



# BIULETYN

# TECHNICZNO - INFORMACYJNY



Oddziału Łódzkiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Nr 2/2010 (49)

ISSN 1428-8966

Czerwiec 2010



**SPOJRZENIE  
W PRZYSZŁOŚĆ  
ENERGETYCZNĄ**



# Dalkia. Rozwiązania efektywne energetycznie

Działalność Dalkii obejmuje kompleksowe zarządzanie systemami energetycznymi oraz produkcję i dostawę energii dla społeczności lokalnych jak i przemysłu. Do najważniejszych celów Dalkii należy:

- produkcja ciepła systemowego i energii elektrycznej w kogeneracji
- zwiększanie efektywności energetycznej m.in. poprzez wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii
- optymalizacja wyników technicznych, finansowych i ekologicznych zarządzanych instalacji
- poprawa jakości życia mieszkańców i wspieranie inicjatyw społeczności lokalnych
- działanie w oparciu o zasady zrównoważonego rozwoju

Szczecin  
Gryfino Bydgoszcz  
Gorzów Zgierz  
Bełchatów  
Opole Lublin  
Turów Kielce  
Rzeszów

## Tworzymy | Energetykę Konwencjonalną PGE



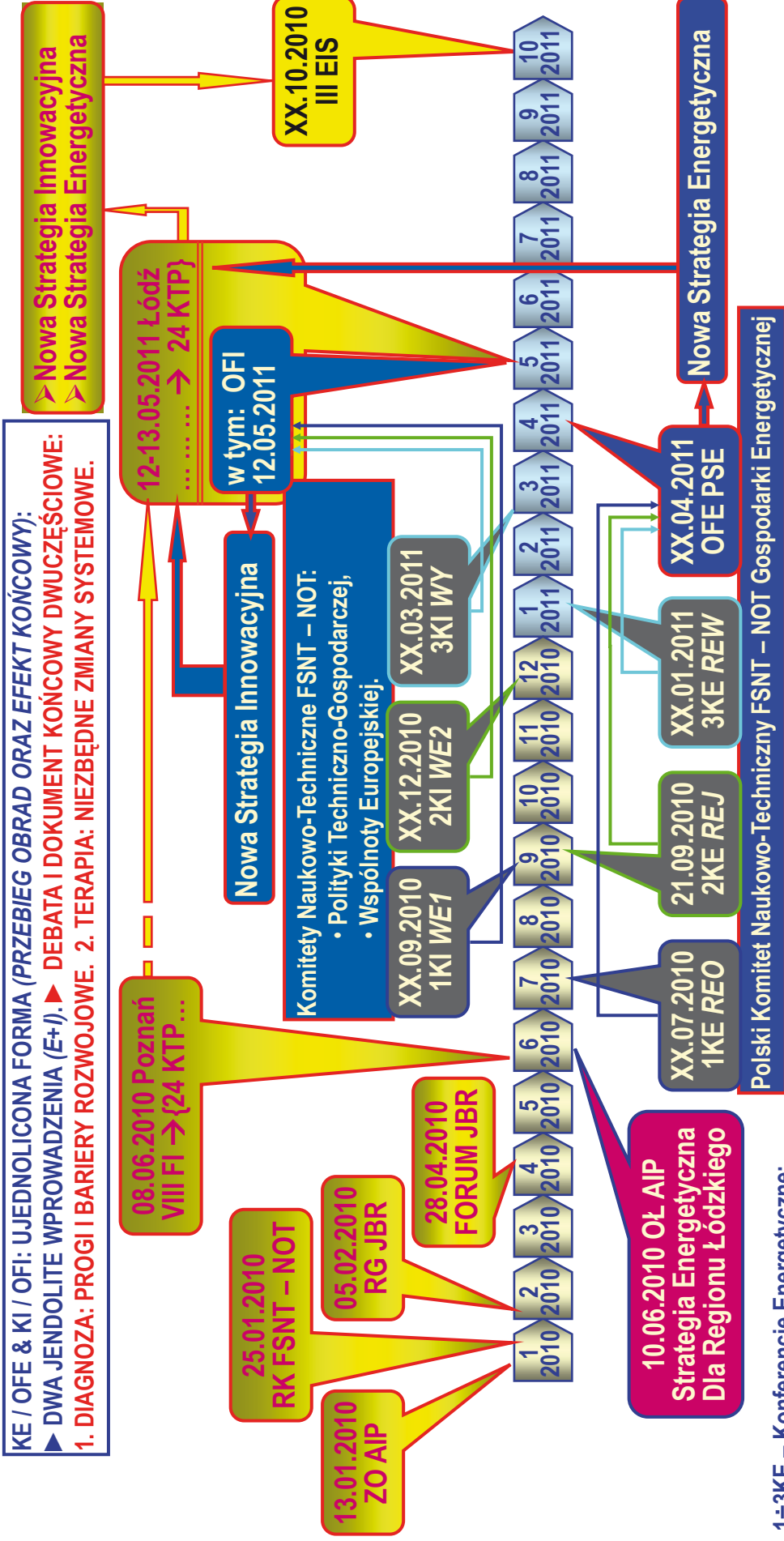
Spółki wchodzące w skład PGE Energetyka Konwencjonalna: PGE Elektrownia Bełchatów SA • PGE Elektrownia Opole SA • PGE Elektrownia Turów SA • PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów SA • PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Turów SA • PGE Elektrociepłownia Gorzów SA • PGE Elektrociepłownia Kielce SA • PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra SA • PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz SA • PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Sp. z o.o. • PGE Elektrociepłownia Rzeszów SA • Energetyka Boruta Sp. z o.o. • PEC Gorzów Sp. z o.o. • PEC w Gryfinie Sp. z o.o.



