BRE BANK SA

Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych

⟨Gospodarka niskoemisyjna⟩ Czy potrzebny jest Plan Marshalla?

Zeszyty BRE Bank – CASE
Nr 112/2011

Publikacja jest kontynuacją serii wydawniczej Zeszyty PBR-CASE

CASE-Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Fundacja Naukowa

00–010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

BRE Bank SA

00–950 Warszawa, ul. Senatorska 18

Copyright by: CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa i BRE Bank SA

Redakcja naukowa

Ewa Balcerowicz

Sekretarz Zeszytów

Krystyna Olechowska

Autorzy

Krzysztof Żmijewski

ISSN 1233-121X

Wydawca

CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa, 00–010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

Nakładca

Fundacja BRE Banku, 00-950 Warszawa, ul. Królewska 14

SPIS TREŚCI

LISTA UCZESTNIKÓW SEMINARIUM 4

WPROWADZENIE 5

GOSPODARKA NISKOEMISYJNA – CZY POTRZEBNY JEST PLAN MARSHALLA? – *Krzysztof Żmijewski* 17

LISTA UCZESTNIKÓW SEMINARIUM

Mark Allen	MFW
Olgierd Bagniewski	SRNPRE
Krzysztof Bajdor	PIM
Filip Balawejder	Instytut Sobieskiego
Ewa Balcerowicz	CASE
Jakub Banaszewski	SGH
Barbara Błaszczyk	CASE
Janusz Chymak	wnp.pl
Piotr Ciżkowicz	E&Y Business Advisory
Andrzej Cylwik	CASE-Doradcy
Rafał Czaja	PI
Jarosław Ćwiek-Karpowicz	PISM
Tomasz Dobrowolski	Kancelaria K&L Gates
Maciej Fornalczyk	Comper Fornalczyk i Wspólnicy
Andrzej Gliński	Bank Millennium
Krzysztof Hajder	
Marek Jarosiński	Państwowy Instytut Geologiczny
Wojciech Kałkusiński	EMER
Arkadiusz Krężel	Impexmetal
Leszek Kubiak	UJK w Kielcach
Wojciech Kwaśniak	NBP
Dariusz Ledworowski	SRNPRE
Wojciech Lewkowicz	Allianz TFI
Zygmunt Maciejewski	SRNPRE, PR
Krzysztof Majser	UW
Waldemar Milewicz	BFG
Marek Misiak	NŻG
Krystyna Olechowska	CASE
Wojciech Paczyński	CASE
Aleksander Panek	Narodowa Agencja Poszanowania Energii
Paweł Polaczek	NWAI
Michał Popiołek	BRE Bank
Marek Rocki	SGH
Jacek Rodzeń	Deloitte Business Consulting
Wiesław Rozłucki	Rothschild Polska
Andrzej Siemaszko	SRNPRE
Agnieszka Słomka-Gołębiowska	SGH
Małgorzata Snarska-Świderska	KPK RB UE
Jan Sosna	Polish Market
Maciej Stańczuk	Polski Bank Przedsiębiorczości
Krzysztof Stupnicki	Amplico
Michał Surowski	SRNPRE
Zbigniew Szymczak	SRNPRE
Janusz Zieliński	BCC
Krzysztof Żmijewski	SPNPRE, PW
Zbigniew Żółkiewski	NBP
Tomasz Żylicz	WNE UW

Wprowadzenie

Polskie elektrownie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są zdekapitalizowane w ponad 70%. Intensywna odbudowa infrastruktury technicznej jest więc koniecznością. Przeprowadzenie niezbędnych inwestycji uwarunkowane jest opracowaniem i wdrożeniem właściwej koncepcji finansowania. O potrzebnych i możliwych rozwiązaniach oraz koniecznych już dziś decyzjach dyskutowali goście 112 seminarium BRE-CASE. Seminarium zorganizowała Fundacja CASE we współpracy z BRE Bankiem w ramach stałego cyklu spotkań panelowych. Seminarium odbyło się w Warszawie, w lutym 2011 r. Wstępem do dyskusji była prezentacja prof. Krzysztof Żmijewskiego z Politechniki Warszawskiej, niezależnego konsultanta, eksperta w dziedzinie rozwoju rynku energii niskoemisyjnej, sekretarza generalnego Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Potrzeby są ogromne. Do 2030 r. w samą elektroenergetykę musimy zainwestować około 100 mld euro. Uwzględniając inwestycje w gazownictwie, ciepłownictwie i transporcie suma ta urasta do gigantycznej kwoty 320 mld euro. Konieczne minimalne inwestycje szacuje się na 265 mld euro (**Krzysztof Żmijewski**). Gdzie szukać źródeł finansowania? Maksymalna zdolność kredytowa polskich spółek energetycznych szacowana jest na 20 mld euro. Finansowanie ze źródeł zagranicznych (oczekiwany zwrot na kapitale to około 15%) jest niebezpieczne. Kolejne źródła finansowania, czyli *project finance* lub źródła bezpośrednie (finansowanie bezpośrednio z przychodów inwestorów przez tzw. błękitne certyfikaty) mogą sprawić wiele trudności. Trzeba więc rozstrzygnąć, w jakich proporcjach skorzystać z poszczególnych źródeł finansowania oraz w co i jak inwestować. Decyzja o wymiarze i sposobie finansowania jest niewątpliwie decyzją polityczną. Ale i taką, która wymaga powszechnej akceptacji społecznej. Na pewno nie będzie to zadanie łatwe. Przy czym na pozyskanie zrozumienia i przychylności ogółu obywateli pozostało bardzo niewiele czasu. 80-letnie elektrownie już niedługo nie będą mogły przesyłać energii 60-letnimi liniami przesyłowymi. Niemożliwe stanie się też planowanie rozwoju gospodarki, bo rozwój to przecież zwiększenie popytu na energię.

Paradoksalnie zagrożenie dekapitalizacją, i konieczność wielkich inwestycji, budzi olbrzymie nadzieje szeroko rozumianego sektora finansowego, zarówno bankowego, jak i kapitałowego (**Dariusz Ledworowski, przewodniczący grupy roboczej ds. ekonomicznych SRNPRE).** Mamy do czynienia z potężnym sektorem, o potężnych potrzebach inwestycyjnych, a banki i rynek kapitałowy takiej okazji szukają. Na wielu placach budowy powinna więc wrzeć praca. Niestety nie ma nowych inwestycji energetycznych głównie z tego względu, że w dzisiejszych warunkach nie można sporządzić porządnego biznesplanu przedsięwzięcia związanego z budową bloku energetycznego. A jeśli nawet kierownictwa koncernów energetycznych próbowałyby go skonstruować, to żaden bank ani inwestor rynku kapitałowego nie będzie w stanie zaakceptować takiego planu. Dlaczego? Bowiem podstawowe parametry potrzebne do konstrukcji biznesplanu to dzisiaj wielka niewiadoma. Nieznane są ceny certyfikatów, nierozstrzygnięta jest sprawa derogacji i jej szczegółowe zasady. Dopiero pod koniec 2011 r. znany będzie system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych – oczywiście w uzgodnieniu z Komisją Europejską – oraz decyzje, które instalacje emitujące gazy cieplarniane zostaną zakwalifikowane do tzw. Krajowego Planu Inwestycyjnego, kto i ile otrzyma certyfikatów. Dopiero wtedy będzie można sporządzić rachunek ekonomiczny każdego przedsięwzięcia inwestycyjnego. Opóźnienie jest ewidentne. Zamieszczone już nawet w prospektach emisyjnych zapowiedzi inwestycyjne kilku koncernów energetycznych PGE, Enei czy Tauronu nie są realizowane. Apetyt rynku finansowego pozostaje więc niezaspokojony.

Czy rynek finansowy jest w stanie zaspokoić te potrzeby? Polska energetyka potrzebuje do roku 2020 na inwestycje około 50 mld euro; i są to nakłady finansowe związane z odbudową zdekapitalizowanych mocy energetycznych i jednocześnie służące realizacji unijnej dyrektywy o redukcji emisji CO_2. Aby zdać sobie sprawę z finansowego ogromu tych potrzeb warto wskazać, że aktywa całego polskiego systemu bankowego to dzisiaj 280 mld euro. Zaś wszystkie kredyty to 140 mld euro, w tym 110 mld to kredyty dla konsumentów (kredyty hipoteczne, gotówkowe, karty kredytowe etc). Jedynie 30 mld euro banki przeznaczają obecnie na finansowanie inwestycji w całej gospodarce łącznie z rolnictwem. Oczywiście nowe kredyty dla energetyki będą obsługiwane na bieżąco w ciągu tego okresu, ale nie znikną z portfeli banków po kilku latach umożliwiając finansowanie następnych zadań, bo to będą w większości inwestycje długoterminowe. Zdecydowana większość koniecznych inwestycji w sektorze energetycznym powinna być podjęta w ciągu najbliższych 5 lat, co jest spowodowane planowanymi wyłączeniami starych bloków energetycznych i wzrostem wymogów środowiskowych. Czeka więc nas przyśpieszony przyrost aktywów energetycznych w portfelach polskich banków na niespotykaną dotychczas skalę.

A jakimi aktywami dysponuje polski rynek kapitałowy? Kapitalizacja GPW szacowana jest na ponad 200 mld euro. Średnia zdolność emitowania nowych środków to kilka mld euro. Po zmianach w zasadach funkcjonowania otwartych funduszy emerytalnych z listy potencjalnych inwestorów energetyki trzeba wykreślić OFE, które nie będą miały wystarczających środków na finansowanie instrumentami dłu-

żnymi tych inwestycji. Obligacje korporacyjne w zasadzie nie występują w obrocie na rynku kapitałowym, w większości figurują w księgach banków w postaci „dobrych inwestycji", podobnie jak obligacje samorządowe. Polski rynek kapitałowy ma wciąż za małe środki, aby sfinansować ogromny długookresowy program inwestycyjny energetyki i to w krótkim czasie.

Załóżmy, że środki finansowe jednak znajdziemy. Na świecie przecież ich nie brakuje. Większość banków działających w Polsce to spółki córki zagranicznych inwestorów. Część portfeli jest lokowana u spółek matek, stąd limity inwestycyjne polskich spółek córek są do pokonania. Pozostaje natomiast bardzo ważna kwestia oceny ryzyka i tzw. zdolności kredytowej.

Jakie są możliwości finansowe polskich grup energetycznych w stosunku do potrzeb modernizacyjnych elektroenergetyki? Są to dzisiaj firmy przynoszące wysokie zyski, a przy tym ciągle niezwykle nisko zadłużone. Wstępne szacunki na podstawie wyników za trzy kwartały 2010 r. pokazywały, że EBITDA (zysk operacyjny powiększony o amortyzację) polskich grup energetycznych za ubiegły rok wyniesie ponad 10 mld zł. Wg powszechnych standardów i regulacji banki nie będą mogły zaangażować się kredytowo w grupy na więcej niż 3–3,5 ich EBITDA. Można więc powiedzieć, że około 10 mld euro wynosi zdolność kredytowa czterech dzisiejszych czempionów energetycznych. Oczywiście nie obejmują one całości naszego potencjału energetycznego. Mamy jeszcze kilka zagranicznych koncernów energetycznych w Polsce, które mogą finansować się na podstawie EBITDA całej międzynarodowej grupy, ale generalnie to będzie maksymalny poziom, jaki system bankowy i kapitałowy mogłyby zaangażować w najbliższych latach w energetykę. 10 mld euro to olbrzymia kwota, a przy tak wysokich rocznych zyskach duża część nakładów będzie finansowana ze środków własnych (może nawet ponad połowa, jeśli państwo ograniczy apetyt na wysokie dywidendy). Niemniej, jeśli wkrótce ruszyłyby w energetyce programy inwestycyjne (pod warunkiem przesądzenia spraw derogacji i certyfikatów), to wówczas bardzo szybko mogą powstać poważne ograniczenia finansowe.

Prezesi koncernów absolutnie tych zagrożeń nie widzą, są niezwykle zadowoleni i pewni siebie. Kiedy w styczniu UOKiK zakazał PGE przejęcia Energi, prezes PGE oświadczył, że decyzja UOKiK zagraża polskiej racji stanu, czyli szef PGE objął rolę rzecznika polskiej racji stanu. To już kiedyś słyszeliśmy, ale na innym kontynencie „Co jest dobre dla General Motors, jest dobre dla Ameryki". Czempiony uważają, że banki będą stały w kolejce, tak jak dotychczas, oferując bardzo niskie marże, a czempiony będą bankom dyktować warunki dotyczące wielkości i czasu finansowania. Ten oligopol energetyczny wspomaga, niestety, polityka rządu ostatnich miesięcy (m. in. pseudoprywatyzacja Energi). Oligopol ten *nota bene* wywodzi się z czasów rządów PiS. Wówczas wprowadzono w życie koncepcję koncentracji poziomej, która w Europie nie jest modelem powszechnym, zakładającą przynależność do jednego koncernu zarówno producentów jak i dystrybutorów. Politykę ochrony i konsolidowania czempionów w sytuacji, kiedy mamy już jedne z najwyższych ceny energii elektrycznej w Europie (mimo że ceny te nie finan-

sują przecież jeszcze nowych inwestycji) i kiedy potrzebować będziemy także zewnętrznych źródeł kapitałowych, aby zrealizować potrzebny Polsce program inwestycyjny, uznaję za szkodliwą.

Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji opracowuje raport zawierający propozycję rozwiązań służących racjonalnej realizacji tzw. pakietu klimatycznego, które służyć powinny wzmocnieniu gospodarki, a nie osłabieniu jej konkurencyjności. Przygotowujemy też projekcje różnych wariantów finansowania programu energetycznego. Uważamy, że dalszy wzrost cen energii w konsekwencji wprowadzenia rosnących od 2013 r. opłat za emisję, spodziewanego skokowego wzrostu nakładów inwestycyjnych oraz protekcji i ograniczania konkurencyjności tzw. czempionów energetycznych jest groźny dla całej gospodarki. Grozi to wygaszaniem produkcji istotnych branż polskiej gospodarki, z konsekwencjami dla ograniczania wzrostu gospodarczego, rozwoju wielu regionów kraju i wzrostu poziomu bezrobocia.

Będziemy postulować, aby koncerny prowadziły bardzo aktywną politykę w zakresie inwestycji *joint venture*. Potrzebni są silni partnerzy krajowi i zagraniczni, zarówno branżowi, jak i finansowi. Rozwiązanie to jest proponowane przy projektowanej budowie w Polsce elektrowni jądrowej. Wspólne przedsięwzięcie z reguły łatwiej pozyskuje finansowanie, a jego skala może być wyższa, a także może też być oparte na *project finance*.

Wydaje się zasadne, aby rząd ocenił istniejący model procesu konsolidacji sektora. Warto przeanalizować, czy nie należy tak jak w niektórych krajach UE oddzielić dystrybucję od produkcji energii. Pamiętajmy, że polski rynek energii powinien otworzyć się na konkurencję zewnętrzną w ramach tworzonego jednolitego europejskiego rynku energii, a polskie firmy dystrybucyjne pozostając w strukturze koncernów energetycznych nie mają w istocie możliwości konkurowania.

