptowalne w praktyce. Z tego względu scenariusz ten musiałby zostać doinwestowany. Aby utrzymać ten sam poziom bezpieczeństwa, z jakim mamy do czynienia aktualnie, niezbędne byłyby dodatkowe inwestycje w bloki energetyczne (przynajmniej trzy) o sumarycznej mocy 1400 MW. W tym przypadku średnioroczny nakład inwestycyjny na realizację tego scenariusza wzrasta do 6,4 mld zł, co praktycznie zrównuje wartości nakładów inwestycyjnych dla obydwu scenariuszy. Gdyby dodatkowo dążyć do takiego samego poziomu bezpieczeństwa dla obu scenariuszy, scenariusz kontynuacji musiałby zostać jeszcze rozbudowany o kolejne dwa bloki o łącznej mocy 1000 MW.



Rys. A.1.2. Wartości prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania dla przyrostu mocy szczytowej 2,0%

Druga grupa czynników. Jest to grupa czynników związanych z ryzykiem wynikającym z wielkiej kapitałochłonności pojedynczych inwestycji w scenariuszu kontynuacji oraz z długiego czasu ich realizacji. Inaczej, w przypadku inwestycji wielkoskalowych mamy do czynienia z długimi okresami zamrożenia kapitału do czasu uruchomienia produkcji. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni jądrowych, ale także, choć na nieco mniejszą skalę, elektrowni węglowych.

W przypadku realizacji scenariusza innowacyjnego czas realizacji pojedynczych inwestycji jest znacznie krótszy (2-3 lata). Czas zamrożenia kapitału jest 2 a nawet 4 krotnie krótszy niż dla realizacji inwestycji wielkoskalowej. Również czas zwrotu inwestycji w generację rozproszoną jest znacznie krótszy. Inwestycje realizowane na początku rozpatrywanego okresu (lata 2009-2012) do roku 2020 mogą już przynosić zyski, podczas gdy inwestycje wielkoskalowe rozpoczęte w tym okresie mogą dopiero wchodzić do eksploatacji.

Poniżej przedstawiono oszacowanie ryzyka użyteczne w analizie efektywności ekonomiczno-finansowej dla różnych technologii energetycznych (w praktyce takie szacowanie ryzyka nie jest jeszcze wykonywane). Jako „nośnik" ryzyka wykorzystano stopę dyskontową wyrażoną zależnością (P.1), patrz Podstawy.

Poniżej przedstawia się propozycję szacowania miary ryzyka techniczno-ekonomicznego uwzględniającego czas budowy poszczególnych źródeł oraz jednostkowe koszty ich budowy. Pierwszy parametr ma ścisłe powiązanie z poję-

ciem zamrożenia kapitału, natomiast drugi określa niezbędną wielkość tego kapitału, który musi być zaangażowany w realizację inwestycji wytwórczej.

Punktem wyjścia do budowy modelu jest rozpatrzenie i porównanie dwóch technologii: wielkoskalowej (o mocy zainstalowanej P_w, jednostkowych nakładach inwestycyjnych N_w, czasie realizacji inwestycji T_w i stopie dyskontowej r_w) z małoskalową (o mocy jednostkowej źródła P_m i mocy zainstalowanej sumarycznej P_{sm}, jednostkowych nakładach inwestycyjnych N_m, czasie realizacji inwestycji T_m i stopie dyskontowej r_m). Oczywiście, zachodzi nierówność: $T_m << T_w$. Dlatego w modelu inwestycja małoskalowa przynosi już dochody w czasie, gdy inwestycja wielkoskalowa jest jeszcze w trakcie realizacji.

Dodatkowym założeniem jest przyjęcie, że inwestycje małoskalowe są realizowane w sposób ciągły w czasie T_w, tzn. po oddaniu do pracy jednostki wytwórczej realizowana jest kolejna, tak aby po czasie T_w została przekazana do eksploatacji moc założona na początku P_{sm}. Moc P_{sm} może być określona na dwa sposoby, dlatego poniżej rozpatruje się dwa modele.