### **PGE Elektrownia Bełchatów SA**

Rogowiec, ul. Energetyczna 7, 97-406 Bełchatów 5  
Telefon: +48 44 632 51 32, 632 65 73, fax: + 48 44 735 22 11  
kancelaria@elb.pl    www.elb.pl

# 24 KONGRES TECHNIKÓW POLSKICH → OFI → OFE → III EIS



1÷3KE – Konferencje Energetyczne:

RE – Rozwój Energetyki:

O – odnawialnej; W – węglowej; J – jądrowej.

1÷3KI – Konferencje Innowacyjne:

WE1, 2, WY – problematyka wg ESI;

ESI – European Innovation Scoreboard.

OFE – Ogólnopolskie Forum Energetyczne.

PSE – Polska Strategia Energetyczna

OFI – Ogólnopolskie Forum Innowacji.

III EIS – European Innovation Summit  
(Europejski Szczyt Innowacyjności).

FI – Forum Inżynierskie.

KTP – Kongres Techników Polskich

OFI – Ogólnopolskie Forum Innowacji

RG JBR – Rada Główna Jednostek Badawczo – Rozwojowych

RK FSNT – NOT – Rada Krajowa FSNT – NOT

ZO AIP – Zgromadzenie Ogólne Akademii Inżynierskiej w Polsce

**Spis treści:**

Ziemia w pułapce energetycznej – M. Bartosik .....	6
Polski energymix 2020+ – M. Pawlik .....	17
Bełchatów 2030+ → i co dalej? – W. Szulc .....	21
Czy uratuje nas energia atomowa? – A. Strupczewski, K. Andrzejewski .....	26
Szanse geotermii w Łódzkiem – J. Krysiński .....	32
Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej – J. Anuszczyk, B. Terlecki .....	36
Łódzkie na gazie?; Rogóźno 2020+ – Z. Tynenski .....	41
Kogeneracja – W. Kędzióra .....	45

**Komitet Redakcyjny:**

mgr inż. Mieczysław Balcerek – Sekretarz  
dr hab. inż. Andrzej Dębowski, prof. P.Ł.  
– Przewodniczący

mgr Anna Grabiszewska

mgr inż. Lech Grzelak

dr inż. Adam Ketner

dr inż. Tomasz Kotlicki

mgr inż. Jacek Król

mgr inż. Jacek Kuczkowski

prof. dr hab. inż. Franciszek Mosiński

mgr inż. Krystyna Sitek

dr inż. Józef Wiśniewski

prof. dr hab. inż. Jerzy Zieliński

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń. Zastrzegamy sobie prawo dokonywania zmian redakcyjnych w zgłoszonych do druku artykułach.

**Redakcja:**

Łódź, pl. Komuny Paryskiej 5a, pok. 404

tel. 42-632-90-39, 42-630-94-74

Skład: Alter

tel. 42-676-45-10, 605 725 073

Druk: Drukarnia BiK Marek Bernaciak

Łódź, ul. Smutna 16

tel. 42-676-07-78

Nakład: 350 egz.

ISSN 1428-8966

Wydawca:

## Zarząd Oddziału Łódzkiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich

90-007 Łódź, pl. Komuny Paryskiej 5a

tel./fax 42-630-94-74, 42-632-90-39

e-mail: seplodz@onet.pl seplodz@neostrada.pl

http://sep.p.lodz.pl

www.sep.lodz.wizytowka.pl

Konto: I Oddział KB SA w Łodzi 21 1500 1038 1210 3005 3357 0000

## Szanowni Państwo



Akademia Inżynierska w Polsce, Naczelna Organizacja Techniczna oraz Rada Główna Jednostek Badawczo-Rozwojowych rozpoczęły prace związane z 24 Kongresem Techników Polskich, który rozpocznie się 8 czerwca 2010 r. podczas Forum Inżynierskiego na Międzynarodowych Targach Poznańskich, a będzie miał swój dwudniowy finał w Łodzi, w dniach 12 i 13 maja 2011 r.

Ponadroczne prace Kongresu będą obejmowały trzy strategiczne dziedziny: innowacyjność gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne oraz transport.

We wszystkich tych dziedzinach sytuacja Polski jest zła w porównaniu z pozostałymi krajami UE27, polityka rozwojowa nie jest dostatecznie skuteczna, jej założenia są częściowo wadliwe, brak pełnej diagnozy sytuacji, brak strategii długookresowej. Problemy nasze należy jednak analizować na tle oficjalnie już ogłoszonego fiaska Strategii Lizbońskiej w całej UE i poszukiwania rozwiązań alternatywnych. Potrzebna jest nowa, długoterminowa strategia rozwojowa dla kilku następnych pokoleń. W tej sytuacji misją i głównym celem Kongresu jest zarówno identyfikacja barier rozwojowych, jak propozycje koniecznych zmian systemowych.

Metodyka prac kongresowych została przedstawiona na diagramie (na stronie obok), obejmującym dziedziny innowacyjności gospodarki oraz bezpieczeństwa energetycznego. Prace w zakresie transportu będą przebiegały podobnie.

Środowiska naukowe i techniczne, podejmując to wielkie wyzwanie, zamierzają w wyniku prac Kongresu wskazać decydom politycznym nowe możliwości pokonania barier i przyspieszenia procesów rozwojowych oraz zapewnienia warunków energetycznych dla bezpiecznego rozwoju twórczego społeczeństwa oraz konkurencyjnej gospodarki opartej na wiedzy.

