

**POTENCJAŁ I STRATEGIA ROZWOJOWA ENERGETYKI
ODNAWIALNO-GAZOWEJ W POLSCE W HORYZONCIE
POLITYKI ENERGETYCZNEJ (2025)**

Jan Popczyk

**BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE W WARUNKACH
RYNKOWYCH, JEDNA Z MIAR:**

**OBNIŻKA TEMPA WZROSTU GOSPODARCZEGO
SPOWODOWANA WZROSTEM CEN ENERGII
ELEKTRYCZNEJ**

**INTERNALIZACJA KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH
WZROST CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

ZDOLNOŚĆ TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH DO ODPOWIEDZI NA SYGNAŁY RYNKOWE (WZROSTY CEN):

- **blok atomowy 1600 MW – 20 lat (3 mld euro)**
- **demonstracyjny blok węglowy bezemisyjny 50 MW – 10 lat (100 mln euro)**
- **blok węglowy nadkrytyczny (super nadkrytyczny) 800 MW – 8 lat (1,3 mld euro)**
- **kogeneracja gazowa 0,5 MW_{el} (łącznie z dywersyfikacją dostaw gazu) – 5 lat (3 mln zł)**
- **kogeneracja biometanowa 0,5 MW_{el} – 3 lata (10 mln zł)**

**PROGRAMY INWESTYCYJNE ZAPOWIADANE PRZEZ
SKONSOLIDOWANE PRZEDSIĘBIORSTWA
ELEKTROENERGETYCZNE**

Koszty osierocone

Horyzont 2020:

**Intensyfikacja wykorzystania istniejącego majątku
(wytwórczego i sieciowego) + energetyka
biometanowa + inne rodzaje energetyki odnawialnej**



Energetyka – polityka - ekonomia

Innowacyjność: zintegrowane technologie odnawialno-gazowe, biotechnologia, elektrownia wirtualna, ogniwo paliwowe. Trzeba przy tym uwzględnić, że innowacyjnymi technologiami w elektroenergetyce są dotychczas zainteresowane na świecie nie siły w samym sektorze, a siły poza nim (dostawcy technologii i urządzeń)

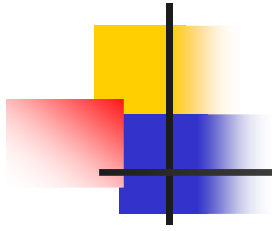
Zasoby własne: węgiel spalany (systematyczna redukcja wykorzystania węgla w tej postaci), poprawa efektywności użytkowania energii, rolnictwo energetyczne – biomasa/biometan (szybki wzrost wykorzystania), węgiel przetworzony (wykorzystanie po 2020 roku)

Konkurencja: energetyka rozproszona (źródła małej mocy, o nakładach inwestycyjnych wynoszących od kilku do kilkudziesięciu mln zł), konwergencja (konwergentny rynek energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych), uniwersalizacja technologii energetycznych (agregat kogeneracyjny, samochód hybrydowy)



Dlaczego trzeba mówić o punkcie zwrotnym?

- 1. Wyczerpuje się potencjał zasady TPA ...**
- 2. Rośnie, pod wpływem rocznego zaledwie handlu uprawnieniami do emisji CO₂, świadomość siły rynku w obszarze internalizacji ekologicznych kosztów zewnętrznych ...**
- 3. Następuje coraz niebezpieczniejsze odchodzenie, powodowane przez historyczny system podatkowy (akcyzowy) w energetyce, od fundamentalnej struktury konkurencyjności technologii energetycznych ...**
- 4. Nadchodzi czas na koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego (dla Polski):**
BEEO = BEEU + BEEK + BEER
- 5. Uniwersalizuje się dostępność kapitału: referencyjne stopy dyskontowe $r = (1+sa) \times (1+sr) - 1$ dla różnych technologii energetycznych, skala nakładów na jednostkowe projekty energetyczne, ...**



GŁÓWNE UWARUNKOWANIA POD NOWY PROGRAM

Warszawa, 20 czerwca 2007



Uwarunkowania

1. Nowy program musi być odpowiedzią na potrzeby inwestycyjne na rynku energii elektrycznej i musi umożliwić pobudzenie inwestycji w segmencie wytwarzania. Jest to zasadnicza różnica, w stosunku do okresu przeszłego, w którym podstawowym zadaniem było kształtowanie taryf zapewniających ceny odzwierciedlające koszty w warunkach nadwyżek mocy w wytwarzaniu i nadwyżek zdolności przesyłowych w sieciach.

2. Trudna sytuacja na rynku paliw (terroryzm energetyczny państw posiadających ropę naftową i gaz oraz bardzo szybkie zmniejszanie się bezinwestycyjnej dostępności węgla w Polsce), a także wymagania ekologiczne będą w kolejnych latach stanowić, oprócz problemów z mocami wytwórczymi, czynnik coraz bardziej determinujący nową strukturę konkurencyjności technologii energetycznych (będzie następował naturalny wzrost konkurencyjności rozproszonych technologii odnawialnych).