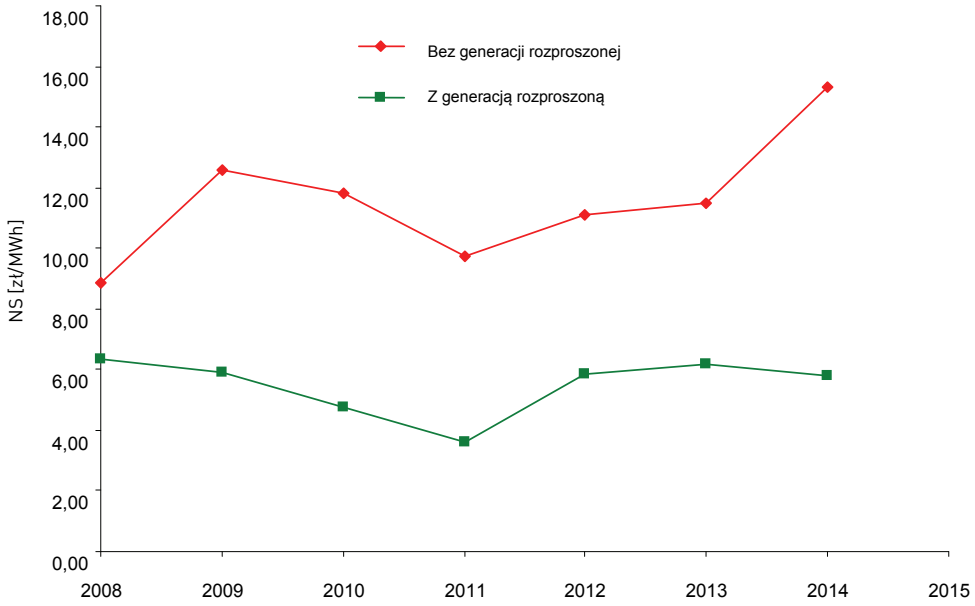
Model pierwszy, istotny z punktu widzenia energetyki (bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej), zakłada równość mocy P_{sm} i mocy P_w. Jest to przypadek, gdy po cyklu inwestycyjnym źródła wielkoskalowego i alternatywnie szeregu źródeł małoskalowych moc zainstalowana w obu przypadkach będzie taka sama. Model drugi, istotny z punktu widzenia inwestora (lub instytucji finansującej projekt), zakłada równość nakładów inwestycyjnych, jakie trzeba ponieść na realizację jednej inwestycji (wielkoskalowej) lub równoważnej rozłożonej (małoskalowej). W tabeli A.1.2 pokazano wpływ wyznaczonej stopy ryzyka na koszty wytwarzania energii w przykładowych jednostkach wytwórczych.

Tabela A.1.2.
Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej
z wyodrębnionym składnikiem kosztów kapitałowych w zł/MWh bez uwzględnienia
oraz z uwzględnieniem wyznaczonej stopy ryzyka technologicznego

Technologia	**Jak w [3]**		**Z uwzględnieniem stopy ryzyka**		**% zmiana kosztów**
	Koszty kapitałowe	**Sumaryczne koszty wytwarzania**	**Koszty kapitałowe**	**Sumaryczne koszty wytwarzania**	
Blok parowy parametry nadkrytyczne węgiel brunatny	74	173	86	185	6,9
Blok parowy parametry nadkrytyczne węgiel kamienny	73	189	80	196	3,7
Blok CCGT gaz ziemny	33	215	25	207	-3,8
Blok jądrowy EPR	145	236	218	309	31
Blok gazowy opalany biogazem	108	290	94	276	-4,9

Wyznaczone jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej, po uwzględnieniu stopy ryzyka dla poszczególnych technologii, wskazują wyraźnie na zwiększenie efektywności technologii gazowych i biogazowych, dla którym koszty wytwarzania ulegają obniżeniu w stosunku do kosztów wyznaczonych przy standardowych stopach procentowych. Natomiast technologie węglowe oraz szczególnie technologia jądrowa, charakteryzują się wzrostem kosztów wytwarzania po uwzględnieniu stopy ryzyka technologicznego. Duży wzrost kosztów wytwarzania dla technologii jądrowej wynika z wysokiej stopy ryzyka technologicznego (długi czas zamrożenia kapitału) oraz dużego udziału kosztów kapitałowych w całkowitych kosztach wytwarzania (ponad 60%).

Przytoczone powyżej przykłady świadczą o dużej zależności kosztów wytwarzania od stopy ryzyka. Jest to o tyle obecnie istotne, że światowy kryzys finansowy ciągle pogłębia te tendencje, a prawie wszystkie kraje deklarują jako element wyjścia z kryzysu rozwój energetyki odnawialnej (rozproszonej).