Cykl prac kongresowych rozpocznie 10 czerwca 2010 r. Konferencja Regionalna „Strategia Energetyczna dla Regionu Łódzkiego”, organizowana przez Akademię Inżynierską w Polsce, Łódzkie Towarzystwo Naukowe oraz Stowarzyszenie Elektryków Polskich, z czynnym udziałem przedstawicieli przemysłu. Będą poruszone kwestie wystarczalności zasobów energetycznych naszego regionu na tle kraju i świata, problem węgla brunatnego i gazu łupkowego w Łódzkiem, potencjalne możliwości wykorzystania energii wiatru, geotermii i innych odnawialnych źródeł energii, etc.

Konferencja odbędzie się w gościnnych progach Politechniki Łódzkiej, której Władze w sposób znaczący wspierają działania organizatorów.

Konferencja odbywa się pod patronatem Marszałka Województwa Łódzkiego, Pana Włodzimierza Fisiaka, Prezydenta Miasta Łodzi, Pana Tomasza Sadzyńskiego, Jego Magnificencji Rektora Politechniki Łódzkiej, prof. dr hab. inż. Stanisława Bieleckiego oraz Dziekana Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki PŁ prof. dr hab. inż. Sławomira Wiaka.

Przewodniczący Rady Programowej 24 KTP  
i Komitetu Organizacyjnego Konferencji SEDRŁ

Marek Bartosik  
Wiceprezes Akademii Inżynierskiej w Polsce



Akademia Inżynierska w Polsce  
Oddział Łódzki



Łódzkie Towarzystwo Naukowe  
Wydział V Nauk Technicznych



Stowarzyszenie Elektryków Polskich  
Oddział Łódzki

# KONFERENCJA REGIONALNA

## STRATEGIA ENERGETYCZNA DLA REGIONU ŁÓDZKIEGO

### ORGANIZATORZY:

AKADEMIA INŻYNIERSKA W POLSCE – ODDZIAŁ ŁÓDZKI  
ŁÓDZKIE TOWARZYSTWO NAUKOWE  
STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH – ODDZIAŁ ŁÓDZKI

### KOMITET KONFERENCJI:

Przewodniczący: Marek Bartosik, Wiceprezes AIP,  
Członkowie: Maciej Pawlik, Wiceprezes ŁTN,  
Lech Grzelak, Wiceprezes O/Ł SEP,  
Sekretarz: Marek Pawłowski, Wiceprezes O/Ł SEP.

### TERMIN KONFERENCJI:

10.06.2010 (czwartek), godz. 11:00 ÷ 15:30.

### MIEJSCE KONFERENCJI:

Politechnika Łódzka, bud. C15, sala widowiskowa,  
Łódź, Al. Politechniki 3a.

## PROGRAM I HARMONOGRAM KONFERENCJI

Otwarcie konferencji.	11:00 ÷ 11:05
1. <i>Marek Bartosik (AIP)</i> : <b>ZIEMIA W PUŁAPCE ENERGETYCZNEJ</b>	11:10 ÷ 11:25
2. <i>Maciej Pawlik (ŁTN)</i> : <b>POLSKI ENERGYMIX 2020+</b>	11:30 ÷ 11:45
3. <i>Waldemar Szulc (PGE EB)</i> : <b>BEŁCHATÓW 2030+ → I CO DALEJ?</b>	11:50 ÷ 12:05
4. <i>Andrzej Strupczewski (IBJ)</i> : <b>CZY URATUJE NAS ENERGIA ATOMOWA?</b>	12:10 ÷ 12:25
Przerwa, → konferencja prasowa	12:30 ÷ 12:55
5. <i>Jan Krysiński (PŁ)</i> : <b>SZANSE GEOTERMII W ŁÓDZKIEM</b>	13:00 ÷ 13:15
6. <i>J. Anuszczyk, B. Terlecki (EWK)</i> : <b>PERSPEKTYWY ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ</b>	13:20 ÷ 13:35
7. <i>Zbigniew Tynenski (CZR)</i> : <b>ŁÓDZKIE NA GAZIE?; ROGÓŻNO 2020+</b>	13:40 ÷ 13:55
8. <i>Włodzimierz Kędziora (DALKIA)</i> : <b>KOGENERACJA</b>	14:00 ÷ 14:15
9. PREZENTACJA DOKUMENTU KOŃCOWEGO KONFERENCJI, DYSKUSJA	14:20 ÷ 15:30



Akademia Inżynierska w Polsce  
Oddział Łódzki



Łódzkie Towarzystwo Naukowe  
Wydział V Nauk Technicznych



Stowarzyszenie Elektryków Polskich  
Oddział Łódzki

## **SKĄD BĘDĄ CZERPAĆ ENERGIĘ NASTĘPNE POKOLENIA? SPOJRZENIE W ODLEGŁĄ PRZYSZŁOŚĆ ENERGETYCZNĄ W GOŚCINNYCH PRÓGACH POLITECHNIKI ŁÓDZKIEJ**

### **ŚWIAT – POLSKA – ŁÓDZKIE:**

➔ ŚWIAT: WYSTARCZALNOŚĆ ZASOBÓW GEOPALIW (WĘGLA, ROPY, GAZU I URANU)

➔ POLSKA: CO ZROBIMY GDY SIĘ SKOŃCZY POLSKI WĘGIEL?