3. Nowy program powinien umożliwić intensyfikację wykorzystania istniejących sieci elektroenergetycznych (bo nowe będzie coraz trudniej budować). Ta intensyfikacja powinna się odbywać głównie poprzez działania operatorskie (dynamiczną maksymalizację obciążalności przewodów warunkowaną czynnikami pogodowymi) i działania modernizacyjne (wymianę przewodów linii). Oznacza to potrzebę silniejszego wykorzystania sygnałów cenowych w opłatach przesyłowych. Podkreśla się, że intensyfikacja wykorzystania istniejących sieci elektroenergetycznych powinna się stać w najbliższych latach najważniejszym celem systemu taryfowego, dotyczącego segmentu wyłączanego w dużym stopniu z konkurencji.

4. Nowy program musi uwzględniać konsekwencje wynikające z rządowej konsolidacji elektroenergetyki oraz z zaniechania prywatyzacji. (Trzeba przy tym podkreślić, że jedną z tych konsekwencji jest wielki wzrost siły związków zawodowych). Stąd wynika szczególne znaczenie harmonizacji polskich rozwiązań regulacyjnych dotyczących elektroenergetyki wielkiej skali, czyli tradycyjnej elektroenergetyki systemowej, z dyrektywami unijnymi (z duchem rozwiązań dotyczących ochrony środowiska, konkurencji, niedopuszczalnej pomocy społecznej i innych).



Uwarunkowania

5. Nowy program powinien zapewnić rozwiązania regulacyjne integrujące strategię unijną w obszarze energetyki (w szczególności Pakiet Energetyczny 3x20) z nową rolą samorządów (przede wszystkim gmin, ale także powiatów i województw). Ten obszar regulacji musi się stać bardzo istotnym obszarem rzeczywistej harmonizacji polskiej strategii energetycznej ze strategią unijną.



Uwarunkowania

6. Ponadto, nowy program musi eliminować niewydolność dotychczasowego systemu regulacji zorientowanego kosztowo. Przede wszystkim musi redukować zakres regulacji. Musi także bezwzględnie wprowadzić stabilność rozwiązań. (Niestabilność regulacji w przeszłości, przy nadwyżkach mocy, była zła dlatego, że obniżała efektywność ekonomiczną elektroenergetyki. Niestabilność regulacji w przyszłości, kiedy inwestycje stają się najważniejsze, jest groźna ze względu na potencjalne mikro- i mini-kryzysy w sferze bezpieczeństwa elektroenergetycznego).



Wielkość trzech końcowych rynków

1. Energia elektryczna, zużycie/produkcja: 106/140 [TWh] (około 350 TWh w paliwie pierwotnym)
2. Ciepło ogółem, zużycie/produkcja: 750/850 [PJ] (około 350 TWh w paliwie pierwotnym)
 - systemy sieciowe: 350/450 [PJ]
 - ogrzewanie indywidualne: 400/400 [PJ]
3. Transport, zużycie paliw płynnych (około 150 TWh w paliwie pierwotnym)
 - benzyna: 4,2 [mln ton]
 - olej napędowy: 6,4 [mln ton]
 - LPG: 1,5 [mln ton]



Polski (i unijny) segment energetyki odnawialnej

Nośnik energii	Wymagany udział energii odnawialnej	Podstawa prawna
Energia elektryczna	2006 rok – 3,6% 2007 rok – 5,1% od 2010 roku – 10,4% 2020 rok – 33%	Ustawa Prawo energetyczne. Rozp. MG z dnia 19 grudnia 2005 roku. Rozp.MG z dnia 3 listopada 2006 roku. Strategie energetyczna KE – projekt (2007)
Ciepło sieciowe	2020 rok – 50%	Strategie energetyczna KE – projekt (2007)
Gaz sieciowy	Sprawa otwarta	Etap autorskiej (J. Popczyk) koncepcji
Paliwa płynne	do 31 grudnia 2005 – 2% przed 31 grudnia 2010 - 5,75% 2020 rok – 14%	Dyrektywa 2003/30/WE z 8 maja 2003 Strategie energetyczna KE – projekt (2007)

Według projektu strategii energetycznej KE, łączny (energia elektryczna, ciepło, transport) udział energii odnawialnej w 2020 roku powinien wynosić 20%

Deklaracje z ostatniej chwili, wychodzące naprzeciw pakietu, dotyczące obniżki emisji CO₂ w perspektywie 2050:

- **Wielka Brytania: 60%**
- **Niemcy: 80%**

Dynamika wzrostu produkcji biopaliw:

- **UE, okres 1993-2004 – 8-krotny wzrost produkcji,**
- **UE, okres 2003-2005 – 2-krotny roczny wzrost produkcji,**
- **Niemcy, zdolności produkcyjne zbudowane do 2006 roku – ponad 2 mln ton,**
- **Francja, 2008 rok – planowane uruchomienie wytwórni o rocznej zdolności produkcyjnej 1 mln ton,**