Rys. A.1.3. Jednostkowa nadwyżka sieciowa dla pracy sieci bez oraz z uwzględnieniem generacji rozproszonej

Trzecia grupa czynników. Jest to grupa czynników związanych z pracą sieci oraz niezbędnymi inwestycjami sieciowymi. Na rys. A.1.3 przedstawiono otrzymane wartości jednostkowej (odniesionej do energii odbieranej) nadwyżki sieciowej w poszczególnych latach w układach bez i z generacją rozproszoną w sieci, przy czym wartości podane dla pracy z generacją rozproszoną są wartościami średni-

mi otrzymanymi z analiz losowych rozkładów lokalizacji źródeł rozproszonych. Należy zwrócić uwagę, że wartości przeciętne nadwyżki sieciowej po uwzględnieniu generacji rozproszonej są w każdym roku znacznie mniejsze niż bez uwzględnienia tej generacji. Oznacza to, że małe źródła rozproszone po całym obszarze, będą korzystnie wpływać na pracę sieci (zmniejszenie strat sieciowych oraz ograniczeń w przepustowości gałęzi).

Oszacowana różnica w nakładach inwestycyjnych na rozwój sieci przesyłowych i rozdzielczych wynosi około 1,1 mld zł rocznie na korzyść scenariusza innowacyjności (silnego rozwoju generacji rozproszonej). Różnica ta stanowi bezpośrednią korzyść, jaka pojawia się w przypadku realizacji scenariusza innowacyjnego.

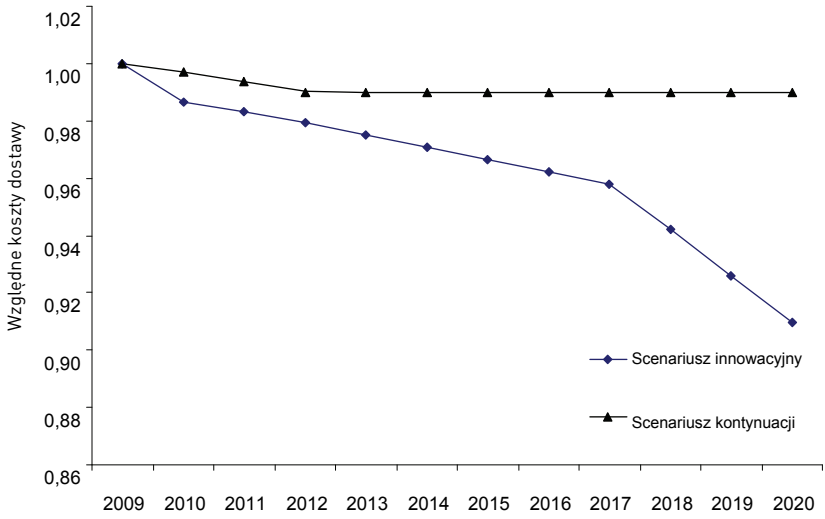
2. Porównanie kosztów dostawy energii elektrycznej do odbiorcy

W tabeli A.1.3 przedstawiono, dla wybranych lat, względne koszty dostaw energii do odbiorcy (przeciętnego) z uwzględnieniem metodyki kosztów referencyjnych, czyli pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych (w szczególności kosztów emisji CO_2 oraz kosztów przesyłu liczonych według metodyki cen węzłowych). Oszacowania uwzględniają koszt jednostkowy zakupu uprawnień do emisji CO_2 wynoszący 40 EUR/t. Na rys. A.1.4 przedstawiono (ciągłą) zmienność tych kosztów w okresie 2009-2020.

Tabela A.1.3.
Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych dla poszczególnych scenariuszy na poziomie maksymalnym (przy koszcie zakupu uprawnień do emisji CO_2 wynoszącym 40 EUR/t)
(obliczenia: H. Kocot [8])

Rok	Scenariusz	
	innowacyjny	kontynuacji
2009	1,00	1,00
2012	0,98	0,99
2013	0,98	0,99
2015	0,97	0,99
2020	0,91	0,99

Wyniki podane w tabeli A.1.3 i zobrazowane na rys. A.1.4 pozwalają porównać efekty wdrażania poszczególnych scenariuszy rozwoju. Istotne różnice pomiędzy scenariuszem innowacyjnym i scenariuszem kontynuacji pojawiają się dopiero w 2017 roku. Różnice te jednoznacznie pokazują, że ścieżka intensywnego rozwoju generacji rozproszonej zapewnia duży spadek kosztów dostawy energii elektrycznej do odbiorców.