Państwo za priorytet inwestycji powinno uznać sieci przesyłowe zarówno transgraniczne, jak i krajowe. W istocie bezpieczeństwo energetyczne, w przypadku zagrożenia zapewnić może dostęp do energii zewnętrznej. A dzisiaj Polska ma bardzo ograniczone możliwości importu energii. Budowa wewnętrznego rynku energii UE ma się zakończyć do 2015 r. Rynek ma zapewnić swobodny przepływ gazu i prądu między krajami. Pierwszy unijny szczyt energetyczny zakończył się decyzją o szybkiej budowie jednolitego rynku energii oraz przyjęciem programu przeznaczającego 200 mld euro na budowę sieci transgranicznych – przede wszystkim gazowych, ale energetyczne też mieszczą się w programie. Tę kwestię Polska musi traktować priorytetowo zarówno w trakcie prezydencji węgierskiej, jak i polskiej. Rozbudowa europejskiej infrastruktury przesyłu, oprócz zwiększenia bezpieczeństwa stworzy też realne możliwości konkurencji na rynku krajowym, a zarazem konkurencji cenowej poprzez import i szersze wykorzystanie istniejącej giełdy energetycznej dla obrotu energią na jednolitym rynku europejskim.

Czy jest sens, żeby Europa ograniczała się klimatycznie, kiedy Chiny zwiększają emisję CO_2? **(pytanie internautki, platforma bankier. pl**) Oczywiście, że jest sens ograniczania i emisji, i zużycia paliw, szczególnie kopalnych, ale w odmienny od dzisiejszego sposób (**K. Żmijewski**). Ten dzisiejszy dąży do zwiększenia kosztu CO_2, czyli kosztu redukcji tak, jak to tylko możliwe. Oczywiście jest to korzystne dla handlujących emisjami i dla dostawców nowych technologii, ale nie dla konsumentów. Gdyby Europa chciała zrobić to, o czym mówiła na początku, że zamierza zrobić, to znaczy optymalizować koszt, szukać rozwiązań najtańszej redukcji, to prawdopodobnie znacznie łatwiej byłoby pozyskać dla tego przedsięwzięcia wiele innych rozwijających się państw. Dobra turbina wiatrowa w Europie kosztuje 1 mln euro za MW, a farma wiatrowa 1,5 mln, Chińczycy oferują turbinę za 0,5 mln euro, a farmę za 880 tys. euro. I są to ceny wyjściowe, czyli do negocjacji, gdyby Europa naprawdę była zainteresowana uruchomieniem energetyki odnawialnej, chociażby morskiej. To pokazuje, że w Chinach również w tej dziedzinie coś się dzieje. Oczywiście, co tydzień Chiny budują 1000 MW węglowych, ale to nie znaczy, że nie biorą pod uwagę energetyki odnawialnej.

Czy jest alternatywa nowych elektrowni, nowych sieci, na przykład generacja rozproszona? **(pytanie internauty).** Trzydzieści parę miliardów przeznaczonych na energetykę odnawialną to głównie generacja rozproszona. Żeby uruchomić elektrownie jądrowe musimy dodać do uruchamianych elektrowni co najmniej dwa, a niektórzy twierdzą, że więcej, tysięcy MW elektrowni gazowych (**K. Żmijewski**). Elektrownie jądrowe pracują w bazie, w fundamencie, one nie służą do regulacji szczytowej. To nie są elektrownie regulacyjne, a takimi są elektrownie gazowe, które mogą być elektrowniami rozproszonymi. Duńczycy zbudowali ponad 300 elektrowni rozproszonych. Dawny system energetyczny Danii bardzo przypominał dzisiejszy w Polsce. Miała kilka dużych elektrowni, które gwarantowały bezpieczeństwo energetyczne. Dzisiaj jest zabudowana elektrowniami, tyle, że ich nie widać. One są w piwnicach, w dodatkowych modułach sal gimnastycznych, na zapleczach centrów handlowych. Zazwyczaj produkują nie tylko energię elektryczną, ale i ciepło, a czasem, jak w przypadku lodowisk, czy centrów handlowych także zimno – na zasadzie lodówki absorpcyjnej.

Czy technologie inteligentnej sieci (*smart grid*) mogą zmniejszyć zużycie energii w szczytach? (**pytanie internauty**). Poszukując odpowiedzi trzeba koniecznie pamiętać o różnicy między inteligentną siecią w Europie Zachodniej i w Polsce. Najpierw trzeba ją mieć! Po prostu. Przykładowo, sieć gazowa w północno-wschodniej Polsce nie może być inteligentna, bo jej nie ma. To samo dotyczy sieci energetycznych zamojszczyzny, czy białostocczyzny. Na wsi poziom napięcia nie wynosi 230V, tylko 170 albo 180V. Taka sieć nie będzie inteligentna.

Jaki wpływ na rynek energii i na gospodarkę miałyby mosty energetyczne przerzucone między nami a państwami spoza UE? Mowa o mostach Olsztyn-Kaliningrad i Rzeszów-elektrownia Chmielnicki na Ukrainie (**Jarosław Karpowicz, PISM**). Nie lubię określenia most, ani korytarz. Słowo most sugeruje, że ma

to być połączenie nad czymś. Jeżeli mamy się łączyć z Ukrainą, to nie „nad czymś" (**K. Żmijewski**). Jak oceniam te połączenia? Prawdopodobnie kryzys energetyczny dotknie nas dopiero po EURO 2012, a nie przed. Wszak w czasie meczu finałowego światło zgasnąć nie może. Kryzys jest nieunikniony. Dlatego za 2 lata każde źródło energii, które zmniejszy nasz deficyt będzie błogosławione. Dzisiaj jeszcze tego nie chcemy zrozumieć. Bez wielu rzeczy żyć potrafimy, ale już naprawdę nie potrafimy bez energii elektrycznej. Utraciliśmy tę umiejętność. Niewielu zdaje sobie sprawę, że brak energii elektrycznej oznacza zamrożenie kraju, ponieważ większość dzisiejszych kotłów ma co najmniej pompę cyrkulacyjną. Bez jej pracy systemy grzewcze nie działają. Mówię o zwyczajnych, najtańszych kotłach na węgiel, nie o supernowoczesnych kotłach kondensacyjnych na gaz. Te tradycyjne kotły węglowe też są podłączone do prądu i bez niego działać nie będą. Przypomnijmy powódź w 2010 roku. Ludzie marzli i nie mogli dzwonić po pomoc, bo komórek nie było gdzie naładować. Interesy robili ci, którzy uruchamiali punkty ładowania komórek z agregatów dieslowskich, czy benzynowych. Taki jest poziom naszej cywilizacji i trzeba to sobie wreszcie uświadomić.

Czy rozwiązaniem problemów inwestycyjnych energetyki nie byłoby odbudowanie elektrowni wodnych? Czy w Polsce nie może być tyle samo elektrowni wodnych, co w Szwecji? (**pytania internautki**). Szwecja ma rzeki górskie, Polska – nie. Poza tym odbudowa przedwojennych elektrowni wodnych (zniszczonych w poprzednim ustroju z powodów własnościowych) jest nieopłacalna. Zniszczono nie tylko tanie turbiny, ale i drogie budowle hydrotechniczne (jazy, zapory, wały). Poza tym są to elektrownie o maleńkiej mocy, bo kilku lub kilkunastu kV a Polska potrzebuje tysięcy MW. Elektrownie wodne mogą być przydatne lokalnej społeczności, mogą zasilić wiatrak, młyn (**K. Żmijewski).** Realiści szacują moc elektrowni wodnych na 400 MW, optymistyczni realiści – na 1000 MW, hurra optymiści – na 2000 MW. Natomiast Polska potrzebuje 10 000 MW, żeby odbudować tę moc, która za chwilę zniknie z naszego bilansu energetycznego z powodu szeroko rozumianej dekapitalizacji. Oczywiście, zawsze jeszcze są ratunkowe utopijne pomysły o zastawieniu kolejnymi stopniami wodnymi Wisły. Na co, rzecz jasna, ekolodzy się nie zgodzą. I słusznie, bo racja w tej sprawie byłaby po ich stronie.

Organizacja, finansowanie, legislacja (chociażby decyzja ministra finansów dotycząca rezygnacji z efektywności energetycznej) to bariery uporządkowania i rozwoju sektora energetyki. W zasadzie w każdym elemencie łańcucha działań mamy problem. Jednocześnie wśród priorytetów polskiej prezydencji już na drugim miejscu wymieniono bezpieczeństwo energetyczne – rozumiane tylko i wyłącznie jako połączenie polskiego systemu energetycznego z innymi systemami, żeby w razie braku energii mogły nam jej dostarczyć. Wiara w to, że ktoś ma nam pomóc w zbudowaniu tych połączeń, a w zasadzie oczekiwanie, że UE pomoże w ich budowie należy do zestawu pobożnych życzeń. Jaki interes ma UE, żeby wspomóc finansowanie tych połączeń, a pamiętajmy, że mają kosztować 200 mld zł (**Aleksander Panek, Narodowa Agencja Poszanowania Energii**). Mówiąc o potrzebach inwestycyjnych polskiej energetyki pomija się potrzebę efektywności energetycznej. A przecież powinna to być pierwszoplanowa pozycja każdego programu inwestycyjnego.

I wreszcie. Inteligentne sieci nic nam nie pomogą, jeśli nie będziemy mieć inteligentnych odbiorów. Co to takiego? Między innymi sektor komunalno-bytowy, który zużywa 40% energii. Zgodnie z dyrektywą unijną, czyli zgodnie z prawem, od stycznia 2009 r. pozwolono wznosić budynki, które zużywają więcej energii niż poprzednio. Wszelkie próby tłumaczenia, że takim działaniem jedynie sami sobie szkodzimy odbijały się od muru arogancji, tym razem nie koncernów energetycznych, a ministerstwa infrastruktury.

Zamiast „problemu" wolę „potencjał". Ogromny niewykorzystany potencjał. To szóste paliwo. Zasoby szóstego paliwa są w Polsce niewyobrażalne (**K. Żmijewski**). Przykładami można sypać. Termomodernizacji poddaliśmy może 5% budynków, a próbowali „ocieplić" może następnych 15%. A można by było co najmniej 50% i to zgodnie ze sztuką faktycznej termomodernizacji. Na ogrzewanie domu zużywamy 70% energii, którą kupujemy, kolejne 15% to zużycie ciepłej wody. Te 70% na ogrzewanie to czyste marnotrawstwo. Wystarczy poprawić standard energetyczny, zrównać go ze średnim poziomem europejskim, czyli 50 kWh/m kw rocznie. Należy również sprawdzać ile się energii traci. Buduje się budynek, który zużywa dużo energii, więc wypisuje się androny, oświadczając, że w kotle będzie się palić peletami, w związku z tym zużycie energii pierwotnej jest bliskie zeru, czyli efektywność tego budynku jest nieskończenie wysoka. Czyli przy pomocy tricku można pokazać, że coś jest efektywne, co w istocie efektywne nie jest. Taki sobie przepis zafundowaliśmy. Jak wspierać proces termomodernizacji (**pytanie internauty**)? Decydować powinien zdrowy rozsądek (**K. Żmijewski**). Dzisiaj, jeśli fundusz termomodernizacji jak ma pieniądze (bo czasem ich nie ma w ramach oszczędności) wymaga takiej samej dokumentacji dla wielkiego bloku mieszkalnego jak i domku o powierzchni 60 m kw. Właściciel domku musi zapłacić 2 tys. zł za audyt, żeby jego ewentualny zysk, po wszystkich biurokratycznych przejściach, wyniósł 500 zł. Nikt nie pomyślał o uproszczonym audycie dla takich inwestorów. Premię termomodernizacyjną otrzymało 17,5 tys. bloków mieszkalnych i 500 domków jednorodzinnych. Czy to właściwie oddaje strukturę polskiego mieszkalnictwa? Nie. Domki jednorodzinne to 2/3 budynków mieszkalnych. Ale właściciele domków są mali, nieważni i zostali odcięci od premii za oszczędność energetyczną! Budowanie nowych mocy, nowych sieci po to, żeby zasilać źródła marnotrawstwa, czyli odbiory marnotrawstwa, jest najgłupszą rzeczą, jaką można sobie wyobrazić. Zbudowanie elektrowni jądrowej niczego nie zmieni, bo 40% mocy tej elektrowni będziemy zużywali bez sensu. Likwidacja marnotrawstwa, na szczęście, jest rzeczą o wiele szybszą do wykonania niż budowa elektrowni jądrowej, sieci, czy elektrowni systemowych.

W drugiej kolejności trzeba zająć się źródłami rozproszonymi i źródłami odnawialnymi. W Polsce czeka na elektryfikację około 3000 MW odbioru ciepła. Przecież każdą ciepłownię, która ma stały odbiór ciepła można by częściowo przerobić na elektrociepłownię redukując emisję, poprawiając efektywność, wywiązując się z zobowiązań pakietu klimatyczno-energetycznego. Są to przedsięwzięcia realne, które można zrobić. Żeby je przeprowadzić nie trzeba podpisywać żadnego kontraktu z żadnym mocarstwem światowym. Możemy je wykonać samodzielnie. Nie trzeba kupować technologii docieplania bu-

dynków, produkcji okien, bo Polska produkuje najlepsze okna w Europie. Zadanie może wykonać polski przemysł, jeśli, oczywiście, nie doprowadzimy do jego zamknięcia.

Wytwarzanie energii opartej na paliwach kopalnych jest możliwe. Wytwarzanie takie umożliwiają czyste technologie węglowe (**Andrzej Siemaszko, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji**). Na przykład technologia Carbon Capture and Storage (CCS) polega na wychwytywaniu emitowanego przez elektrownię dwutlenku węgla, powstałego przy spalaniu węgla, i składowaniu go w podziemnych magazynach. Technologia ta znajduje się w początkowym stadium rozwoju. Pierwsza instalacja działa od kilkunastu miesięcy w Niemczech w elektrowni koncernu Vattenfall Schwarze Pumpe. W Polsce instalację CCS chcą budować PGE Elektrownia Bełchatów i Zakłady Azotowe Kędzierzyn wraz z Tauron Polska Energia. Czyste technologie węglowe (o czym mówił prof. Żmijewski) zapewniają niższe koszty eksploatacji, wyższą wydajność, czyli niższe koszty emisji. Są również szansą dla polskiej sfery badawczo-rozwojowej. Uczestniczenie w rozwoju czystych technologii węglowych może uplasować Polskę na pozycji lidera. W Europie węglem nikt się już właściwie nie zajmuje. To działka zostawiona Polsce. Oprócz CCS mamy też w zanadrzu inne technologie: podziemnego zgazowania lub podziemnej biokonwersji węgla, produkcja syntetycznych paliw na bazie węgla. Jeśli chcemy korzystać z tych technologii, potrzebny jest przemysł, który te rozwiązania wdroży a później będzie je sprzedawał. Konieczne jest zatem odbudowanie potencjału czystych elektrowni wykorzystujących czyste technologie węglowe. Taka właśnie jest filozofia europejska. Coraz częściej transformację niskoemisyjną wiąże się z interesem ekonomicznym. Dowodzi się, że europejskie firmy zarobią, bo będą sprzedawać testowaną obecnie technologię. A więc musimy być kompatybilni. Warto być liderem w czystych technologiach węglowych, bo mamy sporo atutów. CO_2 można też wykorzystać w ekonomiczny sposób np. do złączonej produkcji gazu ziemnego, czy wzbogaconego wydobycia ropy. Jedną z trzech bazowych technologii wychwytywania CO_2 jest zgazowanie węgla. 25 gazyfikatorów węgla, które mamy zbudować m.in. w Kędzierzynie, Puławach daje taką ilość gazu syntetycznego, która dzisiaj równoważy cały jego import. Przecież jest to sposób na odbudowanie bezpieczeństwa energetycznego. Przez przestawienie naszej energetyki na zgazowanie węgla możemy stać się dużo bardziej bezpieczni niż dzisiaj jesteśmy, bo będziemy mieli potencjał produkcji gazu ziemnego, który może w razie jakieś konieczności pomóc w sytuacji kryzysu. Podziemne zgazowanie węgla stawia nas w pozycji lidera.