- **USA, 2006 rok – pracowało 100 wytwórni, 50 było w budowie**

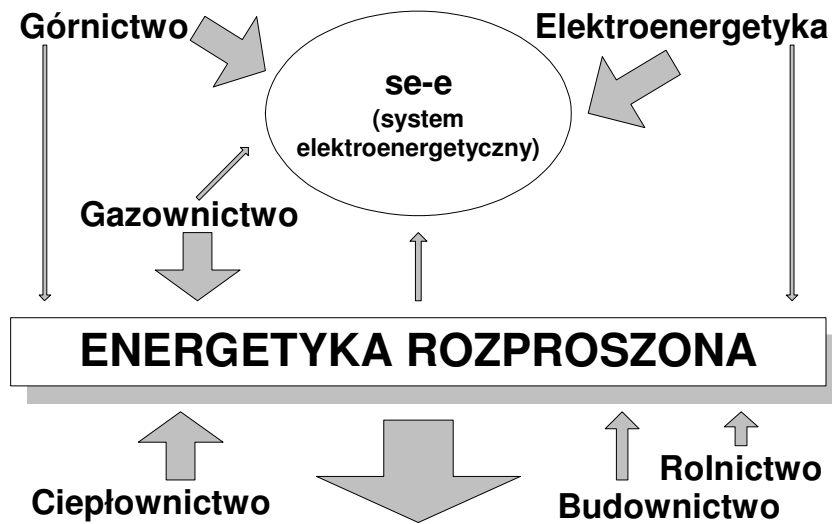


Problem, ale praktycznie już rozstrzygnięty

W którą stronę pójda małe źródła wytwórcze:

**w stronę systemu elektroenergetycznego
(integracja z systemem, integracja z
energetyką branżową, wydłużenie drogi od
paliwa do użytkowania, czyli kontynuacja),
czy**

**w stronę integracji technologicznej z
rozproszonymi systemami paliwowymi i
użytkowania energii (i tym samym
osłabienia więzi z systemem
elektroenergetycznym)**



1. Integracja zasadnicza, 3 x 20 (perspektywa 2020, UE)

- wytwarzanie (wzrost udziału energetyki odnawialnej do 20%)
- użytkowanie (redukcja o 20%)
- środowisko (redukcja emisji CO₂ o 20% w porównaniu z 1988)

2. Rynki (końcowe)

- energia elektryczna
- ciepło
- paliwa silnikowe

4. Uniwersalizacja technologii (energetycznych)

- agregat (silnikowy) kogeneracyjny
- samochód (pojazd) hybrydowy

WIELKI OBSZAR NOWEJ, RYNKOWEJ INTEGRACJI/KOORDYNACJI

3. Paliwa rozproszone (odnawialne, gazowe, wodór)

- wiatr, woda, słońce
- biomasa (nieprzetworzona)
- biopaliwa (płynne)
- gaz ziemny LNG, CNG
- biometan
- produkty przeróbki węgla
- wodór

5. Ekonomia rynkowa

- zasada kosztu unikniętego
- internalizacja kosztów zewnętrznych (podejście produktowe)
- podatki

6. Infrastruktura teleinformatyczna

- infrastruktura teleinformatyczna se-e i rynku energii elektrycznej
- dom (obiekt) inteligentny
- elektrownia wirtualna