➔ REGION: BEŁCHATÓW, ROGÓŻNO, KUTNO....GAZ ŁUPKOWY SZANSĄ CZY FIKCJĄ?  
GEOTERMIA ŹRÓDŁEM ENERGII CZY WÓD LECZNICZYCH? ENERGIA JĄDROWA  
PERSPEKTYWĄ DLA BEŁCHATOWA? ODNAWIALNA ALTERNATYWA DLA GEOPALIW?

**ZAPRASZAMY DO DYSKUSJI O PODSTAWOWYM PROBLEMIE ROZWOJOWYM  
NASZEJ CYWILIZACJI**

**UDZIAŁ W KONFERENCJI JEST BEZPŁATNY**

**KONTAKT: ODDZIAŁ ŁÓDZKI SEP – <http://sep.p.lodz.pl>**

**KONFERENCJA WCHODZI W ZAKRES PRAC 24. KONGRESU TECHNIKÓW POLSKICH, 8.6.2010 ÷ 13.5.2011**

Kultura, styl życia, cała cywilizacja techniczna, obraca się wokół rozprowadzania i zużywania energii. Na świecie żyje ~6,75 mld ludzi (2009), liczebność naszej populacji wzrasta obecnie o ~80 mln/r. Potrzeby energetyczne wzrastają, bo energia jest niezbędna do zaspokojenie podstawowych potrzeb materialnych i niematerialnych człowieka: bezpiecznego schronienia, ciepła, produkcji i dostaw żywności oraz wody, transportu, wytwarzania i dystrybucji wyrobów przemysłowych, edukacji, nauki, kultury, rozrywki. Przytłaczające jest uzależnienie energetyczne społeczeństwa od paliw kopalnych (86,2%). Pomimo gromkiej działalności publicystycznej na ten temat, nader skromny jest udział odnawialnych źródeł energii (13,8%).

Największym źródłem energii w regionie łódzkim jest Elektrownia Bełchatów, wykorzystująca węgiel brunatny z pobliskiej kopalni. Duże zasoby surowca pozwoliły rozwinąć się elektrowni. Jednak nie są one nieskończone i rodzi się pytanie: co dalej? Ta sama kwestia dotyczy łódzkiej elektrociepłowni wytwarzającej energię ze spalania węgla. Czy może się więc okazać, że za 30 ÷ 50 lat region łódzki oraz Polska zostanie bez zabezpieczenia energetycznego? Co będzie, gdy skończą się złoża paliw kopalnych na świecie?

Na trudne pytania związane z bezpieczeństwem energetycznym kraju, a w szczególności regionu łódzkiego będą starali się odpowiedzieć ludzie nauki oraz przemysłu. Energetyka jądrowa, geotermia i gaz z łupków to często tematy tabu. Przysłonięte złą sławą, niejasnymi bądź zafałszowanymi informacjami przez jednych są wyśmiewane, a przez innych ignorowane. Jak jest naprawdę i czy można w nich upatrywać rozwiązania naszych problemów energetycznych?

Nasza cywilizacja techniczna siedzi w pułapce energetycznej, którą sama sobie stworzyła. Aby z niej wyjść, trzeba znaleźć nowe rozwiązanie problemu energetycznego w skali globalnej.

Nowe rozwiązania, pociągając za sobą innowacyjne technologie, determinują rozwój zupełnie nowych dziedzin nauki i techniki. To sprawia, że uczelnie techniczne, m. in. Politechnika Łódzka, muszą wyjść naprzeciw potrzebom rynku i przygotować się do kształcenia nowej kadry. Nowoczesne kierunki studiów to nie tylko perspektywa rozwoju uczelni, ale przede wszystkim olbrzymia szansa dla wielu młodych ludzi, którzy nie boją się wyzwań i dążą do spełnienia marzeń o dokonaniu czegoś wielkiego.

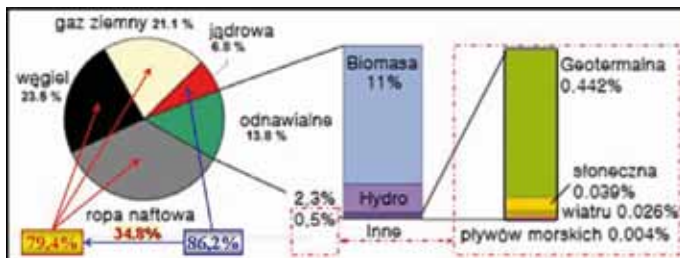
Marek Bartosik

## Ziemia w pułapce energetycznej

### I. Sytuacja energetyczna świata

Nasza kultura i styl życia, cała nasza cywilizacja techniczna, obracają się wokół rozprowadzania i konsumowania energii. Jest nas ~6,75 mld (2009), liczebność ludzkiej populacji wzrasta obecnie o ~80 mln/r. Potrzeby energetyczne wzrastają o ok. 2% rocznie, bo energia jest niezbędna do zaspokojenie naszych podstawowych potrzeb materialnych i niematerialnych: bezpiecznego schronienia, ciepła, produkcji i dostaw wyżywienia i wody, transportu, wytwarzania i dystrybucji wyrobów przemysłowych, edukacji, nauki, kultury, rozrywki...

W skali globalnej **większość energii pierwotnej pochodzi z nieodnawialnych, kopalnych źródeł energii pierwotnej** (geopaliw) (rys. 1).