Rys. A.1.4. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych na poziomie maksymalnym dla poszczególnych scenariuszy

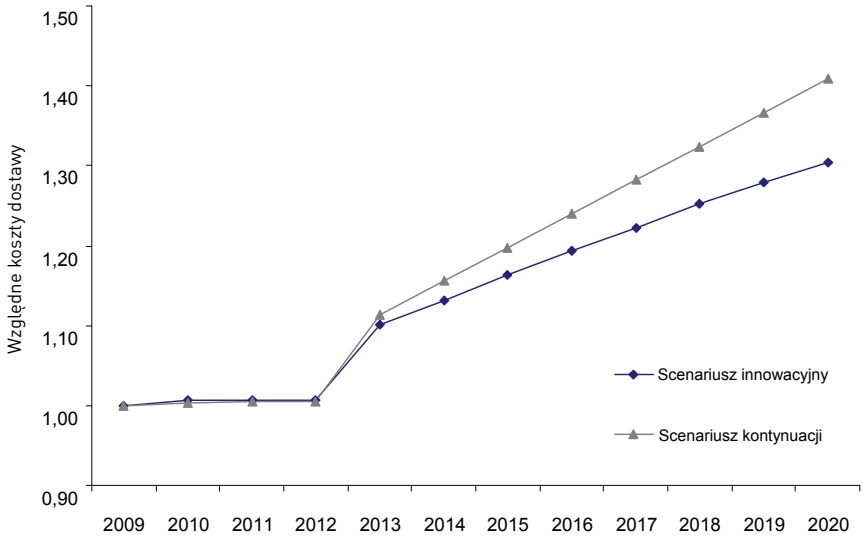
W tabeli A.1.4 przedstawiono, dla wybranych lat, względne koszty dostaw energii do odbiorcy (przeciętnego) z uwzględnieniem kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2 (po 40 euro/tona) oraz zakupu certyfikatów dla energii kolorowych. W oszacowaniach zastosowano tradycyjne podejście do opłaty przesyłowej. Na rys. A.1.5 przedstawiono (ciągłą) zmienność tych kosztów w okresie 2009-2020.

Tabela A.1.4.
Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zakupu uprawnień do emisji po 40 EUR/t oraz systemu istniejących certyfikatów

Rok	**Scenariusz**	
	innowacyjny	**kontynuacji**
2009	1,00	1,00
2012	1,01	1,01
2013	1,10	1,11
2015	1,16	1,20
2020	1,30	1,41

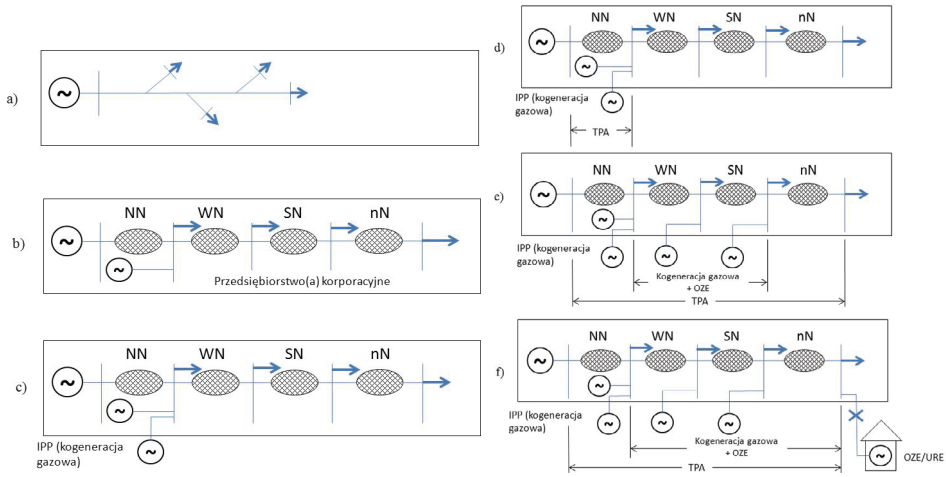
Przedstawione wyniki dobrze obrazują znaczenie internalizacji kosztów zewnętrznych w kształtowaniu cen końcowych. Jeżeli się nie uwzględnia efektów pozytywnego oddziaływania generacji rozproszonej na sieć, a tylko dokonuje wyceny kosztów dostawy energii elektrycznej do odbiorców według aktualnych zasad (uwzględnia się zwiększone koszty produkcji wynikające ze zwiększenia

kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2, stosowania aktualnej wyceny certyfikatów oraz niezależnego traktowania przesyłu), to konsekwencją jest wzrost kosztów dostawy ze znaczną dynamiką, szczególnie przy wysokich cenach uprawnień (40 euro/tona). Z drugiej strony wykorzystanie kategorii kosztów zewnętrznych skutkuje nie tylko brakiem wzrostu kosztów dostawy, ale nawet niewielkim ich obniżaniem. Warto tu podkreślić, że przy kosztach zewnętrznych środowiska (emisji CO_2) liczonych na poziomie minimalnym (10 EUR/t) w pierwszych latach analizy koszty dostawy liczone tą metodą są prawie identyczne jak liczone metodą tradycyjną. Wynika to z niewielkich kosztów emisji CO_2 (z niewielkiego ich wpływu na koszty energii elektrycznej) i z kompensowania tych kosztów obniżką kosztów przesyłu.