Derogacja jest „tylko" sposobem na przygotowanie się do funkcjonowania w warunkach pełnego aukcjoningu. Dopiero od roku 2020 wytwórcy, by produkować energię elektryczną, będą musieli kupić 100 proc. uprawnień do emisji CO_2, w przeciwnym razie będą im groziły kary. Zatem dzisiaj derogacja nie ma kształtu sztywnego. Zawsze można negocjować. Zajęcie dobrej pozycji wśród krajów węglowych i sterowanie polityką klimatyczno-energetyczną na pewno ułatwiłyby negocjacje, ale tylko z pozycji lidera, z pozycji kraju, który rzeczywiście ma wpływ na kierowanie polityką klimatyczną. Pozycja lidera może wpłynąć na wielkość funduszy strukturalnych. Może się przełożyć na stworzenie nowego funduszu np. europejskiego funduszu czystej energii, który dofinansowywałby nasze inwestycje. I to się

dzieje. Bełchatów otrzymał już 180 mln euro. Bycie liderem zapewnia wpływ na politykę klimatyczno-energetyczną, która tak nas bardzo dotyczy. Rozwój czystych technologii węglowych powinien być naszym priorytetem, bo gwarantuje przestawienie naszej gospodarki na niskoemisyjną.

Kto będzie w Polsce budował nowe elektrownie? **(pytanie internauty).** Mam nadzieję, że inwestorzy. Państwo ich budować nie może (**K. Żmijewski**). Obowiązują nas zasady pomocy publicznej i nie można łatwo przekładać pieniędzy państwowych na inwestycje, w szczególności, kiedy ma się tak potężny deficyt budżetowy.

BRE Bank uczestniczył w finansowaniu dwóch z trzech bloków energetycznych budowanych w ostatniej dziesięciolatce. Dzisiaj również uczestniczy w różnych projektach inwestycyjnych w energetyce. Z dotychczasowej praktyki wynika, że problemem jest nieprzygotowanie projektu. Dokumenty przekazywane bankowi mają raczej charakter deklaracji a nie biznesplanu (**Michał Popiołek, BRE Bank**). Pojemność rynku nie jest barierą finansowania. Cykl przygotowania inwestycji energetycznych trwa kilka lat. Finansowanie rozkłada się w czasie. Zatem aktywa banków działających w Polsce nie będą aż taką przeszkodą jak wielu sądzi. Poza tym banki aktywa będą zwiększały. Bankowcy nie widzą więc zagrożeń sfinansowania potencjalnych inwestycji energetycznych. BRE Bank uczestniczy także w finansowaniu energetyki odnawialnej. Ostatnio zamknęliśmy finansowanie dla dużej farmy wiatrowej. Warto pamiętać, że energetyka wiatrowa to biznes czysto regulacyjny. Gdyby nie był regulowany, gdyby nie było wsparcia rządowego, to pewnie te biznesy nie miałyby sensu.

Jeśli BRE Bank obowiązują założenia Bazylea II, to bank będzie rozmawiał z przedsiębiorstwami, których wskaźnik długu netto/EBITDA wyniesie co najmniej 4 (**K. Żmijewski**). W finansowaniu *project finance* EBITDA nie jest aż tak istotna, przynajmniej w okresie inwestycyjnym (**M. Popiołek)**. Mówiłem o finansowaniu *corporate finance, c*zyli pod bilans (**K. Żmijewski**), przy którym obowiązuje nieprzekraczalne ograniczenie finansowania do 13 mld euro. Tej kwoty bank nie przekroczy. Dalsze finansowanie może być jedynie poprzez *project finance*. Uparcie twierdzę, że sektor bankowy nie jest przygotowany do *project finance* na poziomie koniecznych w Polsce inwestycji. Sektor bankowy nie ma 37 mld euro na *project finance.* Sektor nie ma takiej możliwości przy istniejącym poziomie organizacji procesu inwestycyjnego. Jeżeli nie będzie gwarancji rządowych (a nie będzie), jeżeli nie będzie kontraktów długoterminowych (a nie będzie), to *project finance* zatrzyma się na poziomie pierwszych 5–6 mld euro. Potem komitety inwestycyjne w bankach ocenią ryzyko i zadecydują: możemy sfinansować co najwyżej 20% inwestycji. Koniec, kropka.

Jaki udział w finansowaniu nowych mocy w elektroenergetyce mogą mieć EBI, EBOR i BŚ? (**pytanie internauty**). Misją EBOR i Banku Światowego jest redukcja emisji CO_2 i inwestycje dotyczące efektywności energetycznej (**K. Żmijewski**). Jeśli Polska chciałaby inwestować w efektywność energetycz-

ną, to BŚ czeka z kredytem. To BŚ puka do drzwi np. operatora sektora finansów publicznych i pyta, czy by nie wziął kredytu i nie sfinansował termomodernizacji milionów m kw budynków publicznych, dzięki czemu zaoszczędzilibyśmy na zużyciu energii od 20 do 40%.

Krok po kroku zbliżamy się do kryzysu, a jego powodem będzie system centralnie sterowany przez UE (**Arkadiusz Krężel, Boryszew Impexmetal**). Dlaczego? Jest to system przeregulowany, oparty na nieokreślonych przesłankach. Nie wiadomo, czy UE chce być Mesjaszem świata? Nas to i tak nie zbawi. Natomiast różnice interesów, które są np. w strukturze energetyki europejskiej doprowadzą do gigantycznych napięć. Prof. Żmijewski twierdzi, że 10% miejsc pracy jest w Polsce zagrożonych elementem wrażliwości w przemyśle. Twierdzę, że wiele więcej. Już dzisiaj polskie firmy płacą za MWh najdrożej w Europie. Z punktu widzenia efektywności gospodarczej jest to totalny absurd. Efekt? Firmy uciekają z Polski. Pierwszy raz z likwidacją działalności gospodarczej z powodu wzrostu cen zetknąłem się w 2006 r. Zlikwidowaliśmy jedną z nowocześniejszych polimeryzacji, która była mniej więcej o dwie generacje do przodu pod względem zaawansowania technologicznego, ale zakończył ją 20-proc. skok wzrostu cen energii w Niemczech. Trzeba było zrefinansować elektrownię gazową (w ramach parku przemysłowego), co doprowadziło do skokowego wzrostu cen. Nie utrzymał się ani jeden z czterech wielkich inwestorów parku przemysłowego. Zbankrutowali lub wycofali się. Z powodu skokowych wzrostów cen z Polski wyemigrowała elektroliza i produkcja czystego aluminium, na której się bardzo dobrze zarabia. Powoli zwijamy działalność przetwórczą w obszarze metali kolorowych, hutnictwo również. Twierdzę, że czeka nas większy zakręt niż w roku 1990 (uwzględniając ówczesną deprecjację wartości właściwie całej gospodarki), ponieważ gigantyczne rezerwy wewnętrzne, które tkwiły w polskich firmach, w ludziach, w gospodarce wyzwoliły inicjatywy, które były oparte na trzech parametrach. Co oceniali inwestorzy? Cenę pracy i jakość czynnika ludzkiego, podatki, ceny nośników energetycznych. Te elementy stymulowały bardzo pozytywny przecież efekt ekonomiczny, a także utworzenie tysięcy miejsc pracy.

Dzisiaj większość projektów dotyczących przemysłów wrażliwych plasuje się wszędzie, tylko nie w UE. Rezydualne obszary o wielomiliardowym nasyceniu już się potworzyły na świecie, bo tylko tam opłaca się lokować produkcję, a jednym z głównych parametrów jest cena energii. Na przykład w Zjednoczonych Emiratach Arabskich powstaje jedno z największych centrów produkcji aluminium. Na pustyni budowane są gigantyczne linie produkcji elektrolizy. Inwestorów zachęciły niskie ceny energii i podatki. Wszystkie znaki na niebie i ziemi wskazują, że w najbliższej dekadzie, przy średniorocznym wzroście o 4 lub 5 % zużycia aluminium na świecie w ZEA nastąpi ponad 10-proc. wzrost wielkości produkcji. Polska straciła tę produkcję. Zmarnowaliśmy doświadczenie. Marnujemy umiejętności inżynierów. Boryszew Impexmetal wysyła swoich inżynierów do pracy w Brazylii, do Chin, ale to jest przecież ze szkodą dla polskiej gospodarki. Pozbywamy się specjalistów np. przemysłu górniczego i energetycznego, ale nie budujemy nowych miejsc pracy. Jeżeli unijny scenariusz się nie zmieni, to w 2013 r. będziemy w bardzo trudnej sytuacji.

Co robić? Jak się bronić? Rynek jest zawsze najlepszym panaceum. Błędem była konsolidacja sektora energetycznego bez utworzenia rynku energii elektrycznej. W 2007 r. Impexmetal próbował zbudować rewitalizację południowej linii przesyłowej na Ukrainę. Niestety, to po prostu była *mission impossible*. Totalna blokada inwestycji. Dlaczego? Bo szkodziła monopolowi energetycznych czempionów. Istotą, zwłaszcza silnego ekonomicznie monopolu, jest to, że zwalczy każdą konkurencję, która zagraża jego istnieniu. Polski oligopol energetyczny stał się stabilny. Jedynym ratunkiem jest całkowita liberalizacja rynku i skoncentrowanie się tylko i wyłącznie na przedsięwzięciach zapewniających szybkie efekty w energetyce, np. trzeba znaleźć 4,5 mld euro na infrastrukturę sieci transgranicznych, zamiast rozważać budowę mocy produkcyjnych. 30 lat temu brałem udział w podobnej dyskusji, bo już wtedy przerabialiśmy braki energii elektrycznej dla produkcji przemysłowej. Jak widać, nic się nie zmieniło. Dyskusja trwa nadal. Za 30 lat nasi następcy też będą dyskutować o barku energii. W Polsce mamy zapewnione minimum produkcji energii. Prądu nam nie zabraknie. Nie mamy natomiast dostępu do rynku, a on jest najważniejszy. Zdaniem każdego ekonomisty blokowanie przez 20 lat możliwości jakiejkolwiek inwestycji w linie transgraniczne jest działaniem ultrairracjonalnym. Jednak w Polsce nie znalazła się taka siła polityczna, która byłaby w stanie przełamać dotychczasową logikę myślenia. Żadna siła polityczna nie podjęła trudu zbudowania prawdziwego rynku energii. Trudno w to uwierzyć, i to 20 lat po reformach prof. Balcerowicza.

Polska nie ucieknie z UE. Nie ucieknie też od negatywnego wpływu mesjanizmu CO_2. Możemy godzinami dyskutować o efektywności np. technologii CCS. Nic to nie da. Bo siła ekonomiczna progresji cen może nas zgnieść. Ratunek w budowie linii transgranicznych i współpracy z sąsiadami spoza UE, czyli Ukrainą, Białorusią itp. Sukces zależeć będzie od tego, jak szybko decydenci zrozumieją, że uwolnienie rynku energii to priorytet. Bo tylko autentyczny rynek zapobiegnie degradacji funkcjonowania gospodarki. Wymusi też spadek ceny za MWh, dzisiaj najwyższej w Europie. Cena hurtowa MWh (230–240 zł) w 2007 r. miała absolutnie efektywny poziom. Pozwalała na stałą progresję i bardzo efektywne traktowanie Polski jako miejsca inwestycji. Obawiam się, że przy obecnej cenie (436 zł/MWh) wszystkie superaty, które inwestorzy pilnie obserwują, zostaną stracone.

Tak ekstremalny wzrost ceny hurtowej przewiduje się zakładając, że nie uda nam się skonsumować derogacji (**K. Żmijewski**). Dzisiaj za emisję CO_2 płacimy około 10 zł. Bez derogacji trzeba będzie dołożyć 137 zł, z derogacją – 33 zł. Prawo do uzyskania derogacji (za co chwała negocjatorom) jest związane z obowiązkiem inwestycyjnym na poziomie kraju a nie inwestora. Kraj musi się wykazać programem inwestycyjnym i kraj otrzymuje derogacje, którą rozdziela według własnych zasad.

Potrzeba rozbudowy sieci transgranicznych jest bezdyskusyjna, ale nie można zapominać o sieci wewnętrznej, sieciach wysokich i najwyższych napięć, a także sieciach dystrybucyjnych. Inaczej zahamowany zostanie rozwój energetyki wiatrowej, bowiem elektrownia wiatrowa wymaga spełnienia szcze-

gólnych warunków technicznych przyłączenia do sieci energetycznej (**gość seminaryjny**). Bezpieczeństwo elektroenergetyczne jest najważniejszym elementem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Trzeba w nim rozróżnić dwa elementy: sieć wytwórczą i przesyłową. Przykłady katastrofalnych awarii energetycznych (blackoutów) można mnożyć. Zdarzały się w krajach zdecydowanie lepiej rozwiniętych niż Polska. Główną przyczyną blackoutów była zawsze awaria sieci i błędy dyspozytorów, a nie brak mocy w elektrowniach. A stan naszych sieci jest tragiczny i trzeba dołożyć wszelkich starań, aby je modernizować i rozbudowywać. To zadanie niełatwe. Szybciej i łatwiej buduje się elektrownię jądrową niż linie elektroenergetyczne umożliwiające bezpieczną pracę elektrowni i wyprowadzenie wyprodukowanej mocy. Potrzeba ośmiu nowoczesnych linii o napięciu 400 kV, aby wyprowadzić bezpiecznie moc elektrowni jądrowej, w której pracują 2 bloki, każdy o mocy 1600 MW. Budowa sieci trwa w Polsce bardzo długo. A stan sieci decydujący o bezpieczeństwie energetycznym kraju jest bardzo zły.

W Polsce zakłada się, że sieci przesyłowe powinny być państwowe. A państwowy właściciel ani nie ma pieniędzy, ani też nie za bardzo może finansować takie przedsięwzięcia. Jaka tu rola dla prywatnego inwestora? (**Barbara Błaszczyk, CASE**). Sieci można sprywatyzować, ale wpierw trzeba zmienić zasadę zarządzania i regulacji tych sieci (**K. Żmijewski**). Zgodnie z dzisiejszym mechanizmem regulacyjnym, jeśli prezes firmy energetycznej wprowadzi jakieś rozwiązanie proefektywnościowe, zmniejszy koszty, to jest wrogiem swojej własnej firmy, działa na jej szkodę. Z mocy bowiem ustawy tylko regulator może regulować przedsięwzięcie zgodnie z zasadą koszt + marża. Jeśli masz mniejszy koszt, to masz mniejszą marżę. Zaoszczędziłeś? Głupi byłeś. To enklawa socjalizmu. Z przywilejami w tej enklawie, które się nawet w socjalizmie nie śniły, jak 10-letnie gwarancje pracy z możliwością dziedziczenia zatrudnienia.