Rys. 1. Udział różnych źródeł energii pierwotnej w światowej produkcji energii w 2000 r. [4]

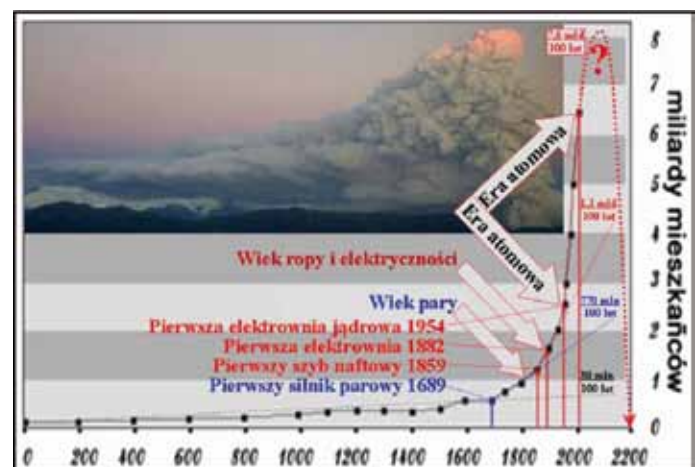
Przytłaczające jest nasze uzależnienie energetyczne od geopaliw (86,2%). Dominuje ropa naftowa (34,8%). Nader skromny jest udział odnawialnych źródeł energii (13,8%), pomimo gromkiej publicystyki na ten temat. Wielu ekspertów oraz instytucji ostrzega, że wzrost zapotrzebowania na energię, szczególnie elektryczną, powoduje przyspieszone wyczerpywanie się zasobów geopaliw. Sygnały ostrzegawcze ze strony specjalistów są niestety często traktowane jako nieuzasadnione. Przeciwstawiana im jest naiwna wiara w niewyczerpywalność ziemskich zasobów geopaliw, a także lekceważenie ograniczeń technicznych i ekonomicznych ich eksploatacji. Zazwyczaj odrębnie i regionalnie są analizowane problemy wystarczalności poszczególnych źródeł i nośników energii pierwotnej, a lokalne ich niedostatki uważa się za możliwe do uzupełniania z nieokreślonych zasobów zewnętrznych. Dodatkowo presja tzw. środowisk proekologicznych powoduje zafałszowanie realnych możliwości technicznych i ekonomicznych wykorzystywania odnawialnych źródeł energii oraz blokuje rozwój energetyki jądrowej (EJ).

Cały ten trudny problem jest w skali globalnej niedogodny dla elit politycznych, ponieważ nie ma szybkiego rozwiązania pozytywnego, nie da się politycznie sprzedać elektoratowi i bezpieczniej go nie podejmować.

Tymczasem gigantyczny przyrost liczby ludności i wzrost energochłonności rozwijającej się cywilizacji technicznej, gwałtownie przyspieszają zużywanie geopaliw, a pozyskiwanie ropy naftowej, gazu, węgla i uranu staje się coraz droższe.

**Gdy stanie się ono nieopłacalne, nasza cywilizacja straci swój ekonomiczno-energetyczny napęd i jej rozwój może się gwałtownie załamać, jeśli nie znajdziemy dostatecznie szybko nowego rozwiązania.**

Eksplozja demograficzna jest faktem, a jej związek z poziomem cywilizacyjnym wyraźny (rys. 2).

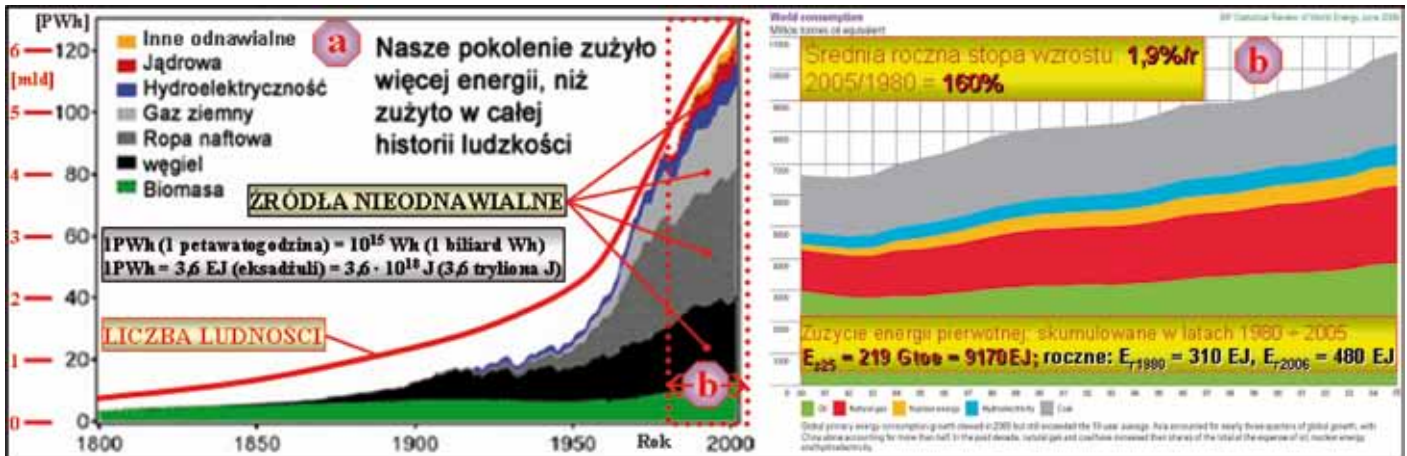


Rys. 2. Eksplozja demograficzna ludzkiej populacji i daty ważne dla energetyki

Przez tysiące lat nasza ludzkość rozwijała się względnie powoli, zaspakajając aż do XVII wieku niewielkie potrzeby energetyczne głównie poprzez spalanie biomasy. Obecną cywilizację techniczną tworzymy od ponad 320 lat, wykorzystując coraz intensywniej skończone zasoby geopaliw. W drugiej połowie XX wieku nasze pokolenie zużyło więcej energii, niż wszystkie poprzednie pokolenia w całej poznanej dotychczas historii ludzkości. Lawinowemu wzrostowi liczebności populacji ludzkiej towarzyszyło wejście do eksploatacji na nieznaną dotychczas skalę kolejno węgla, ropy, gazu i uranu (rys. 3).