Rys. A.1. 5. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zakupu uprawnień do emisji po 40 EUR/t oraz systemu istniejących certyfikatów

OD AUTONOMICZNYCH ELEKTROWNI POPRZEZ SYSTEMY ELEKTROENERGETYCZNE I MONOPOL DO AUTONOMICZNYCH INTELIGENTNYCH DOMÓW ZEROENERGETYCZNYCH (AUTONOMICZNYCH)



a) autonomiczna elektrownia i monopol lokalny (lata 1890.-1940.), b) systemy i monopole krajowe (lata 1950.-1970.), c) początek rozwoju segmentu *Independent Power Producer* (USA, ustawa PURPA – 1978/1982), d) początek działania zasady TPA w USA (ustawa *Energy Act* – 1992), e) od monopolu do III pakietu liberalizacyjnego w UE, w tym od projektu dyrektywy 96/92/WE do OSD według dyrektywy 2003/54/WE (1992-2007), f) od Pakietu 3x20 (w tym dyrektywy 2009/28/WE) do dyrektywy 2010/31/WE (2007/2010-2020 i dalej.

Rys. A. 2.1. Etapy procesu przemian technicznych w elektroenergetyce

Syntetyczny opis procesu przedstawionego na rys. A.2.1 jest następujący: elektroenergetyka przez 90 lat „szła" od autonomicznych małych („kilowatowych" źródeł wytwórczych (wodnych, silnikowych na paliwa ropopochodne) do wielkich systemów elektroenergetycznych z super blokami (węglowymi/gazowymi 800 MW i jądrowymi 1500 MW), z elektrowniami o mocach do 6 GW, z napięciami przesyłowymi 750 kV (a nawet 1200 kV, ZSRR). Od 30 lat (od ustawy PURPA) idzie natomiast konsekwentnie w przeciwną stronę. Doszła już na tej drodze do małych źródeł („kilowatowych") przyłączanych do sieci nN na podstawie zasady

TPA. W najbliższej dekadzie dojdzie do domu zeroenergetycznego (autonomicznego, *off-grid*) albo plusenergetycznego, ze źródłami OZE/URE.

Zmiany w elektroenergetyce, z wyjściem na energetykę OZE/URE, trzeba rozpatrywać jako składową zmian w całej energetyce, na pewno też w optyce zmian w transporcie i w rolnictwie. A te nigdy nie przebiegały bezkonfliktowo i zawsze były długotrwałe (patrz poniżej)[66].

Energetyka. Na przykład doskonalenie maszyny parowej (do wprowadzenia regulatora Watta) trwało ponad 70 lat (1705-1780). Praktycznie tyle samo trwała restrukturyzacja górnictwa brytyjskiego (droga od szczytu do upadku), która miała miejsce 200 lat później (1913 – maksymalne wydobycie, wynoszące 290 mln ton, 1920 – maksymalne zatrudnienie, wynoszące 1,25 mln osób, 1985 – największy strajk w historii światowej, wygrany przez premier M. Thatcher).

Transport. W transporcie morskim rozwój napędu statków od maszyny parowej tłokowej do turbiny parowej trwał prawie 100 lat (1802-1897). W transporcie kolejowym minęło 180 lat od jego początków (1825-1830 – pierwsza linia kolejowa i parowóz Rakieta zbudowany przez braci Stevensonów) do obecnego stanu, charakteryzującego się np. w Europie połową zelektryfikowanych linii kolejowych. W transporcie drogowym charakterystyczne etapy są następujące: lata 1880. – wynalezienie silnika spalinowego, a upowszechnienie samochodu znacznie później, mianowicie lata 1920. – USA, 1950. – Europa, 1960. – Japonia. Wreszcie transport lotniczy, gdzie od wynalezienia turbiny gazowej (napędu odrzutowego) w latach 1930. do upowszechnienia transportu lotniczego (lata 1980.) minęło 50 lat.