W Stanach Zjednoczonych sieci są prywatne. Regulowane są przez stanowe (i federalną) komisje regulacyjne. Na tym polega istota „silnego państwa minimum". U nas obowiązuje model „słabego państwa maksimum". Państwo jest wszędzie i sobie nie daje rady. Państwo powinno być tylko i wyłącznie tam, gdzie jest potrzebne. Gdybyśmy zamiast regulacji telefonicznej mieli regulację parametryczną, to moglibyśmy swobodnie sprywatyzować wszystkie sieci. Dystrybucyjne sieci już nie są państwowe. W Warszawie, na Śląsku są w rękach niemieckiego kapitału, ale jakoś mieszkańcy nie narzekają na to, że mają brak dostępu do energii, że ta energia jest gorsza, albo droższa; a propos: w Warszawie jest najtańsza w całym kraju. To samo dotyczy sieci przesyłowej, ale trzeba posiąść umiejętność zarządzania parametrycznego. A takie zarządzanie wymaga wiedzy, na przykład o stopniu dekapitalizacji infrastruktury, który decyduje o stopniu inwestycji. Jeśli zarządca nie wie, jaki jest stopień dekapitalizacji, to zarządca nie zarządza, jedynie udaje, że pełni taką rolę. Trzyma lejce, ale ma opaskę na oczach i jedzie, dopóki się nie wywróci. To jest syndrom polskiego działania.

Krzysztof Żmijewski – niezależny konsultant, ekspert w dziedzinie rozwoju rynku energii, profesor Politechniki Warszawskiej

Gospodarka niskoemisyjna. Czy potrzebny jest Plan Marshalla?

Czasy taniej energii odchodzą w przeszłość. Ceny rosną z powodu wyczerpywania się tańszych zasobów ropy, gazu i węgla, niestabilności głównych producentów energii (Bliski Wschód – Rosja – Azja Środkowa), bardziej ekologicznej produkcji energii (droższa produkcja); szybkiego wzrostu nieefektywnych energetycznie wielkich gospodarek Chin i Indii. To pierwsza grupa dźwigi wzrostu cen, czyli czynniki zewnętrzne, niezależne od polityki krajowej, drugą są czynniki subiektywne (wewnętrzne). Subiektywne w tym sensie, że zależą od tego, jaką politykę krajową prowadzimy, na przykład skonsolidowana struktura sektora powodująca atrofię konkurencyjności, energochłonna struktura gospodarki oraz alergia na działania proefektywnościowe. Obie grupy czynników zazębiają się w obszarze negocjacji Polska – Komisja Europejska.

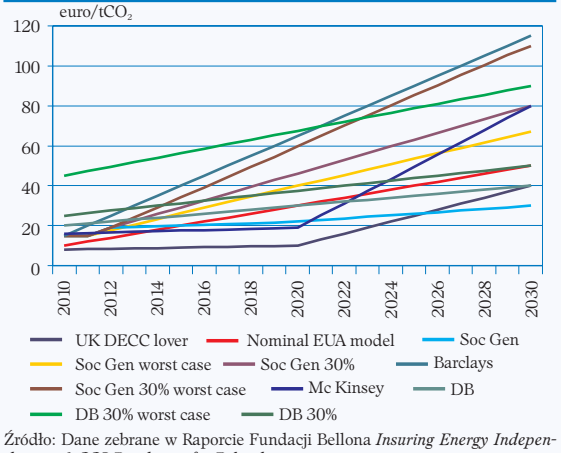
Dźwignie obiektywne

Polskie elektrownie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są zdekapitalizowane w ponad 70%. W niektórych rejonach Polski sieć elektroenergetyczna jest zdekapitalizowana w 90%. Bezsensowne jest oczekiwanie, że będzie wiecznie żywa jak przyroda, ponieważ infrastruktura nie jest częścią przyrody. Infrastrukturę trzeba będzie więc odbudować.

Polska, jako jeden z 27 krajów UE, przyjęła i podpisała pakiet klimatyczno-energetyczny, a w tym regulacje dotyczące handlu pozwoleniami na emisje CO_2. Zgoda Polski na wprowadzenie rozwiązań zawartych w pakiecie energetyczno-klimatycznym może z dużym prawdopodobieństwem wywołać poważne negatywne konsekwencje makroekonomiczne i społeczne. Deklarowanym priory-

tetem dla Unii Europejskiej jest walka ze zmianami klimatycznymi, więc ograniczenia w emisji dwutlenku węgla są tak duże, a ceny zakupu pozwoleń tak wysokie, że wiele branż europejskiej i polskiej gospodarki może się okazać niekonkurencyjnych z powodu zbyt wysokich kosztów. Wprawdzie wszystkie konsekwencje pakietu dotkną nas dopiero za lat kilka, ale już dziś wpływają na ceny nowych inwestycji. Kluczowe dla przyszłości gospodarki będą ceny uprawnień do emisji CO_2, które przełożą się bezpośrednio na wzrost cen energii. W szacunkach Komisji Europejskiej cena uprawnienia w 2020 r. nie powinna przekraczać 40 euro, tymczasem wielu analityków wskazuje na możliwość osiągnięcia przez uprawnienia znacznie wyższych cen. Szacuje się, że w przypadku niedoboru uprawnień, cena uprawnienia przekroczy nawet 100 euro (rys. 1).

Rysunek 1. Prognozy cen uprawnień do emisji CO_2 do roku 2030



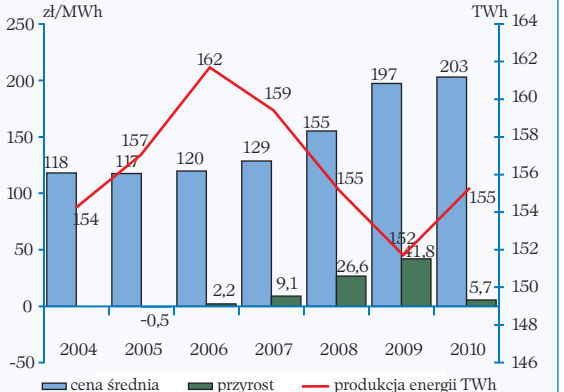
Źródło: Dane zebrane w Raporcie Fundacji Bellona *Insuring Energy Independence – A CCS Road map for Poland.*

Analitycy mówią też o ewentualnym wzroście cen ropy i gazu. Ewentualnym, bo są różne scenariusze, ale wiele z nich jednak zakłada długotrwały światowy trend wzrostowy. I wreszcie, ewentualna kontynuacja kryzysu globalnego może spowodować redukcję zapotrzebowania na energię, a co za tym idzie, ewentualną obniżkę lub spowolnienie wzrostu cen energii.

Dźwignie subiektywne

Konsolidacja (tzw. konsolidacja pionowa energetyki) dokonana przez rząd PiS spowodowała zanik konkurencyjności. Chcąc odwlec prywatyzację energetyki, w miejsce niezależnie działających elektrowni i zakładów energetycznych, utworzono cztery wielkie państwowe grupy: Enea, Energa, Tauron, Polska Grupa Energetyczna (dominująca na rynku). Oficjalnie miało to na celu zwiększenie potencjalnych możliwości inwestycyjnych polskiej energetyki i ułatwienie tym koncernom instalowania nowych mocy. Spowodowało to jednak całkowite wyeliminowanie z polskiego rynku konkurencji, co oczywiście wpłynęło na wzrost cen (rys. 2).

Rysunek 2. Poziom produkcji energii i jej ceny hurtowe



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, Agencja Rynku Energii.

Polska ma też ciągle jedną z najniższych efektywności produkcji i zużycia energii w przeliczeniu

na PKB, a to miernik dosyć obiektywny. Można, co prawda, próbować fałszować tę statystykę mnożąc PKB przez parytet siły nabywczej (*purchasin power parity*), ale wówczas należy zapytać, dlaczego przez ten sam parytet nie mnożymy ceny energii. Stosowanie parytetu PPP miało sens w ubiegłym ustroju, gdy krajowe ceny energii i ceny zaopatrzeniowe odbiegały znacznie od cen światowych.

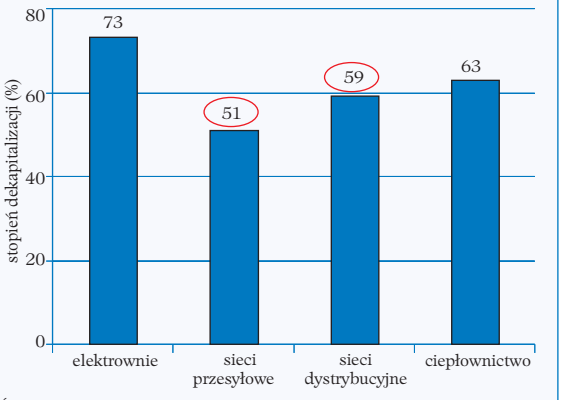
Subiektywne dźwignie wzrostu cen to także wzrost wartości złotówki. Ewentualne zwiększone zapotrzebowanie na energię pojawi się, jeśli kryzys nas ominie i Polska będzie się rozwijać, bo tak długo jak nasza gospodarka będzie industrialna, a nie postindustrialna, jej rozwój, niestety, będzie wiązał się ze zwiększeniem zużycia energii. I wreszcie, brak optymalizacji lub w ogóle brak mechanizmów wsparcia. Dowód? W przypadku energii odnawialnej nie promujemy inwestorów a jedynie producentów. Promujemy tych, którzy odziedziczyli na przykład elektrownię we Włocławku, albo w Solinie, albo w Nidzicy. Część tych elektrowni była wybudowana przed wojną, część po wojnie z centralnych funduszy inwestycyjnych, a dzisiejsi właściciele elektrowni dostają dodatkowe 260 zł za MWh. Za co? Nie wiadomo. Przedziwny mechanizm, który motywuje nie to, co, teoretycznie, powinien.

Dekapitalizacja infrastruktury

Stopień dekapitalizacji technicznej infrastruktury energetycznej jest zatrważający i sięga w niektórych przypadkach nawet 90 proc.

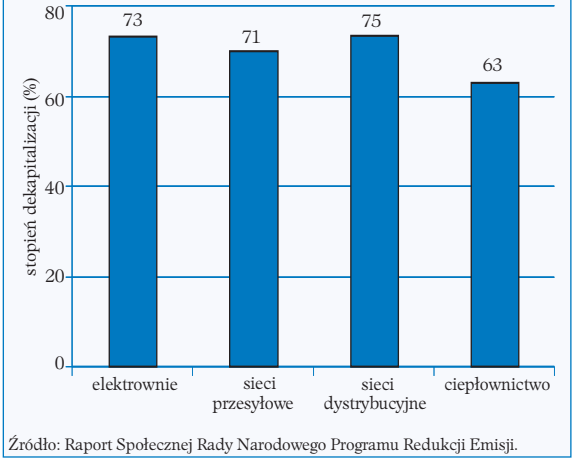
Z księgowego punktu widzenia nasze sieci przesyłowe wyglądają nieźle: sieci przesyłowe są zdekapitalizowane w 51% a dystrybucyjne w 59%. Ale, jeżeli prześledzimy czas życia sieci, czyli sprawdzimy ile lat mają transformatory, izolatory, słupy, przewody to jawi nam się zupełnie inny obraz. Dekapitalizacja równa jest wówczas 71% i 75%. A na ścianie wschodniej (białostockie, zamojskie) stopa zużycia technicznego sieci dystrybucyjnych osiągnęła 90%, czyli za 4 lata będzie 100%, bo zakłada się, że sieci nie powinny żyć dłużej niż 40 lat.

Rysunek 3. Dekapitalizacja księgowa energetyki



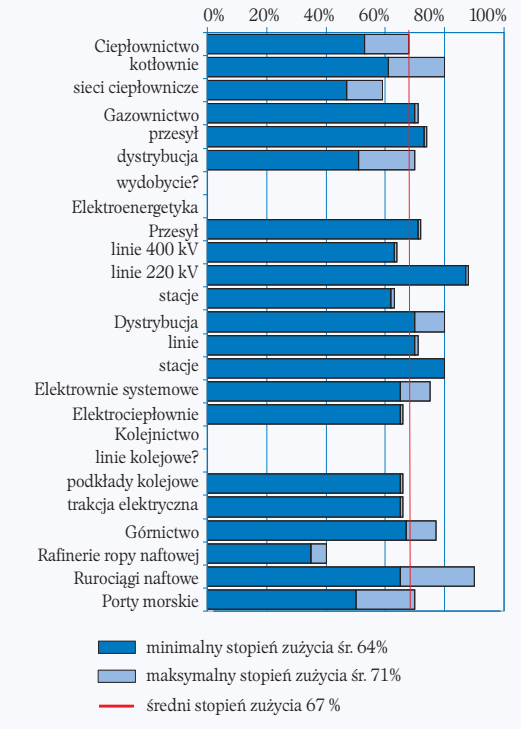
Źródło: Raport Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Rysunek 4. Dekapitalizacja techniczna energetyki



Źródło: Raport Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Rysunek 5. Dekapitalizacja techniczna (zużycie) infrastruktury



Źródło: Raport Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji.

Użyty do liczenia sposób dekapitalizacji elektrowni, energetyki i infrastruktury nie jest tożsamy z dekapitalizacją księgową. Dekapitalizacja księgowa nic nam nie mówi. Przedsiębiorstwo, które przejmuje majątek poprzedniego przedsiębiorstwa, liczy dekapitalizację od momentu przejęcia, czyli gubi historię przejmowanej infrastruktury. Zatem dane zaprezentowane na rysunkach od 3 do 5 dotyczą dekapitalizacji według czasu życia, czyli dekapitalizacji o charakterze technicznym. Zakłada się, że elektrownia nie powinna żyć dłużej niż 50 lat. W Polsce natomiast pracują elektrownie o łącznej mocy ok. 3000 MW, które zostały odbudowane zaraz po wojnie, czyli powinny być dawno zamknięte, bo to jest ich życie po życiu. Trzeba też zwrócić uwagę na aspekty techniczne takiej pracy. Korzystamy z pracy urządzeń, którym już dawno skończył się resurs (warto przypomnieć, że w polskim prawie czas życia reaktora atomowego określono na 14 lat (sic!) i w takim okresie powinno się go zamortyzować (?).

Na rysunku 5 brakuje danych m.in. dla linii kolejowych, wydobycia nafty i gazu, górnictwa. Dlaczego? Polskie państwo nie prowadzi monitoringu zużycia technicznego infrastruktury. Jedynym szlachetnym wyjątkiem jest ciepłownictwo, dla którego prezes Urzędu Regulacji Energetyki co roku prowadzi takie badanie. Żeby było śmieszniej, jest to najtrudniejszy sektor energetyczny, najbardziej rozproszony, z największym zróżnicowaniem własnościowym (kapitał zagraniczny, krajowy, państwowy, samorządowy). Nie ma natomiast badań dla sektorów gazu oraz wytwarzania energii elektrycznej. Zatem stopień zużycia technicznego jest nieznany. Chyba że jednostkowo prześledzi się (jak to uczynił autor niniejszego opracowania) historię życia każdego bloku energetycznego w Polsce i wyliczy rzeczywisty stan dekapitalizacji.