Odpowiedź na podstawowe pytanie o wyczerpywalność ziemskich zasobów kopaliny energetycznych daje logika elementarna. W ludzkiej skali czasu glob ziemski jest układem zamkniętym o skończonych rozmiarach → zawiera m.in. z różne zasoby nieodnawialnych geopaliw → ilości poszczególnych zasobów są skończone → eksploatacja geopaliw wyczerpuje ich rezerwy (proporcjonalne do szybkości zużywania). Nie ma sensu pytanie, czy zasoby kopaliny energetycznych się wyczerpią. Jest pytanie kiedy to nastąpi.





Rys. 3. Potrzeby energetyczne ludzkości: a) globalne zużycie energii z poszczególnych źródeł energii pierwotnej [PWh] do 2004 r. [26], z naniesioną krzywą wzrostu liczebności populacji ludzkiej [mld] wg rys. 2; b) skumulowane zużycie energii energii pierwotnej w latach 1980 – 2005 [3] oraz graniczne wartości rocznego zużycia energii

**Nasza cywilizacja techniczna siedzi w pułapce energetycznej, którą sama sobie stworzyła, ale nie przyjmujemy tego do społecznej świadomości. Konieczne jest szybkie znalezienie nowego rozwiązanie problemu.**

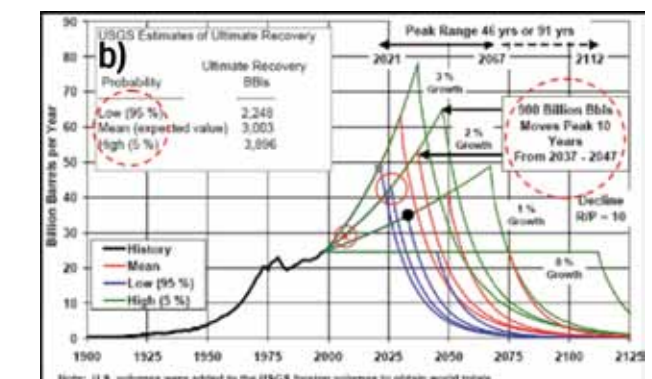
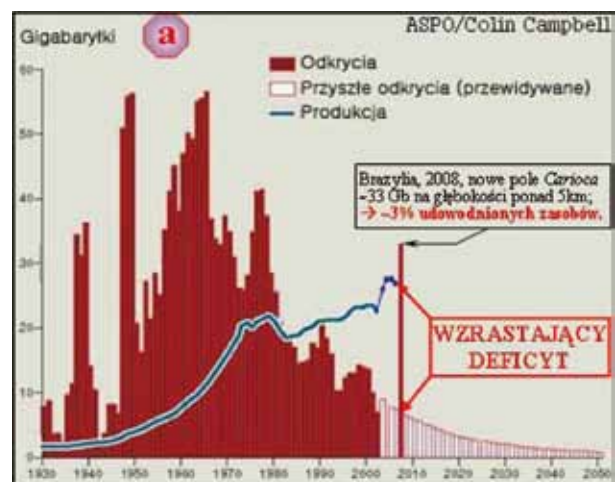
Obecnie nie mamy dla naszego modelu „cywilizacji kopalinowej” żadnej sensownej alternatywy. Do świadomości ogółu nie dociera, że zagrożenie kryzysem energetycznym ma charakter globalny, nie lokalny, i że wyścig z czasem o przetrwanie i rozwój naszej cywilizacji technicznej trwa już od ponad 300 lat, a czasu jest coraz mniej!

Wyczerpywanie się jednego źródła energii pierwotnej będzie powodowało przenoszenie ciężaru podtrzymania energetycznego cywilizacji ludzkiej kolejno na pozostałe, aż do ich kompletnego wyczerpania. Dane statystyczne są powszechnie dostępne, a wymowa faktów jest brutalna. Kolejno należy oczekiwać nasilania się kryzysu naftowego (pierwsze symptomy są już widoczne), następnie gazowego, po czym węglowego i uranowego. Dla kompleksowej oceny zagrożenia globalnym kryzysem energetycznym niezbędne jest **łącznie oszacowanie wystarczalności wszystkich geopaliw.**

Problem wystarczalności zasobów najwcześniej został dostrzeżony i właściwie oceniony w przypadku ropy naftowej w USA. Objawy kryzysu naftowego są obecnie wyraźnie widoczne, deficyt ropy szybko wzrasta (rys. 4.a).

W 1956 r. powstała teoria tzw. Oil Peak (teoria Hubberta), trafnie przewidująca amerykański kryzys naftowy lat 70., potwierdzona wielokrotnie w dalszych latach w odniesieniu do innych producentów ropy. Nowoczesne prognozy amerykańskie wykorzystujące tę teorię przedstawione zostały na (rys. 4.b).