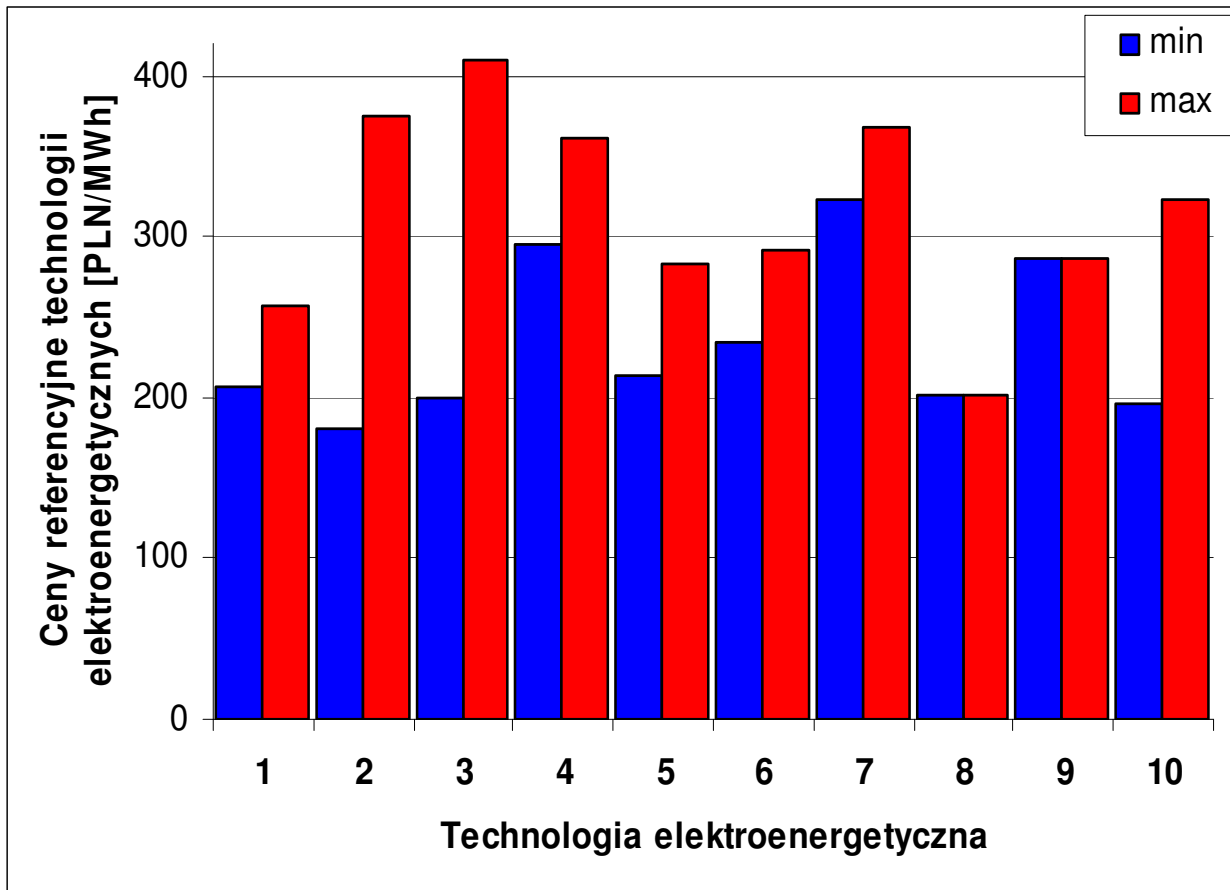
Ceny referencyjne. Koszty zewnętrzne

Sumaryczne koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej w [PLN/MWh] dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	Koszty emisji CO ₂		Koszty rezerw mocy	Koszty przesyłu	Suma	
	min	max			min	max
Jądrowa	0,00	0,00	5,14	21,2	26,4	26,4
Na węgiel brunatny	38,30	153,22	3,96	17,6	59,9	174,8
Na węgiel kamienny	36,23	144,93	3,60	20,6	60,4	169,1
Gazowa 20 - 50 MW	21,89	87,55	1,94	-19,1	4,7	70,4
Gazowa 1 – 7,5 MW	19,15	76,61	1,51	-22,7	-2,0	55,4
Gazowa do 400 kW	19,15	76,61	0,86	-54,9	-34,9	22,6
Wiatrowo-gazowa	15,32	61,29	0,15	-38,1	-22,6	23,3
Biometanowa	0,00	0,00	0,53	-124,6	-124,1	-124,1
Wodna (mała)	0,00	0,00	2,82	-86,3	-83,5	- 83,5
Ogniwo paliwowe	19,15	76,61	6,95	-124,6	-98,5	- 41,0

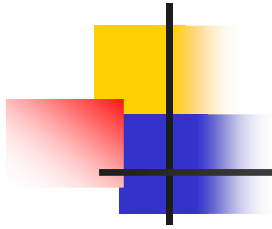
H. Kocot, R. Korab – Konwersatorium „Energetyka przyszłości”, www.egie.pl

Ceny referencyjne dostawy energii elektrycznej odbiorcom



Technologia wytwarzania	Nr na wykresie
Atomowa	1
Na węgiel brunatny	2
Na węgiel kamienny	3
Gazowa 20 ÷ 50 MW	4
Gazowa 1 ÷ 7,5 MW	5
Gazowa do 400 kW	6
Wiatrowo-gazowa	7
Biometanowa	8
Mała elektrownia wodna	9
Ogniwo paliwowe	10

H. Kocot, R. Korab – Konwersatorium „Energetyka przyszłości”, www.egie.pl



INNOWACYJNY PROGRAM ENERGETYCZNY DLA POLSKI W PERSPEKTYWIE 2020, UWARUNKOWANY GLOBALNĄ SYTUACJĄ

Warszawa, 20 czerwca 2007

24



Perspektywa fundamentalna do programu

- 1. Dostępność innowacyjnych technologii: przewrót technologiczny, uniwersalizacja technologii, duża zdolność nowych technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe**
- 2. Bezpieczeństwo energetyczne: terroryzm polityczny na rynku paliw wodoropochodnych – problem nr 1, sprawa polityki rolnej – problem nr 2, efektywność użytkowania energii – problem nr 3**
- 3. Ryzyko (składowe ryzyka politycznego: podatkowe – nr 1, ekologiczne – nr 2, inne regulacyjne – nr 3)**
- 4. Dostępność kapitału: referencyjne stopy dyskontowe $r = (1+s_a) \times (1+s_r) - 1$ dla różnych technologii energetycznych, skala nakładów na jednostkowe projekty energetyczne, ...**



Program energetyczny

1. Ostrożna kontynuacja procesu włączania Polski w unijną przestrzeń bezpieczeństwa energetycznego na poziomie europejskich systemów sieciowych (elektroenergetycznego, gazowego i naftowego), oparta na podstawach komercyjnych. Odwrócenie procesu realizowanego przez rząd, polegającego na korporatyzowaniu (utrwalaniu sektorowości) kompleksu paliwowo-energetycznego, zwłaszcza poprzez konsolidację elektroenergetyki i brak liberalizacji gazownictwa. Wejście w proces konwergencji sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa, agroenergetyki.