O czym to świadczy? Sternicy nawy państwowej mają oczy „szeroko" zamknięte. Sterowanie gospodarką kraju bez wiedzy o stopniu dekapitalizacji infrastruktury jest karygodne. W ciągu ostatnich 20 lat wszystkie rządy tak pracowały, a od zlikwidowania Rządowego Centrum Badań Strategicznych – w szczególności.

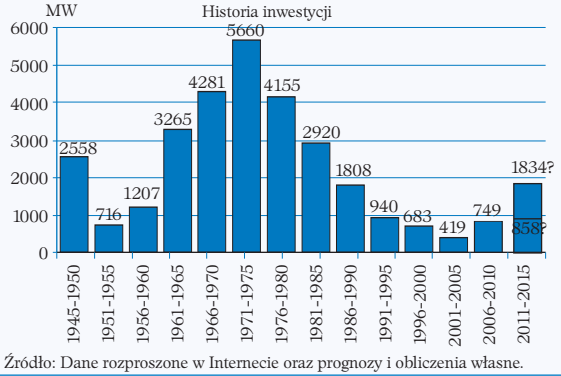
Jak pokazuje rysunek 5, średnia dekapitalizacja wynosi 67%, co nie oznacza, że cała gospodarka jest tak zdekapitalizowana, bo dekapitalizacja przemysłu to 12% mniej, centra handlowe mają stopę dekapitalizacji poniżej 30%, aquaparki, multipleksy – po-

niżej 25%. Spora część gospodarki jest nowoczesna, ale głównie jest to część konsumpcyjna. Im bliżej konsumpcji, im bliżej sektora *fast moving consument goods*, tym niższy stopień dekapitalizacji. I jeszcze jedna zależność: im bardziej prywatne, tym mniej zdekapitalizowane, a im bardziej państwowe, tym bardziej zdekapitalizowane. Państwo nie chętnie inwestuje, a w szczególności niechętnie inwestuje w infrastrukturę. Czy obywatelowi może odpowiadać taki sposób dbania o bezpieczeństwo? Oczywiście, nie.

Historia inwestycji w elektroenergetyce

Z obserwacji historii inwestycji energetycznych (rys. 6) wynika, że w latach 1971–1975 oddawaliśmy rocznie ponad 1000 MW, potem z roku na rok postępował spadek inwestycji.

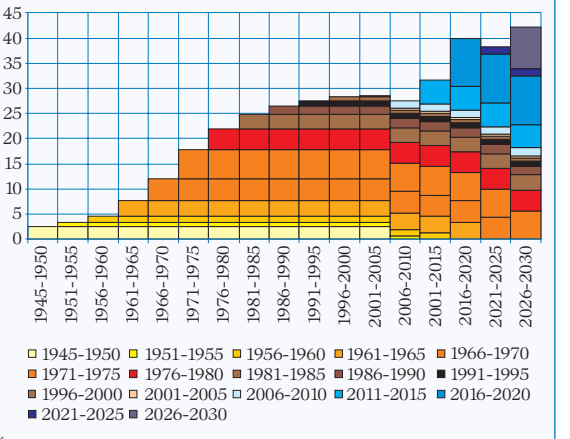
Rysunek 6. Poziom inwestowania w źródła systemowe w kolejnych pięciolatkach do 2015 r.



Źródło: Dane rozproszone w Internecie oraz prognozy i obliczenia własne.

Elektrownia, która przeżyła 55 lat powinna przestać pracować. Dlaczego? 50 lat to ok. 350 tys. godzin pracy. Jeszcze dziesięć lat temu przyszłych energetyków nauczano, że elektrownia nie powinna dłużej pracować niż 240 tys. godzin. Dzisiaj natomiast uczeni na konferencjach naukowych dyskutują o tym, jak przedłużyć życie elektrowni, która już przepracowała 300 tys. godzin.

Rysunek 7. Historia i perspektywy elektroenergetyki polskiej w latach 1945–2030



Źródło: Dane rozproszone w Internecie oraz prognozy i obliczenia własne.

Niedługo będziemy dyskutowali o podtrzymaniu życia tej, która przepracowała 400 tys. godzin. Jak się nie buduje, to trzeba reanimować. Ale to szalenie niebezpieczny proceder. To działanie wbrew prawom fizyki. Starzeje się materiał, z którego zbudowane są wały turbin, generatorów i walczaki kotłów. Jeśli się go nie wymieni, to dojdzie do awarii. W Wigilię 2008 r., w pierwszym tygodniu mojego urzędowania na stanowisku prezesa Polskich Sieci Elektroenergetycznych, szef Krajowej Dyspozycji Mocy zameldował, że wyleciała w powietrze 100 MW turbina w Turowie. Wyleciała, bo na stacji pękła uszczelka w odłączniku. Uszczelka 3 tygodnie wcześniej była kontrolowana. Nie była pęknięta. Miała 25 lat. Oczywiście, możemy założyć, że wszystkie uszczelki zostały już wymienione. Być może uszczelki tak, ale turbiny, wały i walczaki – nie.

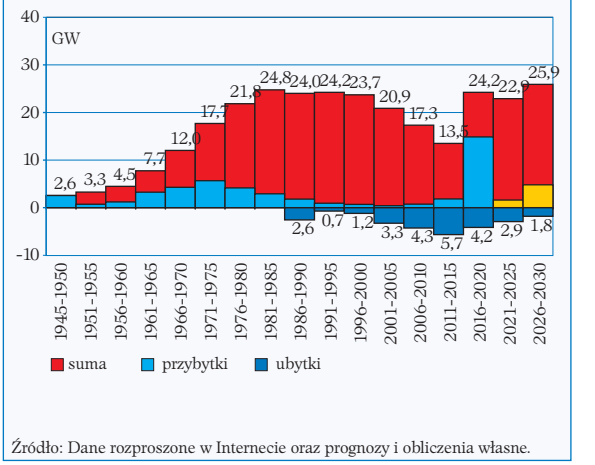
Dzisiaj bezpieczeństwo kraju oparte jest na elektrowniach uruchomionych w latach 1945–1955. W owym czasie turbiny były projektowane na 150 tys. godzin pracy. Są co prawda badane, ale pracują dwukrotnie dłużej. To hazard. Gra bardzo niebezpieczna.

Przyszłość inwestycji w elektroenergetyce

Niewystarczająca wielkość inwestycji w nowe moce wytwórcze – mogąca doprowadzić w ciągu najbliższych kilku lat do niedoborów energii – to istotne wyzwanie, przed którym stoi rynek energii w Polsce. Średni wiek polskich elektrowni jest jednym z najwyższych w Europie, co powoduje z jednej strony pilną potrzebę odnowienia istniejących mocy wytwórczych o niskiej sprawności i wysokiej awaryjności, a drugiej strony budowę dodatkowych nowych mocy wytwórczych, które pokryją przyszłe rosnące zapotrzebowanie na energię.

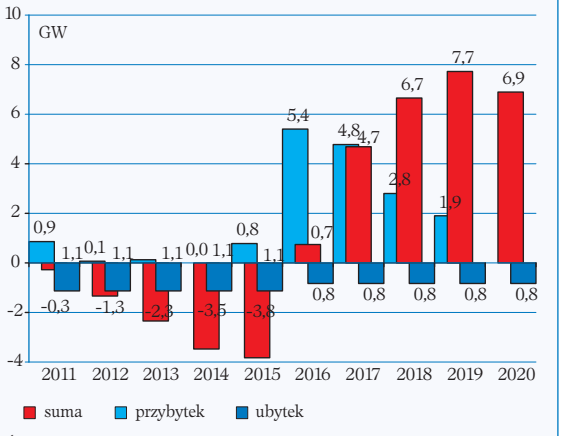
Tymczasem wszelkie energetyczne zamierzenia inwestycyjne są jedynie w fazie projektowania. Zamierzenia mają charakter piarowski, ale, podkreślmy to z całą mocą, nie mają charakteru zobowiązania inwestycyjnego. Nie ma kontraktów, nie ma określonych sposobów finansowania, nie ma nawet wstępnych umów. Trwają natomiast luźne rozmowy, niezakończone nawet podpisaniem listu intencyjnego. Zatem inwestycje energetyczne to jedynie pobożne zamiary. Według najnowszych danych planowane są ok. 24 inwestycje o łącznej mocy ok. 15 tys. MW. Gdyby tak się stało to byłaby to dobra wiadomość.

Rysunek 8. Bilans mocy systemowych



Źródło: Dane rozproszone w Internecie oraz prognozy i obliczenia własne.

Rysunek 9. Bilans inwestycji systemowych w najbliższej dekadzie

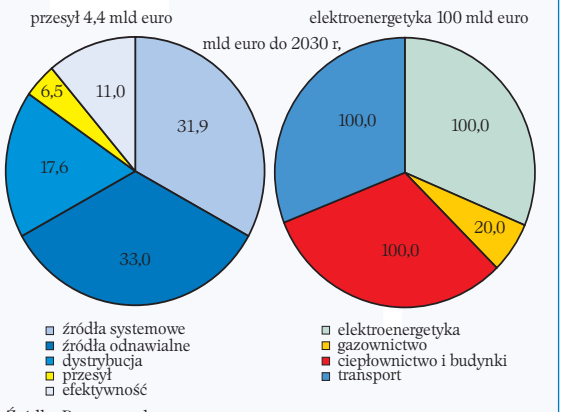


Źródło: Ocena własna.

Rocznie polska energetyka powinna być zasilana w nowe elektrownie o mocy 1000 MW. A jak jest? W 2011 r. ma być oddany blok w Bełchatowie (rys. 6), w 2012 –rozbudowany blok w Płocku budowany przez PKN Orlen, w 2013 r. – nie przewiduje się oddania żadnej inwestycji, w 2014 – zamierzone jest oddanie małego bloku (nieco powyżej 100 MW), natomiast pierwsze inwestycje w systemowe bloki węglowe, które być może zostaną zrealizowane, przewidywane są

na 2016 r., w tym m. in jeden blok w Kozienicach, jeden blok w Opolu i jeden blok w Dolnej Odrze. Wcześniej tzn. w roku 2015 planowane jest ukończenie kilku bloków gazowych. Podkreślmy, żaden z tych bloków nie jest zakontraktowany. Nie ma podpisanego zobowiązania między inwestorem a wykonawcą. W tej sytuacji powyższe terminy należy traktować jak superoptymistyczne. Realnie otrzymamy te moce od roku do dwóch lat później.

Rysunek 10. Prognozy wolumenu inwestycji w infrastrukturę, a w tym elektroenergetykę



Źródło: Prognozy własne.

Nie ma określonego finansowania. Przetargi nie zostały rozstrzygnięte. Nieznane są koszty inwestycji. O przyszłości energetyki po roku 2016 trudno powiedzieć cokolwiek jednoznacznie. Elektrownię węglową buduje się co najmniej pięć lat, gazową – cztery lata.

Inwestycje wiążą się ściśle z unijnym systemem uprawnień do emisji CO_2 (od 2013 r. uprawnienia do emisji CO_2 w dużej części będą nabywane odpłatnie, 50% i więcej, średnio 70%). Jeśli Polska nie uzyska derogacji (przydziału darmowych pozwoleń na emisję dwutlenku węgla), to planowanych inwestycji po prostu nie będzie, bo nikt nie zainwestuje w nowe elektrownie, jeśli do kosztu budowy będzie musiał dopisać koszt zakupu uprawnienia do emisji i konkurować ze starymi, zamortyzowanymi elektrowniami. Wtedy front inwestycyjny przesunie się z roku 2012 na 2014 z terminami oddania najwcześniej w latach 2017–2019. Nawet firmy z przewagą kapitału Skarbu Państwa nie staną się inwestorami, bo zostałyby z art. 585 ksh oskarżone o działanie na szkodę spółki.

Wymiar inwestycji

Polska infrastruktura na inwestycje do 2030 r. potrzebuje: 100 mld euro na elektroenergetykę, 20 – na gazownictwo, 100 mld – na ciepłownictwo i termomodernizację budynków (poddanych termomodernizacji, w zależności od sposobu liczenia, jest od 5 do 20% budynków; przy czym 5% to termomodernizacja pełna, a 15% to budynki, których ściany obłożono zaledwie pięciocentymetrową warstwą styropianu). Oraz 100 mld euro na niskoemisyjny transport – kwota ta nie uwzględnia autostrad, których budowa nie redukuje emisji, a najczęściej ją zwiększa.

Konieczne inwestycje w sektorze elektroenergetycznym obejmują:

1) źródła systemowe (węgiel, gaz systemowy oraz elektrownie jądrowe, przy założeniu, że połowę tego programu sfinansuje inwestor zewnętrzny; jeśli inwestora zewnętrznego nie będzie, to trzeba dodać do 31,9 mld następne 16 mld euro);

2) źródła odnawialne 33 mld euro; podpisany pakiet klimatyczno-energetyczny zobowiązuje Polskę do tego, żeby w bilansie energii końcowej (czyli zużywanej) na rok 2020 źródła odnawialne dostarczały15% energii;

3) dystrybucję17,6 mld euro i przesył 6,5 mld euro;

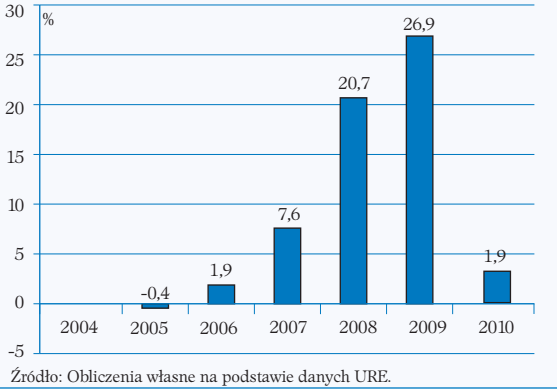
4) efektywność energetyczną; jeśli w nią nie zainwestujemy, to przewidzianą kwotę (11 mld euro), trzeba podwoić i dopisać do źródeł systemowych;

Jeśli nie będziemy oszczędzać energii, to będziemy ją musieli wyprodukować łącznie z częścią na marnotrawstwo; z energii paliwa dostarczanego do elektrowni tylko 1/4 jej w postaci prądu elektrycznego dociera do gniazdek, a 1/10 do żarówek. Wydaje się to dziwne, ale zaledwie 35–36% energii chemicznej zawartej w paliwie dostarczanym elektrowniom (węgla) zamieniane jest na energię elektryczną. Sporą część tej energii zużywają same elektrownie na własne potrzeby (ponad 8%). Duża część energii tracona jest w przesyle (ok. 2%) i dystrybucji (ok. 12%). Łącznie z nieuprawnionym poborem daje to ponad 17% strat, tak więc ostateczna sprawność zarejestrowanej dostawy to ok. 27%. Taka część energii paliwa dociera z kopalni do gniazdka.