Rolnictwo. Wzrost wydajności w rolnictwie, zapoczątkowany w 1904 opracowaniem syntezy amoniaku na skalę przemysłową, nie był dostatecznym argumentem, aby po 50 latach jego trwania uchronić Europę i świat przed ustanowieniem (Traktaty Rzymskie, 1957) bardzo kosztownej polityki WPR, która od 50 lat powoduje przysypywanie Europy górami zboża i podtapianie jeziorami wina i mleka. Te fakty nie są z kolei wystarczające, aby zapewnić postęp Rundy Doha (runda negocjacyjna WTO, zapoczątkowana w 2001 roku, w której główne trudności związane z dalszą liberalizacją handlu światowego są związane właśnie z rynkiem produktów rolnych). Z kolei trudności w zapewnieniu postępu Rundzie Doha wcale nie hamują rozwoju technologii GMO, gwałtowny wzrost zastosowań

[66] Z drugiej strony w ostatnich 50 latach (poczynając od lat 1960.) gwałtownie skrócił się okres dyfuzji wynalazków wśród gospodarstw domowych. Okres przyswajania innowacji przychodzących z obszaru przemysłu ICT przez 80…90% gospodarstw trwa około 10 lat i ciągle jeszcze ma on silną tendencję malejącą. Z punktu widzenia energetyki OZE/URE ma to fundamentalne znaczenia, bo energetyka ta w dużym stopniu będzie tworzona w obrębie przemysłu ICT (energetyka słoneczna, *Smart Grid*). Znaczenie (prorozwojowe) ma też fakt, że dotychczas zjawisko skracania się okresu dyfuzji wynalazków wśród gospodarstw domowych było charakterystyczne dla USA i Europy, a obecnie zaczyna obejmować cały świat, czyli siła energetyki OZE/URE z tego powodu będzie znacznie większa.

GMO przypada właśnie na ostatnią dekadę. (Na świecie najczęściej modyfikowanymi roślinami są: kukurydza, pomidory, soja zwyczajna, ziemniaki, bawełna, melony, tytoń. W Europie najczęściej modyfikuje się: kukurydzę, rzepak, buraki cukrowe (obecnie są to najlepsze rośliny energetyczne), ziemniaki. Kraje produkujące najwięcej GMO, to w kolejności: USA, Argentyna, Kanada, Brazylia, Chiny, Republika Południowej Afryki).

PODZIĘKOWANIA

Dziękuję Instytutowi na rzecz Ekorozwoju oraz Okręgowi Mazowieckiemu Polskiego Klubu Ekologicznego za wspieranie mnie w pracy nad monografią. Bez tego wsparcia monografia prezentowałaby energetykę rozproszoną w znacznie bardziej zawężonej (technicznej) perspektywie, która we współczesnym świecie jest coraz mniej uprawniona.

Dziękuję doktorowi Andrzejowi Kassenbergowi za liczne dyskusje, które pozwoliły mi uniknąć paru błędów i wprowadzić wiele ważnych uzupełnień do tekstu. Przede wszystkim jednak dziękuję za pomysły, które przyczyniły się do ulepszenia redakcji monografii, aby była bardziej zrozumiała dla szerokiego grona Czytelników. Dziękuję również za sugestię zamieszczenia na początku monografii syntezy („zamiast streszczenia"). Zakładam, że będzie ona użyteczna dla polityków i członków zarządów wielkich przedsiębiorstw korporacyjnych, którzy mają mało czasu na przeczytanie całego tekstu, a muszą podejmować ważne decyzje dotyczące problematyki poruszonej w monografii.

Pani Małgorzata Bolek przeczytała roboczą wersję monografii z wielkim zaangażowaniem merytorycznym – szczególnie w aspekcie rozwoju zrównoważonego oraz zagadnień finansowych – i troską o właściwy poziom redakcyjny. W wyniku przedstawiła liczne uwagi i zaproponowała liczne zmiany w tekście. Miło mi podziękować jej za trud. Uwagi były bardzo stymulujące i skłoniły mnie do nowych przemyśleń i uzupełnień. Zaproponowane zmiany redakcyjne zostały przeze mnie w zdecydowanej większości wykorzystane. Dzięki tym zmianom monografia jest łatwiejsza w czytaniu, ma mniej usterek, a nawet błędów redakcyjnych. Jest zrozumiałe, że za wszelkie niedociągnięcia, które pozostały, odpowiadam tylko ja.

Jan Popczyk
Gliwice-Warszawa,
sierpień 2011

BIBLIOGRAFIA

[1] *Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku.* Raport techniczno-metododologiczny. Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa 2009.

[2] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.* Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, listopad 2009.

[3] *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski.* Monografia pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej. Gliwice 2009.

[4] *Renewable Energy.* Volume I: Renewable Energy Origins and Flows. Volume II: Renewable Energy Technologies I, Volume III: Renewable Energy Technologies II, Volume IV: Renewable Energy in Society. Edited by Bent Sørensen. Earthscan 2011.

[5] Hodge B. K. *Alternative Energy Systems and Applications.* Wiley 2010.