2. Odejście od strategii kontynuacji technologicznej realizowanej przez rząd, zwłaszcza w elektroenergetyce i gazownictwie. Wejście w bieżącym dziesięcioleciu w proces ewolucyjnego przeorientowania energetyki (kompleksu paliwowo-energetycznego) na coraz bardziej uniwersalizujące się (innowacyjne) technologie energetyczne (obejmujące rozproszoną energtykę odnawialną i w szczególności agroenergetykę, kogenerację gazową, infrastrukturę dla samochodów hybrydowych, infrastrukturę transportu lądowego LNG i CNG), czyli technologie o dużej zdolności do szybkiej odpowiedzi na sygnały rynkowe (zmiany cen, kryzysy bilansowe), na *black out-y* oraz na potrzeby ochrony środowiska (na ograniczenia w użytkowaniu środowiska), dające możliwość efektywnego zarządzania bezpieczeństwem energetycznym za pomocą mechanizmów rynkowych.

3. Wykorzystanie przez Polskę drugiego...trzeciego w UE potencjału rozwoju agroenergetyki (osiągnięcie w perspektywie 2020 produkcji biopaliw płynnych pokrywającej 20% potrzeb rynku transportowego, produkcji biometanu zapewniającej jego udział w rynku paliw gazowych na poziomie 40% oraz rozwój energetyki rozproszonej w gminach wiejskich/rolniczych pokrywających 50% ich zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło). Zagwarantowanie sobie przez Polskę wyjścia na pozycję lidera (w sojuszu z Wielką Brytanią) w zakresie nieuchronnego wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej, w sposób najkorzystniejszy dla polskich rolników i dla polskiej wsi. (Cel całkowicie nieobecny w strategii rządowej).

4. Zbudowanie w najbliższych 10 latach krajowej infrastruktury w postaci energetyki rozproszonej odnawialno-gazowej, umożliwiającej w perspektywie 2025 absorpcję efektów rozwoju przyszłościowych czystych technologii węglowych (technologii zgazowania/upłynnienia węgla, technologii węglowo-jądrowych), tzn. zbudowanie w najbliższych 10 latach segmentu kogeneracji małej skali i mikrokogeneracji stanowiącego 30...40% krajowego rynku energii elektrycznej oraz ciepła. (Cel całkowicie zmarginalizowany w strategii rządowej).

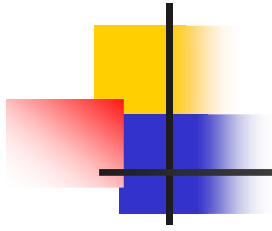
5. Wykorzystanie przez Polskę historycznej szansy zdobycia pozycji jednego z europejskich liderów w zakresie realizacji strategii energetycznej 3x20 proponowanej przez Komisję Europejską (odrzuconej w dużej części przez polski rząd), polegającej na osiągnięciu w horyzoncie 2020 trzech celów: 20% udziału energetyki odnawialnej w łącznym rynku energii elektrycznej, ciepła oraz paliw dla potrzeb transportu, 20% redukcji emisji CO₂ w porównaniu z rokiem 1988 oraz 20% obniżenia energochłonności jednostkowej PKB. (Cel odrzucony przez rząd).

6. Wysłanie do Rosji sygnału, że Polska dokonuje konwersji zasobów w rolnictwie polegającej na przejściu od produkcji mięsa przeznaczonego na eksport do Rosji do produkcji biometanu równoważącego zależność Polski od importu gazu z Rosji. Wysłanie sygnału do USA, że Polska podejmuje działania mające na celu ich wsparcie w stopniowym ograniczaniu finansowania niedemokratycznych państw (Rosja, Iran, Wenezuela, Arabia Saudyjska, Katar, Algieria) za pomocą wysokich cen ropy naftowej i gazu. (Cel na rzecz wyzwolenia się Polski z nieefektywnej strategii rządowej na kierunku rosyjskim, w szczególności mający na celu zmniejszenie siły rosyjskiego szantażu energetycznego i wzmocnienie działań amerykańskich).

7. Rrestrukturyzacja polskiego rolnictwa i modernizacja polskiej wsi poprzez masowy rozwój bardzo opłacalnych upraw energetycznych (przeznaczenie na uprawy od 4 do 6 mln hektarów nieużytków, łąk i gruntów orných) i wykreowanie z tego tytułu rocznych przychodów rolników na poziomie od 10 do 15 mld zł. Rozwój energetyki rozproszonej w gminach rolniczych i spowodowanie napływu inwestycji z tego tytułu na obszary wiejskie rzędu 50 mld zł w horyzoncie 2020. (Cel całkowicie zmarginalizowany w strategii rządowej).

8. Stworzenie impulsu do rozwoju innowacyjnych technologii wokółenergetycznych, mianowicie: (i) biotechnologii środowiskowej (użyłizacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle) oraz biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy), (ii) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla elektrowni wirtualnych.