Sprawność wykorzystania energii elektrycznej w urządzeniach gospodarstwa domowego jest zróżnicowana od prawie 100% dla urządzeń grzewczych do 37% dla żarówek (taką część energii zużywają na świecenie, resztę na grzanie). W efekcie użyteczna energia emitowana przez żarówkę to 1/10 energii wydobytej w kopalni. Jeśli nie zainwestujemy w efektywność, to będziemy musieli wybudować elektrownie o mocy kilku tysięcy MW, żeby następnie wyprodukowaną w nich energię po prostu zmarnować. Notabene, minister finansów w oficjalnym stanowisku oświadczył, że sektor finansów publicznych jest tak biedny, że nie może się zobowiązać do oszczędzania 1% energii rocznie. A na całym świecie sektor finansów publicznych finansuje te oszczędności nie używając w ogóle własnych środków, a korzystając z finansowania przez trzecią stronę, czyli poprzez mechanizm *public private – partnership*, ale w Polsce, jak wiadomo, kazano dopisać na końcu nazwy tego mechanizmu „i prokurator".

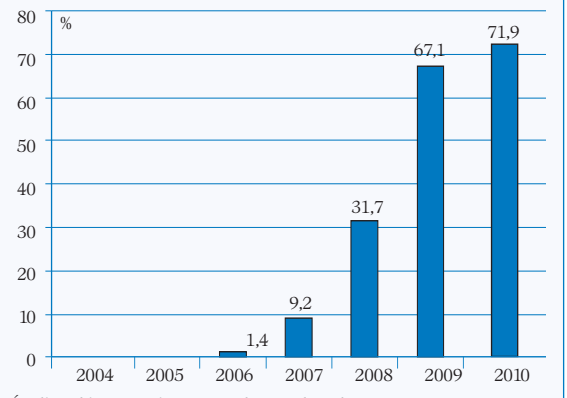
Według oficjalnych danych prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w latach 2004–2006 hurtowa cena energii była prawie stabilna, od 2006 r. zaczęła rosnąć, łącznie hurtowa cena energii zwiększyła się do 2009 r. o 67%, i pozostała prawie stabilna w 2010 r. Analiza poziomu produkcji (rys. 2) wskazuje, że poziom cen nie jest generowany przez prosty mechanizm równowagi popytu-podaży na płynnym rynku konkurencyjnym, czyli że w Polsce rynek taki nie istnieje.

Rysunek 11. Roczne wzrosty cen hurtowych



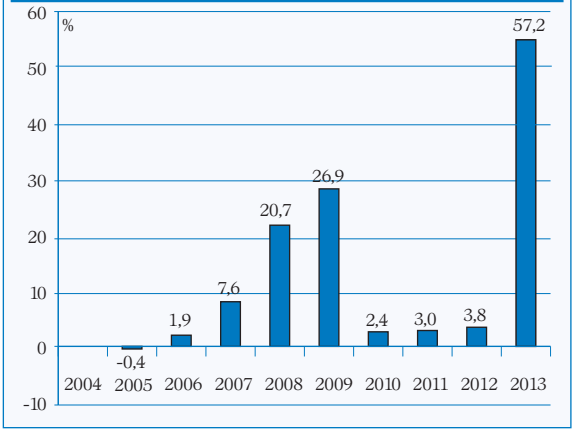
Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych URE.

Rysunek 12. Wzrost cen hurtowych w stosunku do lat 2004–2005



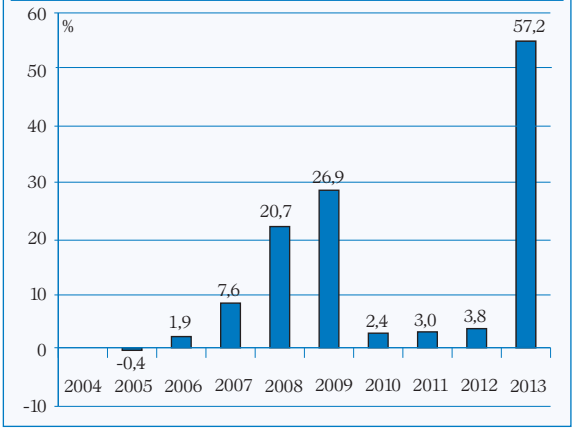
Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych URE.

Rysunek 13. Prognozowane wzrosty cen rok do roku



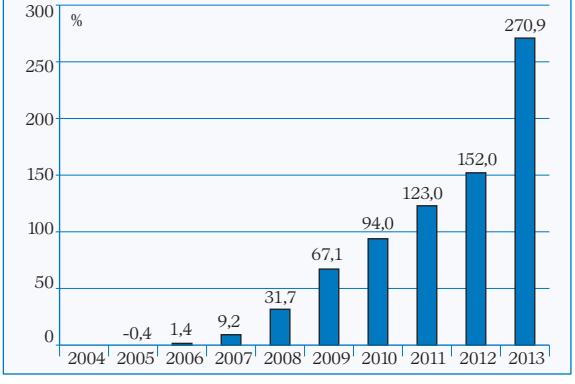
Co otrzymali konsumenci za ten wzrost cen? Nic. Część pieniędzy została pobrana w postaci podatku, spora część została przeznaczona na dywidendę dla właściciela państwowego lub prywatnego. Oczywiście właściciel ma prawo robić z zyskiem to, co chce i transferować go tam, gdzie chce; po opłaceniu podatku. W praktyce pieniądze z podwyżki zasiliły budżet państwa likwidując część deficytu budżetowego.

Rysunek 14. Prognoza wzrostu cen do 2013 r.



Cena hurtowa w 2010 r. prawie nie wzrosła, tak jak to miało miejsce w latach poprzednich. Po prostu, wpływ polityki na ceny jest ogromny, tzn., jak się każe, żeby ceny nie rosły, to nie rosną. I to nie regulator każe, to telefon każe. Powodem spodziewanego skoku cen w 2013 r. nie jest polityka, lecz pakiet klimatyczno-energetyczny. Prognozowany skok zakłada, że trzeba będzie kupić uprawnienia do emisji CO_2, co oznacza min. 57-porc. wzrost cen, a w stosunku do roku 2004, czy 2005 cena energii wzrośnie nam prawie trzykrotnie. I to w optymistycznym przypadku zaakceptowania polskiego wniosku derogacyjnego przez Komisję Europejską

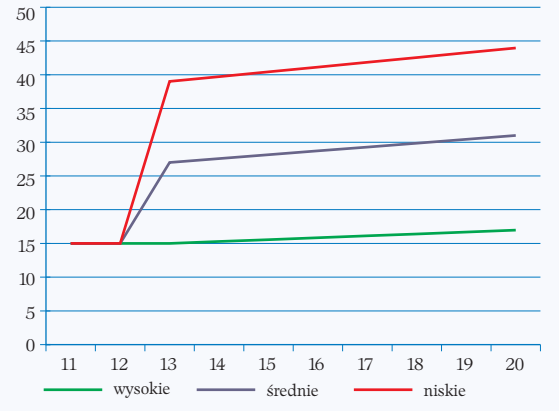
Rysunek 15. Wzrost cen w stosunku do lat 2004-2005



Trzeba wyraźnie podkreślić, że część industrialna polskiej gospodarki tego nie wytrzyma. Prawie 10% zatrudnionych w przemyśle pracuje w sektorach wrażliwych na „ucieczkę emisji", a tak naprawdę na emigrację przemysłu. Przykładem zaprzestanie w Polsce elektrolizy aluminium; od dwóch lat surowe aluminium kupujemy za granicą.

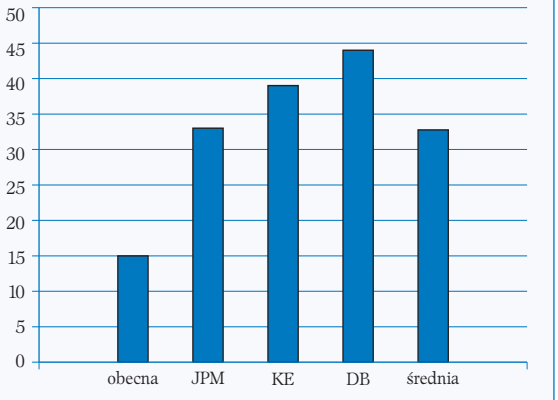
Z prognoz cen dwutlenku węgla (unijna to ok. 39 euro za tonę – czerwona kreska na rysunku 16) nic pocieszającego nie wynika.

Rysunek 16. Historyczne poziomy prognoz cen uprawnień do emisji



Poczynając od 2013 r., sytuacja będzie wyglądała tak, że jeśli chcesz produkować więcej, to musisz sobie kupić CO_2. Producenci energii z krajów, którym derogacje zostaną przyznane, zamiast kupować od 2013 r. 100 proc. uprawnień do emisji CO_2 na aukcjach, pewną ich część na początku będą otrzymywać bezpłatnie. W 2013 r. darmowy tzn. derogacyjny przydział uprawnień do emisji to 70 proc. bazowej kwoty przyznanej Polsce (ok. 111 mln tCO_2), polska elektroenergetyka będzie w tym czasie potrzebować ok. 156,2 mln t CO_2. Oznacza to, że w praktyce ulga będzie na poziomie dużo poniżej 50 proc. potrzeb (tab. 1 i rys. 19).

Rysunek 17. Ceny w euro/tCO_2 w operacjach finansowych prognozowane przez Komisję Europejską, Deutsche Bank i JPMorgan w porównaniu do ceny z Etapu II



Jak nie zrobisz żadnego zakupu, to nic nie dostaniesz. Dzisiaj nie produkując energii, ciepła itp. swoje darmowe uprawnienia można sprzedać, po 2013 r. będzie to niemożliwe. Nie będzie niczego darmowego, co można by sprzedać.

Trudno jest wyliczyć rzeczywistą wartość ulgi derogacyjnej, ponieważ nie znamy ani poziomu produkcji, ani wynikającego z tej produkcji poziomu emisji. Tabela 1 przedstawia dwa możliwe scenariusze – autorski (KŻ) i firmy Erst&Young (E&Y). Rysunki 18 i 19 ilustrują względny poziom darmowych uprawnień w dyspozycji polskiego rządu i ich wartość bezwzględną (wg obliczeń firmy E&Y oraz autora niniejszego opracowania) oraz poziom ulgi w stosunku do potrzeb sektora.

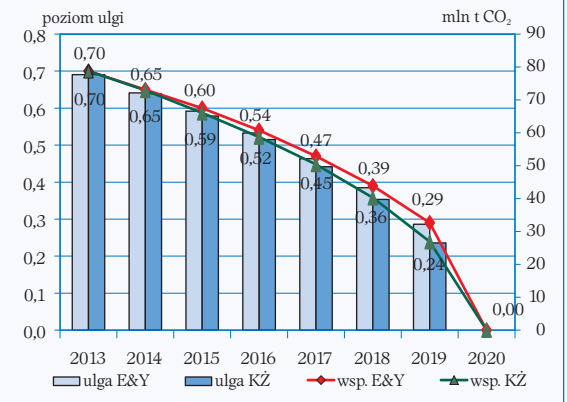
Tabela 1. Syntetyczne porównanie efektów derogacji w latach 2013-2020

	Wariant według założenia E&Y			Wariant według założenia autora (KŻ)		
2013–2020	**mln t CO_2 2013–2020**					
przydział	833,5			833,5		
zagranica	501,8			449,1		
budżet	447,1			461,2		
inwestycje	386,4			372,3		
suma	1335,3			1282,7		
poziom ulgi emisyjnej – uzyskany	28,94%			29,03%		
2013–2020	**mln euro**					
baza – bez derogacji	56 961			54 575		
przydział – (środki w kraju)	26 252			26 585		
w tym budżet	19 341			19 954		
zagranica	21 616			19 231		
2013–2020	**wrażliwość na sprawność inwestycyjną**					
realizacja inwestycji	**średnia**	**wczesna**	**późna**	**średnia**	**wczesna**	**późna**
inwestycje	6 911	5 603	7 728	6 631	5 399	7 446
suma kosztów	47 868	46 560	48 685	45 816	44 583	46 631
oszczędność dla gospodarki	9 093	10 401	8 276	8 760	9 992	7 944
% oszczędności finansowych – w skali konsumenta	15,96%	18,26%	14,53%	16,05%	18,31%	14,56%
% oszczędności ekonomicznych – w skali inwestora i gospodarki	28,10%			28,20%		
poziom ulgi emisyjnej – „opcja marzeń”	37,25%					

Źródło Opracowanie Erns&Young oraz obliczenia własne.

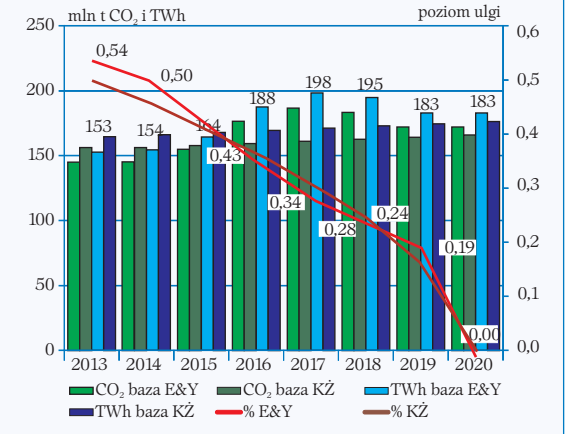
Wartości procentowe ulegną nieznacznej pozytywnej korekcie, jeśli za okres obliczeniowy przyjmie się przedział 2013–2019 tzn. bez roku 2020. „Opcja marzeń” wynosi wtedy 42,78% (pulę płatnej emisji można zwiększać o 10% rocznie, co sugeruje KE, albo obniżać systematycznie ilości darmowych uprawnień o 1,74% rocznie zgodnie z ogólną unijną taktyką redukcji emisji – byłaby to „opcja marzeń”), a poziom ulgi emisyjnej 33,34% w wyniku zmniejszenia rozmiaru bazy o rok 2020.

Rysunek 18. Względny poziom darmowych uprawnień w dyspozycji polskiego rządu i ich wartość bezwzględna



Źródło: Opracowanie Ernst&Young oraz obliczenia własne.

Rysunek 19. Poziom ulgi w stosunku do potrzeb sektora



Analiza derogacji

Polska, żeby w ogóle móc zacząć korzystać z derogacji, musi najpierw przygotować i przed 30 września 2011 r. złożyć w Komisji Europejskiej wniosek derogacyjny zawierający m.in. Krajowy Plan Inwestycyjny (KPI), a w końcu uzyskać zatwierdzenie tego wniosku. Z kolei w KPI mają być określone inwestycje w elektroenergetyce do 2020 r., których wartość powinna odpowiadać wartości derogacji, czyli darmowych uprawnień do emisji CO_2 dla elektroenergetyki na lata 2013–2020. Komisja określiła przeliczeniowe ceny uprawnień do emisji – według nich poziom wymaganych inwestycji to ok. 7 mld euro. Poziom ten zależy od momentu, w którym zrealizowana jest inwestycja – przed 2015 r. tonę CO_2 uzyskuje się za zaledwie 14,5 euro, od 2015 r. trzeba już będzie zainwestować 20 euro, aby uzyskać uprawnienie do wyemitowania jednej tony CO_2. Przedział poziomu inwestycji pokazuje tabela 1.