[6] *Projekt Raportu Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Cieplarnianych.* K. Żmijewski. Warszawa, marzec 2010.

[7] *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* (*Action Plan*). Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, grudzień 2010.

[8] Popczyk J., Kocot H. *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju.* Projekt badawczy zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006. Raport podsumowujący zadanie 2. Gliwice, luty 2010. (Udział w opracowaniu: J. Popczyk – 30%, H. Kocot – 70%).

[9] McKinsey&Company. *Ocena potencjału redukcji gazów cieplarnianych w Polsce do 2030 roku.* Podsumowanie. Warszawa, grudzień 2009.

[10] Sowiński J. *Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych.* Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej. Częstochowa 2008.

[11] *Energy for Tomorrow's Word – the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement.* WEC Commisson. 1993.

[12] Twardy L., Gradowski J. *Planowanie Rozwoju Źródeł wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w elektroenergetyce polskiej.* Biuletyn Miesięczny PSE SA 1992, nr 6.

[13] Bojarski W. i inni. *Wariantowe prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju z uwzględnieniem innych nośników i zasad DSM wraz z opracowaniem bazy danych o technologiach racjonalizacji użytkowania energii.* Instytut Podstawowych Problemów Techniki PAN. Zakład Problemów Energetyki. Warszawa, wrzesień 1995.

[14] *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku.* Rząd RP. Warszawa, luty 2000. (Założenia przyjęte przez Rząd zostały opracowane przez Agencję Rynku Energii SA. Warszawa 1999).

[15] *Polish Power to 2030. A Contribution to the Roadmap preparation for Re-Equipment and Development of the Polish Energy Sektor*. Energetyka. Special Editio No XVI (EDF Polska Sp. Z o.o.). April 2008.

[16] *Prognoza zużycia energii elektrycznej opracowana przez Agencję Rynku Energii SA,* przyjęta przez rząd w polityce [4].

[17] Lipko K., Parczewski Z., Tatarewicz I., Klimpel A. *Długoterminowe prognozy popytu na energię i moc elektryczną w kraju dla potrzeb rozwojowych PSE Operator SA.* Elektroenergetyka – współczesność i rozwój 2010, nr 1 (3).

[18] Mapa Drogowa 2050 (w postaci konkluzji Rady Europejskiej z lutego 2011), dotycząca budowy konkurencyjnej gospodarki bezemisyjnej (proponująca redukcję emisji CO_2 w horyzoncie 2050 o 80%, a w przypadku elektroenergetyki w skrajnym przypadku nawet o 95%).

[19] Projekt rezolucji Parlamentu Europejskiego w sprawie priorytetów w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie (2011/ /2034 (INI).

[20] Prace nad nowym unijnym budżetem (pokazujące dążenie dużej części krajów członkowskich do redukcji WPR – Wspólna Polityka Rolna).

[21] Biała Księga Transportu (projekt Komisji Europejskiej z marca 2011), dotycząca planu utworzenia jednolitego obszaru transportowego (wyrażająca dążenie do zbudowania konkurencyjnego i zasobo-oszczędnego europejskiego systemu transportu).

[22] Dyrektywa 2009/28/WE dotycząca energetyki OZE (promująca takie technologie jak samochód elektryczny, pompa ciepła, paliwa drugiej generacji).

[23] Dyrektywa 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych (zaostrzająca wymagania w stosunku do źródeł emisji z segmentu ETS).

[24] Decyzja non-ETS 2009/75/WE (wprowadzająca mechanizmy zarządzania redukcją emisji CO_2 w segmencie non-ETS).

[25] Dyrektywa 2010/31/WE (kreująca zrównoważone budownictwo, w tym dom zeroenergetyczny).

Spis tabel

Tab. S.1. Porównanie nakładów inwestycyjnych, równoważnych w aspekcie rocznej sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych wynoszącej 11 TWh 12

Tab. S.2. Różne „wymiary" transformacji: od technologii WEK do technologii OZE/URE 15

Tab. S.3. WEK i energetyka URE. Dwa filary bezpieczeństwa energetycznego 15

Tab. P.1. Uzyski energii z charakterystycznych paliw/zasobów/technologii 40

Tab. P.2. Charakterystyczne poziomy zapotrzebowania na energię 41

Tab. P.3. Charakterystyczne moce 41

Tab. P.4. Sprawności urządzeń wytwórczych 42

Tab. P.5. Sprawność sieci elektroenergetycznych 43

Tab. P.6. Sprawność oświetlenia 43

Tab. P.7. Energochłonność wydobycia/produkcji paliw i ich transportu 44

Tab. P.8. Sprawność charakterystycznych konwersji energetycznych w systemach biologicznych 45