9. Zbudowanie w Polsce nowoczesnego przemysłu dostaw urządzeń, w tym segmentu dostawców urządzeń sterowania i infrastruktury teleinformatycznej dla potrzeb rozproszonej energetyki odnawialno-gazowej (na przykład: Zakłady Cegielskiego i inne przedsiębiorstwa – budowa agregatów kogeneracyjnych, polskie stocznie – produkcja zbiorników dla biogazowni, ...).



OCHRONA BEZPIECZEŃSTWA ELEKTROENERGETYCZNEGO POLSKI W PERSPEKTYWIE 2020. MAPA DROGOWA

Warszawa, 20 czerwca 2007

35



Zdolność technologii do odpowiedzi ...

Punktem wyjścia do budowy mapy drogowej dla polskiej elektroenergetyki powinno być, w obecnej sytuacji, opracowanie koncepcji wprowadzenia do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej parametru w postaci zdolności technologii do odpowiedzi na: (i) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej (prognozowany w kolejnych latach) oraz na (ii) kryzys na rynku energii elektrycznej (czyli na sytuację, w której państwo będzie skłonne między innymi do nowej koordynacji podatku akcyzowego w obszarze szeroko rozumianej energetyki)



Mapa drogowa

- 1. Wykorzystanie potencjału kogeneracji (rozproszonej) tkwiącego w ciepłownictwie i przemyśle (3000 MW_{el}), wymagającego około 5,5 mld m³ gazu rocznie, horyzont – 2013 rok**

Rynek energii elektrycznej 2007	15%
Rynek ciepła 2007	15%

- 2. Zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego (o około 1,5 do 2 mld m³ rocznie), horyzont – 2011 rok**

Rynek energii elektrycznej 2007	5%
Rynek ciepła 2007	5%



Mapa drogowa

- 3. Wykorzystanie 1 mln ha gruntów pod uprawy energetyczne przeznaczone do produkcji biometanu (np. 50 mln ton kukurydzy, 5 mld m³ biometanu w roku), horyzont – 2013 rok**

Rynek energii elektrycznej 2007	15%
Rynek ciepła 2007	15%

- 4. Wybór kierunków inwestowania w obszarze wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego (wykorzystania czystych technologii węglowych, synergicznych technologii węglowo-jądrowych) w aspekcie potrzeby minimalizacji inwestycji nietrafionych, realizacja instalacji demonstracyjnych, horyzont – 2013 rok**



Mapa drogowa

- 5. Uzgodnienie (na poziomie regulacji prawnych) systemu podatkowego (skoordynowanych poziomów akcyzy i zasad odpisów amortyzacyjnych) dla inwestycji energetycznych. Określenie przez rząd (URE) referencyjnych stóp dyskontowych (cen) dla poszczególnych technologii wytwórczych (tradycyjnych węglowych, gazowych, odnawialnych, atomowych), horyzont – 2013 rok**

- 6. Wprowadzenie produktowego (na kWh, GJ, litr paliwa silnikowego, kupowanych przez odbiorcę końcowego) przydziału uprawnień do emisji CO₂, horyzont – 2012 rok (koniec obowiązywania KPRU-2)**

- 7. Stworzenie sieci źródeł rozproszonych odnawialno-gazowych (10 tys. źródeł, w tym ogniw paliwowych, w części zależnej od rozwoju światowego rynku tych ogniw), horyzont – 2020 rok**



Efekt realizacji mapy drogowej

Realizacja przedstawionej mapy drogowej zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Polski, przez odwołanie się tylko do sił rynkowych, w perspektywie przynajmniej dziesięciu lat w następującym sensie: Działania (1), (2), (3) oraz (7) zapewniają rozwój segmentów wytwórczych/podażowych wynoszących około 20% rynku energii elektrycznej 2007 i 20% rynku ciepła 2007. Przy rocznym wzroście rynku energii elektrycznej 1,5...2,0% oraz przy stabilizacji rynku ciepła, a nawet przewidywanym jego przejściowym kurczeniu się, jest to potencjał całkowicie wystarczający do ochrony bezpieczeństwa energetycznego i wykorzystania najbliższych dziesięciu lat na wejście Polski w nową strategię energetyczną.



Agroenergetyka. Liczby pobudzające wyobraźnię

Wydajność energetyczna z 1 ha: 5 tys. m³ biometanu (długofalowo można rozpatrywać wykorzystanie do celów energetycznych 4 do 6 mln ha).

Inaczej, 1 ha wystarcza do pokrycia zapotrzebowania:

- **15 Polaków (statystycznych) na rynku gazu ziemnego lub,**

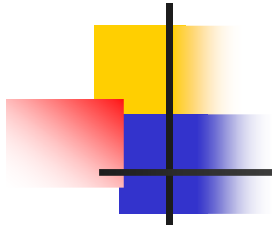
w przypadku wykorzystania technologii kogeneracyjnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła,

- **7 Polaków na rynku energii elektrycznej, i**

- **6 Polaków na rynku ciepła, lub**

- **10 Polaków na rynku paliw transportowych.**

Dla porównania, 1 ha na rynku żywności wystarcza, w przybliżeniu, do pokrycia zapotrzebowania 3 Polaków