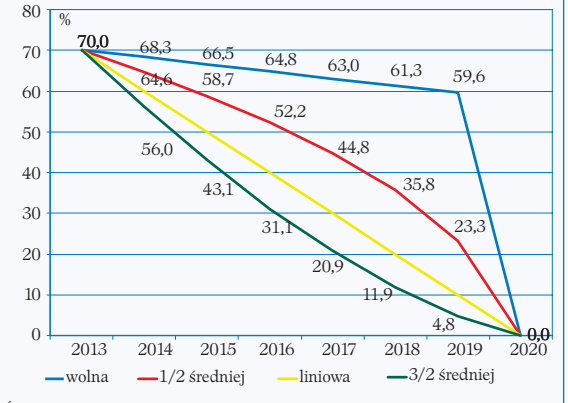
Jeśli nie będzie derogacji dla nowych instalacji, to nie będzie inwestycji w nowe moce wytwórcze i będzie trudno skonstruować Krajowy Plan Inwestycji o wartości równoważnej darmowym uprawnieniom do emisji, które w ramach derogacji mogłyby otrzymać działające elektrownie. Tak więc przydział darmowych uprawnień do emisji CO_2 na lata 2013–2020 także dla istniejących elektrowni zależy od tego, czy nowe instalacje uzyskają derogacje i czy to pociągnie za sobą inwestycje.

Wiele będzie też zależało od ukształtowania trajektorii derogacji w Polsce. Wiadomo, że polskie państwo w 2013 r. może rozdać za darmo 70% przydzielonych emisji (77 mln t CO_2 ze 111 mln t), a pozostałe 30% musi być wystawione na przetarg – dostępny dla wszystkich podmiotów z Europy i świata. Polskiej elektroenergetyce potrzeba ok. 145-155 mln t CO_2 (wg danych za 2009 r.) co oznacza, że pozostałe 69–79 mln t CO_2 trzeba będzie kupić. Mniejsza z powyższych wartości odpowiada sytuacji całkowitej rezygnacji z eksportu, co wydaje się bardzo prawdopodobne (eksport nie jest objęty ulgą derogacyjną).

Corocznie wielkość płatnych emisji będzie rosła aż do 100% w roku 2020. Teoretycznie tylko od polskiego rządu zależą kolejne kroki zmniejszające ulgę – oznaczane kolejnymi procentami wzrostu puli płatnej emisji CO_2 aż do 2020 r. Można pulę płatnej emisji zwiększać o 10% rocznie (co sugeruje KE w swoich Wytycznych) albo obniżać systematycznie ilości darmowych uprawnień o 1,74% rocznie zgodnie z ogólną unijną taktyką redukcji emisji – byłaby to „opcja marzeń", (rys. 20).

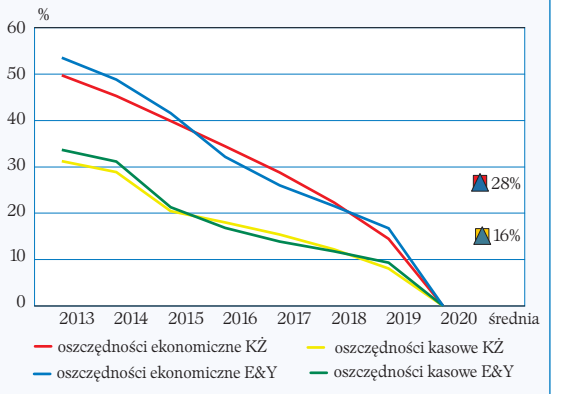
Jednak w praktyce będziemy zmuszeni postępować zgodnie z Wytycznymi, a więc przyjąć nieliniową trajektorię redukcji emisji – najwolniejszą, na którą chce się zgodzić Komisja (oznaczona na rys. 20 jako 1/2 średniej). Przyjmując ten narzucony „wybór" będziemy musieli wydać na inwestycje ok. 7 mld euro zamiast wydać je na zakup emisji (co kosztowałoby prawdopodobnie ok. 15 mld euro). Dodatkowo będziemy musieli zakupić brakujące uprawnienia na kwotę ok. 19 mld euro, z czego do budżetu państwa trafi ok. 9 mld euro, a reszta powędruje za granicę.

Rysunek 20. Trajektorie poziomu ulgi derogacyjnej (część uprawnień w gestii polskiego rządu możliwa do rozdania za darmo)



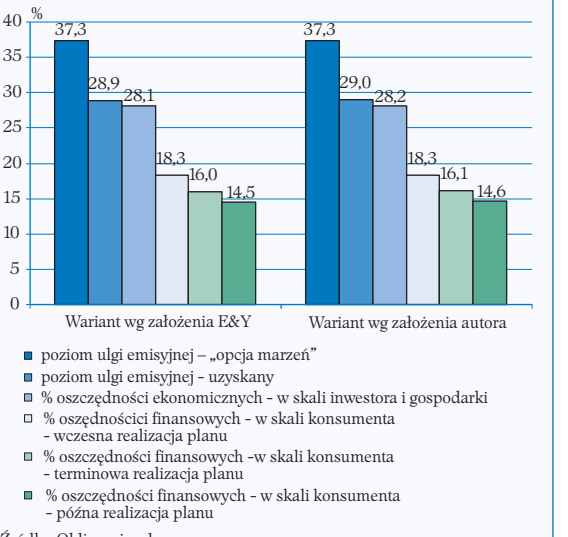
Źródło: Wytyczne Komisji Europejskiej i obliczenia własne.

Rysunek 21. Poziom oszczędności kasowych i ekonomicznych w odniesieniu do kosztu emisji bez derogacji



Źródło: Opracowanie Ernst&Young oraz obliczenia własne.

Rysunek 22. Synteza efektów możliwych do uzyskania w rezultacie uruchomienia derogacji (zob. tab. 1)



Źródło: Obliczenia własne.

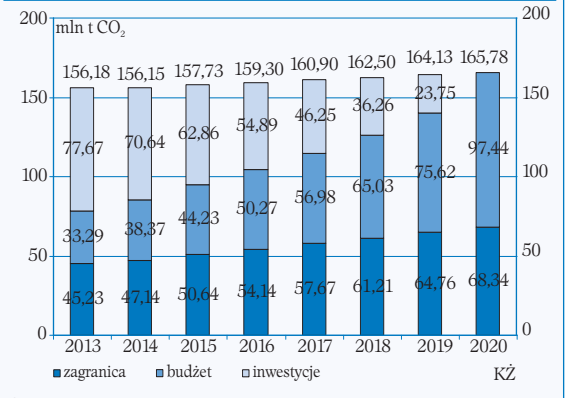
Jeśli nie uruchomimy derogacji – a za jej uruchomieniem się opowiadam – będziemy musieli wydać na zakup emisji 15 mld euro, które co prawda trafią do budżetu państwa, obciążą jednak kosztem polską gospodarkę – operacja ta ma bowiem charakter dodatkowego obciążenia podatkowego. Zwiększone podat-

ki nie przyspieszają rozwoju gospodarki, dlatego wolę, aby te środki poszły na inwestycje, a nie do budżetu. Tym bardziej że część tych inwestycji już została zrealizowana lub jest w trakcie realizacji. Liczą się inwestycje od 25 czerwca 2009 r. Realizując inwestycje w tempie zgodnym z trajektorią derogacji będziemy musieli wydać na ten cel ok. 7,4 mld euro, realizując wszystkie inwestycje wcześniej tzn. przed 2015 r. wystarczy wydać niecałe 6 mld euro. W obu przypadkach uzyskamy za to tę samą ilość uprawnień do emisji tzn. 390–400 t CO_2.

Oszczędności finansowe wynikają ze zmniejszonych wydatków, oszczędności ekonomiczne są większe, ponieważ uwzględniają część wydatków ponoszonych na inwestycje własne elektrowni zamiast na zakup emisji i to w dodatku w przeliczeniowej „cenie" istotnie niższej niż rynkowa cena emisji.

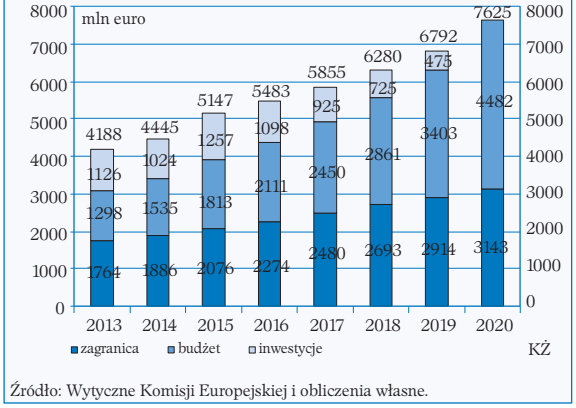
Jeżeli Polska nie otrzyma derogacji, to będzie musiała do 2020 r. zapłacić 54,6–57,0 mld euro. Część tych pieniędzy okrężną drogą, trafi do budżetu państwa. Można powiedzieć, że to wspania-

Rysunek 23. Źródła uprawnień do emisji – struktura



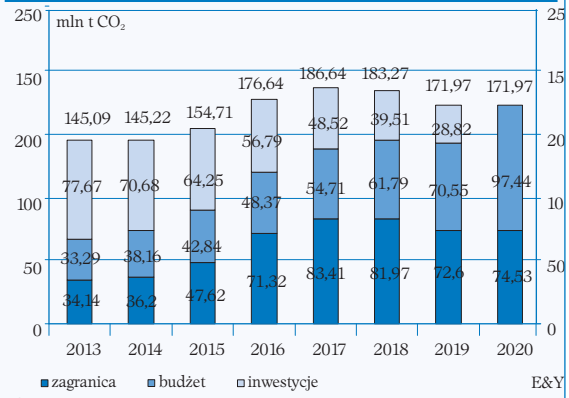
Źródło: Obliczenia własne.

Rysunek 24. Struktura wydatków na uprawnienia do emisji i inwestycje



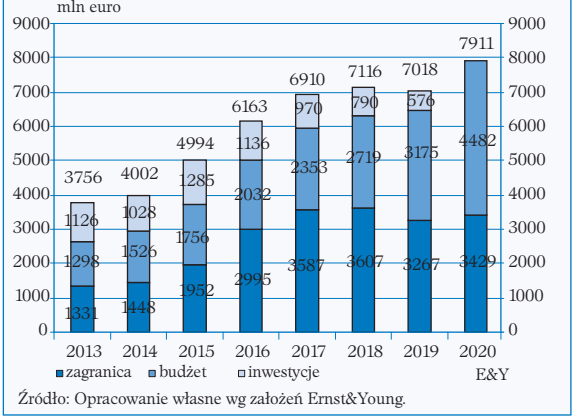
Źródło: Wytyczne Komisji Europejskiej i obliczenia własne.

Rysunek 25. Źródła uprawnień do emisji – struktura



Źródło: Opracowanie własne wg założeń Ernst&Young.

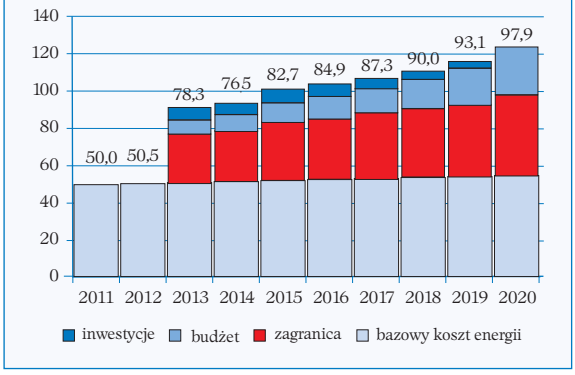
Rysunek 26. Struktura wydatków na uprawnienia do emisji i inwestycje



Źródło: Opracowanie własne wg założeń Ernst&Young.

le, budżet się wzbogaci. Tylko że za wzbogacenie budżetu zapłaci polski konsument! Czy gospodarka wytrzyma taki wzrost obciążenia? Część, a mianowicie 19,2–21,6 mld euro, trafi za granicę. Z nich Polska żadnych korzyści mieć nie będzie – jest to rodzaj haraczu płaconego polityce europejskiej.

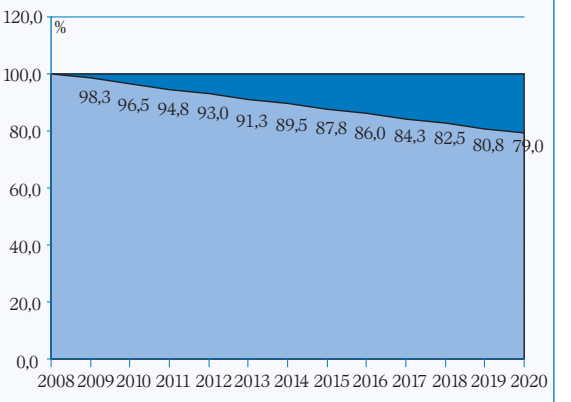
Rysunek 27. Prognoza struktury hurtowych kosztów energii



Rynek derogacji

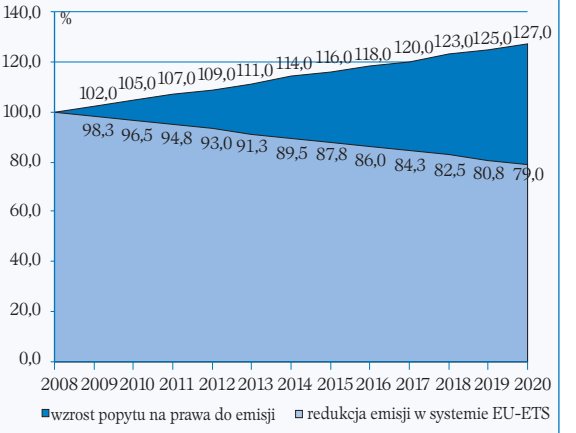
Europejska podaż emisji (rys. 28) została określona przez unijną politykę klimatyczną, zapisaną w Dyrektywie EU-ETS. A popyt na emisję? Prawdopodobnie będzie wyglądał tak, jak na rysunku 29, jeśli gospodarka będzie się rozwijała. Prognozy KE przewidują 114% wzrost zużycia energii elektrycznej, a w wariancie szybkiego wzrostu efektywności energetycznej UE szacowany jest na 99,72%. Wniosek? Konsumpcja energii elektrycznej się nie zmniejszy, nawet jeśli znacznie zwiększymy efektywność energetyczną. Zatem popyt będzie rósł, a podaż będzie spadać. To nie jest normalny rynek. Na normalnym jak rośnie cena, to pojawia się nowy produkt, na tym rynku produktu nie ma, bo rynek jest wykreowany sztucznie.

Rysunek 28.Podaż uprawnień do emisji na rynku pierwotnym



Źródło: Opracowanie własne.

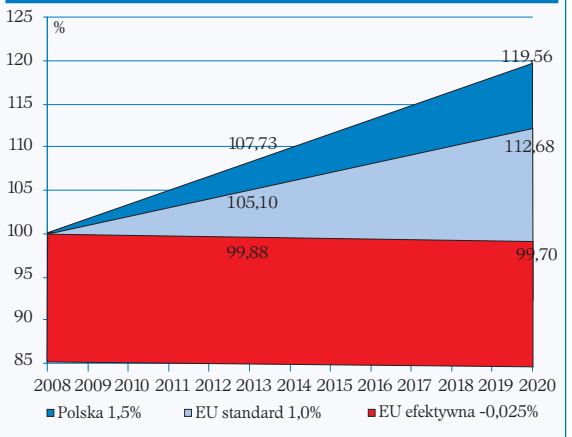
Rysunek 29. Prognozowany wzrost popytu na prawa do emisji



Źródło: Opracowanie własne.