Tab. P.9. Emisja CO_2 w procesach spalania (stechiometrycznego) paliw kopalnych 46

Tab. 1.1. Konfrontacja tego co w elektroenergetyce miały przynieść charakterystyczne działania/strategie/polityki rządowo-korporacyjne i co przyniosły 58

Tab. 1.2. Dane obrazujące rynkową weryfikację wartości przedsiębiorstw elektroenergetycznych, jako bezpośredni skutek polityki energetycznej i realizowanej strategii prywatyzacyjnej 59

Tab. 2.1. Prognoza [16] krajowego zużycia energii elektrycznej według Polityki energetycznej Polski do 2030 roku 100

Tab. 2.2. Polski rynek (2009) paliw pierwotnych, emisji CO_2 oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym 102

Tab. 2.3. Polskie rynki końcowe (2009, 2020), w ujęciu obowiązującym w Pakiecie 3x20, oraz paliw pierwotnych (2020) i emisji CO_2 (2020) dla trendu *business as usual* 104

Tab. 2.4. Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej 109

Tab. 2.5. Porównanie dla pompy ciepła, przy rocznej energii (końcowej) odniesienia równej 50 MWh, dom mieszkalny z lat 1970. 116

Tab. 2.6. Porównanie dla samochodu elektrycznego, zastępującego samochód tradycyjny o zużyciu benzyny 6 l/100 km, przy rocznym przebiegu równym 20 tys. km i wynikającej stąd rocznej energii końcowej (odniesienia) równej 11 MWh 117

Tab. 2.7. „Wkład" biogazowni 2 MWel w realizację celów Pakietu 3x20 w gminie 129

Tab. 3.1. Propozycja dla Polski: od reform sektorowych do wielkich syntez energetyki, rolnictwa i środowiska (do synergetyki) 133

Tab. 3.2. Szacunkowe dane dla świata i wybranych regionów/krajów (2010 rok) 134

Tab. 3.3. Wyniki wykorzystania 1 ha gruntów ornych na rynku transportu, przy zastosowaniu samochodu tradycyjnego (z silnikiem wysokoprężnym) i elektrycznego 144

Tab. 3.4. Potencjalny skutek przebudowy rynków 2020 za pomocą pompy ciepła PC i samochodu elektrycznego SE 144

Tab. 3.5. Potencjalne rynki podażowe rzeczywistej energii odnawialnej 2020 (bez pompy ciepła) i ich wpływ na realizację celów Pakietu 3x20 145

Tab. 3.6. Potencjał realizacji celów Pakietu 3x20 w budownictwie za pomocą domu pasywnego 146

Tabela chronologiczna. Ważne wydarzenia w energetyce, w otoczeniu gospodarczym i społecznym 174

Tab. A. 1.1. Nowe moce wytwórcze w MW niezbędne do wprowadzenia do 2020 roku z podziałem na poszczególne (główne) grupy 178

Tab. A. 1.2. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej z wyodrębnionym składnikiem kosztów kapitałowych w zł/MWh bez uwzględnienia oraz z uwzględnieniem wyznaczonej stopy ryzyka technologicznego 181

Tab. A. 1.3. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych dla poszczególnych scenariuszy na poziomie maksymalnym (przy koszcie zakupu uprawnień do emisji CO_2 wynoszącym 40 EUR/t) 183

Tab. A. 1.4. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zakupu uprawnień do emisji po 40 EUR/t oraz systemu istniejących certyfikatów 184

Spis rysunków

Rys. 3.1. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO_2: 10 EUR/t oraz 40 EUR/t 139

Rys. 3.2. Poglądowy model współzależności rynku energii elektrycznej oraz PKB dla krajów OECD 162

Rys. A. 1.1. Wartości prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania dla przyrostu mocy szczytowej 1,5% 179

Rys. A. 1.2. Wartości prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania dla przyrostu mocy szczytowej 2,0% 180

Rys. A. 1.3. Jednostkowa nadwyżka sieciowa dla pracy sieci bez oraz z uwzględnieniem generacji rozproszonej 182

Rys. A. 1.4. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych na poziomie maksymalnym dla poszczególnych scenariuszy 184

Rys. A. 1.5. Względne koszty dostawy energii do odbiorcy liczone z uwzględnieniem kosztów zakupu uprawnień do emisji po 40 EUR/t oraz systemu istniejących certyfikatów 185

Rys. A. 2.1. Etapy procesu przemian technicznych w elektroenergetyce 186