PROPOZYCJE PODSTAWOWYCH ROZWIĄZAŃ W NOWYM PRAWIE ENERGETYCZNYM

Warszawa, 20 czerwca 2007

42



Nowe Prawo energetyczne

Początek reformy elektroenergetyki - 1990

Początek prac nad ustawą Prawo energetyczne - 1991

Projekt Dyrektywy 96/92/WE) – 1992

Prace nad projektem ustawy – ważna część reformy polskiej elektroenergetyki

Uchwalenie Dyrektywy 96/92/WE - 1996

Uchwalenie ustawy Prawo energetyczne - 1997

Liczba nowelizacji ustawy - ponad 30

Liczba harmonizacji ustawy z dyrektywami - kilkanaście



Nowe Prawo energetyczne

Potrzeba nowego typu powiązania kompetencji Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki z kompetencjami ulokowanymi w Ministerstwach: Rolnictwa i Rozwoju Wsi (obszar agroenergetyki), Środowiska, Rozwoju Regionalnego, Finansów oraz Skarbu Państwa



Nowe Prawo energetyczne

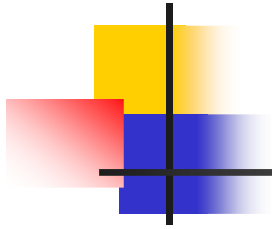
- 1. Wprowadzić (na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej) ceny referencyjne energii elektrycznej pochodzącej z poszczególnych technologii wytwórczych**
- 2. Wprowadzić referencyjne stopy dyskontowe dla inwestycji sieciowych realizowanych przez operatorów (operatora przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych)**
- 3. Wprowadzić podział (w przybliżeniu symetryczny) kosztów opłaty przesyłowej na wytwórców i odbiorców energii elektrycznej**



Nowe Prawo energetyczne

- 4. Odejść od zasady znaczka pocztowego w opłatach za infrastrukturę sieciową (dopuszczać różnicowanie opłat za infrastrukturę u poszczególnych operatorów, np. wprowadzić dopuszczalność różnicowania obszarowego)**
- 5. Wprowadzić ceny węzłowe na hurtowym rynku energii elektrycznej (uczynić z cen węzłowych podstawowy mechanizm efektywności lokalizacyjnej na tym rynku)**
- 6. Wprowadzić w taryfach operatorów dystrybucyjnych usługi systemowe polegające na substytucji rozwoju sieci za pomocą energetyki rozproszonej**

- 7. Zapewnić koordynację dwóch różnych mechanizmów w obszarze ochrony środowiska, a mianowicie mechanizmu w postaci handlu emisjami CO₂ i mechanizmów wsparcia ekologicznego w postaci certyfikatów (zielonych, czerwonych, żółtych, białych, ...)**
- 8. Dopuszczyć możliwość wystąpienia kosztów osieroconych (*stranded costs*) w podsektorach sieciowych, z przeniesieniem skutków, w postaci braku rekompensaty, do taryf operatorów. (Równocześnie należałoby zwiększyć uprawnienia operatorów w zakresie kształtowania taryf dla odbiorców końcowych)**