Suma cząstkowych krzywych Hubberta określonych dla poszczególnych producentów ropy tworzy krzywą globalną (rys. 4.b). Maksimum poszczególnych wariantów krzywej Hubberta, sporządzonych dla różnych wskaźników procentowych wzrostu rocznego zapotrzebowania na ropę, odpowiada zużyciu 50% znanych zasobów. Wirtualny przyrost zasobów ropy aż o 900 mld baryłek (billion am. → mld) opóźnia oil peak zaledwie o 10 lat. Decydujący wpływ na to ma olbrzymie i szybko wzrastające tempo zużywania tych zasobów. Światowe wydobycie ropy już jest i będzie stopniowo coraz droższe finansowo i energetycznie [8, 9]. Od 1962 roku zmniejsza się wielkość odkrywanych pól naftowych. Wykres produkcji przebiega coraz wyżej ponad wykresem odkryć, tj. zasoby coraz



Rys. 4. a) Objawy kryzysu naftowego: wzrastający deficyt ropy naftowej [5], uzupełnienia wg [3] oraz o zasobności złoża Carioca [11] niepotwierdzone. b) Scenariusze produkcji ropy konwencjonalnej wg [5, 6] wykorzystujące teorię Hubberta; × – produkcja w 2007 r. [7]; • – najszybszy (~2020 r.) Oil Peak przy 3% rocznego wzrostu produkcji ropy i jej zasobach określonych z prawdopodobieństwem 95%, • – jw. przy 1% wzroście (~2035 r.)

szybciej maleją, deficyt wzrasta. Głośne odkrycie w 2008 r. pola Carioca w Brazylii to tylko ok. 3% udowodnionych zasobów ropy, co może pokryć obecne potrzeby świata przez nieco ponad rok.

54 spośród 65 państw – producentów ropy przekroczyło „peak oil” lub jest właśnie w fazie szczytu wydobycia. Na każdym

sześć zużytych baryłek ropy przypada jedna odkryta. Proporcja ta pogarsza się każdego roku.

Niezależnie od krótkoterminowych wahań, po kryzysie z 2008 r. cena ropy znów szybko wzrasta (rys. 5).



Rys. 5. Zmiany cen ropy w minionym 20-leciu

Wyczerpywanie się zasobów ropy naftowej odgrywa szczególną rolę. Ropa bowiem jest tak ważnym surowcem dla gospodarki światowej, że jej niedostatek musi wywołać światowy kryzys gospodarczy. Bardzo ważny jest także gaz.

Ropa naftowa i gaz determinują bezpośrednio produkcję: energii elektrycznej, paliw ciekłych (benzyny, oleju napędowego) i smarów, olejów (opałowych, smarowych, transformatorowych i in.), asfaltów i produktów asfaltowych, rozpuszczalników (benzyn ekstrakcyjnych i lakowych, acetonu i in.), wyrobów parafinowych (parafiny stałej, petrolatum, cerezyny), gazu płynnego (propanu – butanu), tworzyw sztucznych, wielu innych produktów petrochemicznych (polietylenu, propylenu, styrenu, etanolu, alkoholu izopropylowego, chlorowcopochodnych etanu, glikoli, gliceryny, fenolu, n – butanolu, butadienu, izooktanu..... etc.), nawozów sztucznych, farmaceutyków etc. Nadto ropa naftowa i gaz determinują pośrednio produkcję żywności i wydajność rolnictwa, m. in. poprzez budownictwo drogowe (asfalty), nawozy, transport kołowy i maszyny rolnicze (paliwa). **Publicyści podają, że ponad milion wyrobów na świecie pochodzi od ropy!**

Kryzys naftowy będzie groźny w szczególności dla rynku paliw napędowych, co musi spowodować narastające trudności dla wszelkich rodzajów transportu, w tym maszyn i pojazdów rolniczych, budowlanych, lokomotyw i in., a nadto dla procesu wytwarzania wszystkich produktów ropopochodnych.

W skali globalnej Oil Peak będzie oznaczać m. in. narastający kryzys wytwórczy w przemyśle i rolnictwie, rozprzestrzenianie się obszarów głodu, zjawiska deglobalizacyjne, wojny surowcowe etc.

Oszacowanie wystarczalności zasobów ropy ukazuje więc tylko część problemu. Dostępne źródła [8, 9] podają, że w odniesieniu do gazu naturalnego efekt Gas Peak wystąpi z ok. 10-letnim opóźnieniem w stosunku do Oil Peak. Trudnościom z tym związanym będzie towarzyszył przyspieszony wzrost zależności naszej cywilizacji technicznej od innych źródeł energii pierwotnej. Pojawia się zatem pytanie, **czy i jakie są na ziemi alternatywne źródła energii, czy istnieje jakieś paliwo ratunkowe?**

Niektóre kręgi specjalistów przywiązują dużą wagę do przyszłej roli **hydratów metanu**. Składają się one z cząsteczek gazu zamkniętych w sieci krystalicznej wody. Jest to bardzo wydajne źródło metanu, ponieważ 1 m<sup>3</sup> hydratu złożony z ok. 0,79 m<sup>3</sup> wody i ok. 0,21 m<sup>3</sup> gazu zawiera ok. 164,6 Nm<sup>3</sup> metanu. Jest to dotychczas nieeksploatowane ogromne źródło energii pierwotnej i cenny surowiec chemiczny. Światowe zasoby naturalnych hydratów metanu oceniane są [12] na ponad 18 000 Gtoe (gigaton ekwiwalentu ropy). Jest to prawie dwa razy tyle, co pozostałych geopaliw łącznie.

Wiedza o zasobach oraz eksploatacji hydratów i o technologii produkcji oraz transportu metanu jest jednak jeszcze w powijakach, jakkolwiek prowadzone są intensywne badania w tym zakresie.