Osobom niewierzącym we wzrost popytu na uprawnienia do emisji zwracam uwagę, że nikt obecnie nie zakłada drastycznego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie. W tej sytuacji całość wzrostu popytu musiałaby być zaspokojona przez źródła odnawialne, i to z naddatkiem, jeśli uwzględnimy dynamiczny wzrost emisji z transportu. Zamykanie elektrowni jądrowych w niektórych państwach członkowskich w oczywisty sposób nie ułatwia sytuacji.

Rysunek 30. Prognozy popytu na energię elektryczną



Źródło: Opracowanie własne.

Dążenie do ograniczenia emisji CO_2 do atmosfery wydaje się procesem nieuniknionym. Przejście do ekonomii opartej na tym procesie – także. Polska stoi zatem przed prawdziwym wyzwaniem. Co się stanie, jeśli Polska nie uzyska derogacji? Jeśli od roku 2013 do końca roku 2019 nie będzie miała prawa udostępniania bezpłatnych uprawnień praw do emisji CO_2 sektorowi energetycznemu? Brak derogacji oznacza 80% podwyżkę cen energii w hurcie. Oznacza także brak środków na inwestycje lub jeszcze większą podwyżkę cen; może nawet o 120%? Z kolei brak inwestycji oznacza brak derogacji, co wynika z przywoływanej unijnej Dyrektywy, w której wprost zapisano, że jeżeli państwo członkowskie nie przedstawi realizowalnego krajowego programu inwestycyjnego, to nie dostanie derogacji. A więc bez derogacji zagrożone jest bezpieczeństwo energetyczne. Z kolei, brak inwestycji oznacza pogorszenie efektywności w obszarze wytwarzania. Stare bloki energetyczne nie będą przecież efektywniejsze. Sprawność polskich szacowana jest na 36%, unijnych na 46%, a w nowych inwestycjach od 48 do 52%, czyli z tej samej ilości węgla otrzymuje się w Polsce prawie dwa razy mniej energii elektrycznej a dwa razy większą emisję. Natomiast bloki gazowe mogą już osiągać sprawności 60%.

Jeżeli zastanowimy się głębiej, to zauważymy, że Polska prostą drogą zmierza do recesji gospodarczej i to długofalowej, czyli strukturalnej. Chyba że ktoś wierzy, że środki trafiające do budżetu z aukcji uprawnień wrócą do konsumentów i producentów tzn. podatników, tak jak wracają środki z akcyzy, prywatyzacji, zwiększonej dywidendy albo z ZUS. W praktyce zwrot złotówek obywatelom będzie się odbywał zgodnie z podstawowym twierdzeniem analizy systemowej, które jest trawestacją newtonowskiej I zasady dynamiki, a brzmi następująco: jeżeli na ciało nie działa żadna siła, to ciało pozostaje w spoczynku, albo porusza się ruchem jednostajnym, prostoliniowym. Tak samo jest z systemami ekonomicznymi. Jeżeli nie działa żadna siła zmieniająca, to system działa tak, jak dotychczas.

Gospodarka niskoemisyjna jest koniecznością. Jeżeli zainwestujemy w rozwiązania sprawne, efektywne, niskoemisyjne, to zapłacimy za inwestycje, ale odbierzemy to sobie w znacznie niższych kosztach eksploatacji, emisji. Poza tym będziemy żyć w znacznie zdrowszym środowisku i znacznie bardziej nowoczesnym społeczeństwie.

Jeżeli nie zdecydujemy się na gospodarkę niskoemisyjną, to na początku zapłacimy mniej, żeby więcej zapłacić na końcu. Wariant taki zwie się „tu i teraz". Trzeba wytoczyć armaty przeciwko „tu i teraz", bo jeżeli zostanie zrealizowany, to „tu i potem" będziemy musieli zapłacić 3 razy więcej. A na to na pewno nie będzie nas stać.

Czy Polaków można uchronić przed dramatyczną podwyżką cen energii? Oczywiście tak, przed podwyżką dramatyczną, ale nie przed podwyżką w ogóle. Ale trzeba zrezygnować z leseferyzmu w czystej postaci i czekania na to, że naturalny, dramatyczny wzrost cen uruchomi mechanizmy inwestycyjne. Oczywiście, dramatyczny wzrost cen uruchomi pożądane mechanizmy. Ale wówczas zaczną działać na zupełnie innym poziomie bilansu energetycznego – kiedy znaczna część przemysłu wyemigruje z Polski. Jakiego przemysłu? Nie będziemy mieć ciężkiej chemii, nie będziemy produkować cementu, wapna, cegły, dachówek, stali, metali kolorowych, papieru. Zwolennicy zielonych pól już się cieszą, bo to przemysły bardzo emisyjne, niewydajne, brudne i złe. Otóż, to nieprawda. Polski papier i szkło są na pewno najlepsze w Europie, a być może i na świecie. Dzisiejsze hutnictwo osiąga standardy europejskie. Poszczególne branże polskiego przemysłu wykrwawiły się przez proces rekonstrukcji, prywatyzacji, restrukturyzacji, ale osiągnęły światowe poziomy efektywności. Mają jedynie jeden grzech na sumieniu: produkują.

Europejskie kraje wysoko rozwinięte nie boją się kosztów emisji. Przykładowo, Szwecja emituje 17 kg CO_2 na MWh, średnia europejska – poniżej 400 kg/MWh, a polski wskaźnik to 950 kg/MWh. Oznacza to, że zapłacimy 53 razy więcej za CO_2; zakładając jednolitą cenę europejską – co na wspólnym rynku wydaje się pewne. Ale rzecz nie w kosztach. Według prognoz brytyjskiego rządu w 2030 r. wartość dodana brytyjskiego przemysłu będzie ujemna. To znaczy, że tylko ta część przemysłu będzie działać, która będzie dotowana. Wysoko rozwinięte kraje europejskie zamkną po prostu wszystkie emisyjne branże. I nie będzie to miało żadnego znaczenia dla ich bezpieczeństwa energetycznego ani dla ich PKB. Zyski płynąć będą z zagranicy

W Polsce w przemysłach wrażliwych pracuje 9,5% ogółu zatrudnionych, w Finlandii – 8,6%, w kolejnych trzech państwach europejskich – 5%, a w pozostałych – 3% i mniej. Kto zatem ma się przejmować problemem przemysłu emisyjnego? Ci, którzy go nie mają? Banki, ubezpieczenia, elektronika, *high tech, khow how*, *design* to branże, które dają znaczny zwrot na kapitale, a prawie nie emitują.

Czy w ciągu 2 lat jesteśmy w stanie przekształcić produkcyjną i emisyjną gospodarkę na nieprodukcyjną i nieemisyjną? Oczywiście, że nie. Otwartym pozostaje pytanie czy 500 mln obywateli Europy może całkowicie zrezygnować z produkcji i ograniczyć się do usług.

Dlatego jest absolutnie bezdyskusyjnym, że potrzebujemy w Polsce niskoemisyjnego inwestycyjnego Planu Marshalla – polską gospodarkę trzeba odbudować i przebudować. W scenariuszu biznes jak zwykle ostatni gasi światło.

Zeszyty BRE-CASE

1	Absorpcja kredytów i pomocy zagranicznej w Polsce w latach 1989-1992
2	Absorpcja zagranicznych kredytów inwestycyjnych w Polsce z perspektywy pożyczkodawców i pożyczkobiorców
3	Rozliczenia dewizowe z Rosją i innymi republikami b. ZSRR. Stan obecny i perspektywy
4	Rynkowe mechanizmy racjonalizacji użytkowania energii
5	Restrukturyzacja finansowa polskich przedsiębiorstw i banków
6	Sposoby finansowania inwestycji w telekomunikacji
7	Informacje o bankach. Możliwości zastosowania ratingu
8	Gospodarka Polski w latach 1990 – 92. Pomiary a rzeczywistość
9	Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i banków
10	Wycena ryzyka finansowego
11	Majątek trwały jako zabezpieczenie kredytowe
12	Polska droga restrukturyzacji złych kredytów
13	Prywatyzacja sektora bankowego w Polsce - stan obecny i perspektywy
14	Etyka biznesu
15	Perspektywy bankowości inwestycyjnej w Polsce
16	Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i portfeli trudnych kredytów banków komercyjnych (podsumowanie skutków ustawy o restrukturyzacji)
17	Fundusze inwestycyjne jako instrument kreowania rynku finansowego w Polsce
18	Dług publiczny
19	Papiery wartościowe i derywaty. Procesy sekurytyzacji
20	Obrót wierzytelnościami
21	Rynek finansowy i kapitałowy w Polsce a regulacje Unii Europejskiej
22	Nadzór właścicielski i nadzór bankowy
23	Sanacja banków
24	Banki zagraniczne w Polsce a konkurencja w sektorze finansowym
25	Finansowanie projektów ekologicznych
26	Instrumenty dłużne na polskim rynku
27	Obligacje gmin
28	Sposoby zabezpieczania się przed ryzykiem niewypłacalności kontrahentów
	Wydanie specjalne Jak dokończyć prywatyzację banków w Polsce
29	Jak rozwiązać problem finansowania budownictwa mieszkaniowego
30	Scenariusze rozwoju sektora bankowego w Polsce
31	Mieszkalnictwo jako problem lokalny
32	Doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw w krajach Europy Środkowej
33	(nie ukazał się)
34	Rynek inwestycji energooszczędnych
35	Globalizacja rynków finansowych
36	Kryzysy na rynkach finansowych – skutki dla gospodarki polskiej
37	Przygotowanie polskiego systemu bankowego do liberalizacji rynków kapitałowych
38	Docelowy model bankowości spółdzielczej
39	Czy komercyjna instytucja finansowa może skutecznie realizować politykę gospodarczą państwa?
40	Perspektywy gospodarki światowej i polskiej po kryzysie rosyjskim
41	Jaka reforma podatkowa jest potrzebna dla szybkiego wzrostu gospodarczego?
42	Fundusze inwestycyjne na polskim rynku – znaczenie i tendencje rozwoju
43	Strategia walki z korupcją – teoria i praktyka
44	Kiedy koniec złotego?
45	Fuzje i przejęcia bankowe
46	Budżet 2000
47	Perspektywy gospodarki rosyjskiej po kryzysie i wyborach
48	Znaczenie kapitału zagranicznego dla polskiej gospodarki
49	Pierwszy rok sfery euro – doświadczenia i perspektywy
50	Finansowanie dużych przedsięwzięć o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki
51	Finansowanie budownictwa mieszkaniowego
52	Rozwój i restrukturyzacja sektora bankowego w Polsce – doświadczenia 11 lat
53	Dlaczego Niemcy boją się rozszerzenia strefy euro?
54	Doświadczenia i perspektywy rozwoju sektora finansowego w Europie Środkowo-Wschodniej
55	Portugalskie doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji banków
56	Czy warto liczyć inflację bazową?

Zeszyty BRE-CASE

57	Nowy system emerytalny w Polsce – wpływ na krótko- i długoterminowe perspektywy gospodarki i rynków finansowych
58	Wpływ światowej recesji na polską gospodarkę
59	Strategia bezpośrednich celów inflacyjnych w Ameryce Łacińskiej
59/a	Reformy gospodarcze w Ameryce Łacińskiej
60	(nie ukazał się)
61	Stan sektora bankowego w gospodarkach wschodzących – znaczenie prywatyzacji
62	Rola inwestycji zagranicznych w gospodarce
63	Rola sektora nieruchomości w wydajnej realokacji zasobów przestrzennych
64	Przyszłość warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych
65	Stan finansów publicznych w Polsce – konieczność reformy
66	Polska w Unii Europejskiej. Jaki wzrost gospodarczy?
67	Wpływ sytuacji gospodarczej Niemiec na polską gospodarkę
68	Konkurencyjność reform podatkowych – Polska na tle innych krajów
69	Konsekwencje przystąpienia Chin do WTO dla krajów sąsiednich
70	Koszty spowolnienia prywatyzacji w Polsce
71	Polski sektor bankowy po wejściu Polski do Unii Europejskiej
72	Reforma procesu stanowienia prawa
73	Elastyczny rynek pracy w Polsce. Jak sprostać temu wyzwaniu?
74	Problem inwestycji zagranicznych w funduszu emerytalnym
75	Funkcjonowanie Unii Gospodarczej i Walutowej
76	Konkurencyjność sektora bankowego po wejściu Polski do Unii Europejskiej
77	Zmiany w systemie polityki monetarnej na drodze do euro
78	Elastyczność krajowego sektora bankowego w finansowaniu MSP
79	Czy sektor bankowy w Polsce jest innowacyjny?
80	Integracja europejskiego rynku finansowego – Zmiana roli banków krajowych
81	Absorpcja funduszy strukturalnych
82	Sekurytyzacja aktywów bankowych
83	Jakie reformy są potrzebne Polsce?
84	Obligacje komunalne w Polsce
85	Perspektywy wejścia Polski do strefy euro
86	Ryzyko inwestycyjne Polski
87	Elastyczność i sprawność rynku pracy
88	Bułgaria i Rumunia w Unii Europejskiej – Szansa czy konkurencja dla Polski?
89	Przedsiębiorstwa sektora prywatnego i publicznego w Polsce (1999–2005)
90	SEPA – bankowa rewolucja
91	Energetyka-polityka-ekonomia
92	Ryzyko rynku nieruchomości
93	Wyzwania dla wzrostu gospodarczego Chin
94	Reforma finansów publicznych w Polsce
95	Inflacja – czy mamy nowy problem?
96	Zaburzenia na światowych rynkach a sektor finansowy w Polsce
97	Stan finansów ochrony zdrowia
98	NUK - Nowa Umowa Kapitałowa
99	Rozwój bankowości transgranicznej a konkurencyjność sektora bankowego w Polsce
100	Kryzys finansowy i przyszłość systemu finansowego
101	Działalność antykryzysowa banków centralnych
102	Jak z powodzeniem wejść do strefy euro
103	Integracja rynku finansowego po pięciu latach członkostwa Polski w Unii Europejskiej
104	Nowe wyzwania w zarządzaniu bankami w czasie kryzysu
105	*Credit crunch* w Polsce?
106	System emerytalny. Finanse publiczne. Długookresowe cele społeczne
107	Finanse publiczne w krajach UE. Jak posprzątać po kryzysie (cz. 1)
108	Finanse publiczne w krajach UE. Jak posprzątać po kryzysie (cz. 2)
109	Kryzys finansowy – Zmiany w regulacji i nadzorze nad bankami
110	Kryzys fiskalny w Europie – Strategie wyjścia
111	Banki centralne w zarządzaniu kryzysem finansowym – Strategie wyjścia
112	Gospodarka niskoemisyjna – czy potrzebny jest Plan Marshalla?
114	Dostosowanie fiskalne w Polsce w świetle konstytucyjnych i ustawowych progów ostrożnościowych