POTRZEBA I MOŻLIWOŚĆ WYKREOWANIA SEGMENTU ENERGETYKI ODNAWIALNO-GAZOWEJ W RAMACH RZĄDOWEGO PROGRAMU KONSOLIDACJI



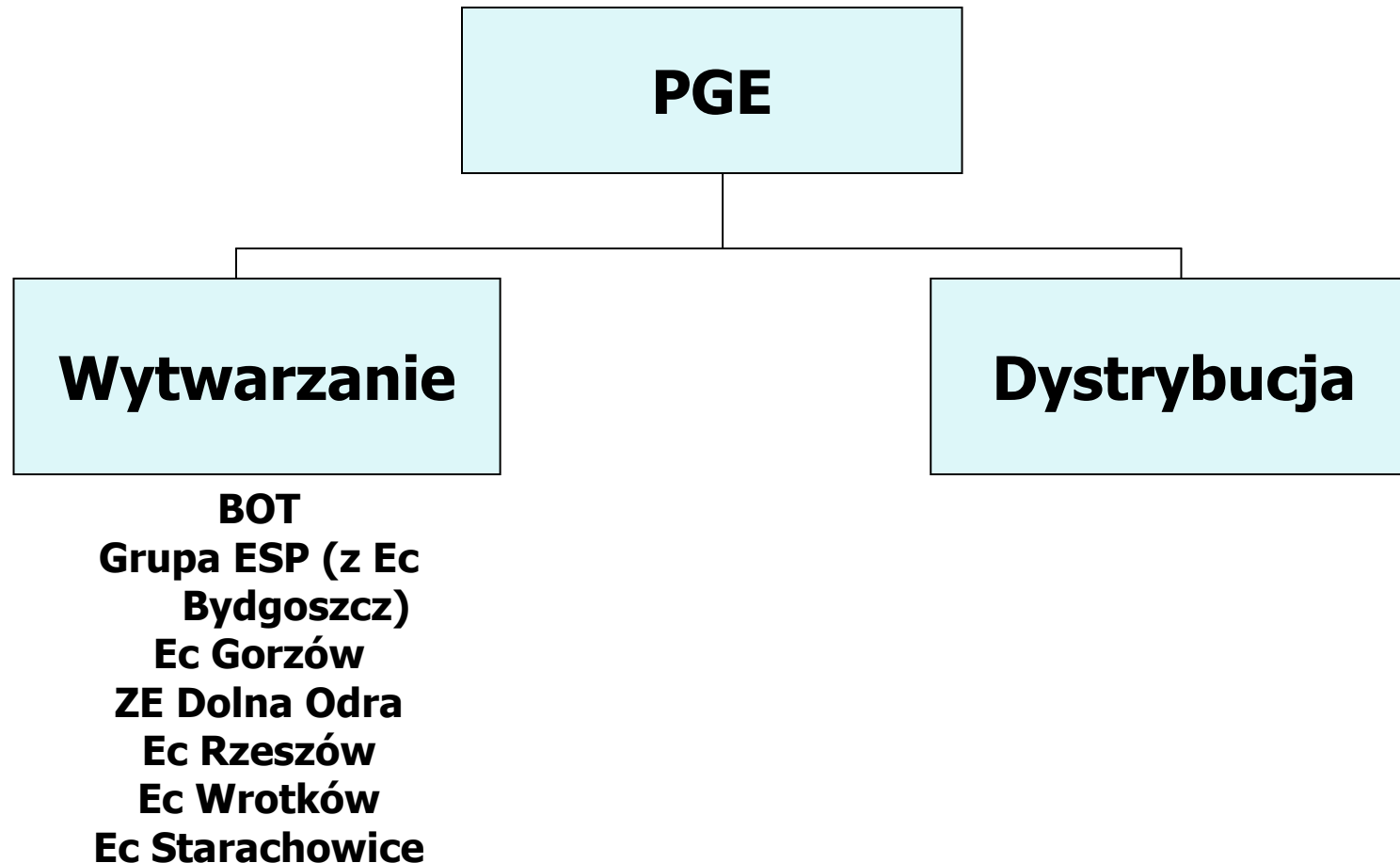
Wymiar segmentu energetyki odnawialno-gazowej

Potencjał segmentu rozproszonej elektroenergetyki odnawialno-gazowej, jako równoważący istniejące segmenty energetyki opartej na węglu kamiennym oraz na węglu brunatnym

Udziały w % Horyzont czasowy	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Energetyka odnawialno-gazowa
2006	54	40	6
2013	45	40	15
2025	40	30	30

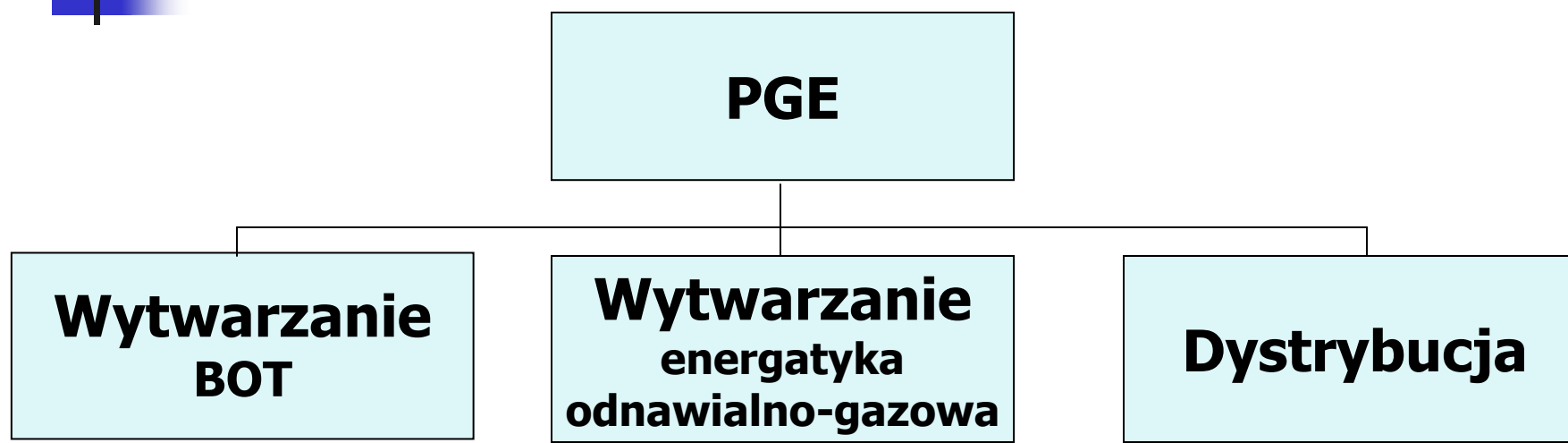


PGE. Obecne propozycje (najczęstsze)





PGE. Inna propozycja do rozważenia



Grupa ESP

w tym:

BIOENERGIA
(biomasa)

PEG (gaz), EGO (woda)

Kamieńsk (wiatr)

Bydgoszcz

(węgiel/**gaz**)

Gorzów, Rzeszów,

Wrotków

ZE Dolna Odra

Starachowice

Warszawa, 20 czerwca 2007