Obecny poziom rozwoju energetyki jądrowej EJ również nie

pozwała spokojnie patrzeć w przyszłość, chociaż zamierzenia wielu krajów wskazują na przyspieszenie rozwoju w tej dziedzinie.

Dotyczy to zarówno konwencjonalnych elektrowni jądrowych, wykorzystujących energię rozszczepienia atomów w dotychczas stosowanym cyklu paliwowym otwartym **CPO**, umożliwiającym wykorzystanie jedynie bardzo małej części energii paliwa jądrowego (ok. 0,7%, w najnowocześniejszych reaktorach 2 ÷ 3%), jak i znacznie bardziej wydajnych przedkitek reaktorów powielających, umożliwiających wielokrotnie efektywniejsze (realnie w ok. 60 ÷ 70%, a jak twierdzą skrajni optymiści prawie w 100%) wykorzystanie zasobów uranu oraz toru w cyklu paliwowym zamkniętym **CPZ** z wielokrotnym recyklingiem paliwa. Możliwie szybkie opanowanie i upowszechnienie tej ostatniej technologii jest realną drogą do istotnego wydłużenia okresu łącznej wystarczalności dotychczas wykorzystywanych geopaliw, co zwiększa szanse znalezienia nowych rozwiązań dla pokonania globalnego kryzysu energetycznego. **Ziemskie zasoby uranu i toru są jednak ograniczone oraz nieodnawialne.**

Wszystkie geopaliwa będące nieodnawialnymi źródłami energii pierwotnej (ropa, gaz, węgiel, uran + tor, hydraty metanu) należy traktować jednakowo, kierując się tymi samymi zasadami oceny ich wystarczalności, przy znanym i prognozowanym tempie globalnego wzrostu rocznego zapotrzebowania energii pierwotnej (średnia 30-letnia 1970 ÷ 2000 ok. 2%). Oznacza to, że proces ich produkcji również podlega modelowi Hubberta.

**Nie ma logicznych przesłanek innego traktowania problemu.**

Obecny poziom techniki i badania naszego globu pozwoliły na w miarę wiarygodne oszacowanie istniejących zasobów kopalnych źródeł energii pierwotnej [3, 4, 24]. Nie należy więc oczekiwać wielkich odkryć np. ropy i in., cudownie zmieniających katastrofalny obraz sytuacji. Dostępne źródła zawierają znaczne rozbieżności dotyczące realnie lub hipotetycznie istniejących zasobów geopaliw. Największe są rozbieżności danych o zasobach uranu, zasoby toru nie są uwzględniane w statystykach międzynarodowych. Jest to uściślone, ale nie ma praktycznego znaczenia dla generalnego obrazu sytuacji.

Pod pojęciem wystarczalności dowolnego geopaliwa rozumie się zazwyczaj liczbę lat, oszacowaną jako iloraz r/p (reserves to production), tj. rezerw do produkcji w roku poprzedzającym prognozę. Jest to podejście niewłaściwe, dające zawyżone wyniki. Analiza danych z minionych lat wskazuje na celowość przyjmowania uśrednionej stałej wartości rocznej stopy procentowej wzrostu zużycia danej kopaliny, co powinno być powszechnie przyjmowane w prognozach perspektywicznych. Z danych wg rys. 4.b wynika, że nawet znaczne zmiany tego wskaźnika, czy też wielkie (wirtualne) zwiększanie zasobów (hipotetyczne nowe odkrycia) przesuwają oil peak w granicach zaledwie 10 ÷ 20 lat.

Dla oszacowania wystarczalności każdego z zasobów odrębnie oraz wszystkich łącznie została przyjęta metodologia postępowania umożliwiająca oszacowanie minimalnego oraz maksymalnego okresu wystarczalności dotychczas rozpoznanych geopaliw [20, 25].

Do analizy wzięto pod uwagę zasoby: ropy, gazu, węgla (kamiennego i brunatnego łącznie), uranu dla przypadku cyklu paliwowego otwartego oraz z uwzględnieniem toru w przypadku reaktorów prędkich z cyklem paliwowym zamkniętym, a także hydratów metanu.

Na podstawie dostępnych danych, wzorem USGS (rys. 4.b), określono trzy kategorie zasobów:

**x** – istniejące z wysokim prawdopodobieństwem  $p \geq 95\%$ , eksploatowane lub możliwe do uzasadnionej ekonomicznie eksploatacji w obecnych warunkach technologicznych (ina-

czej: udokumentowane, udostępnione, przemysłowe, konwencjonalne, potwierdzone bezpośrednio, rezerwy etc.);

**y** – istniejące z umiarkowanym wysokim prawdopodobieństwem, dokładnie nieokreślonym ale zawartym w przedziale  $95\% > p > 5\%$ , dotychczas nieeksploatowane ze względów technicznych lub ekonomicznych, możliwe do przyszłej eksploatacji po zmianach warunków technologicznych lub ekonomicznych (inaczej: szacunkowe, bilansowe, niekonwencjonalne, potwierdzone pośrednio etc.);

**z** – istniejące z małym prawdopodobieństwem  $p \leq 5\%$ , nieudokumentowane, nieeksploatowane, innymi słowy w znacznym stopniu hipotetyczne, domniemane na podstawie różnych przesłanek, oszacowane wg najbardziej optymistycznych prognoz.

**T** – zasoby całkowite przyjęto jako sumę trzech ww. kategorii zasobów, **T = x+y+z**.

Opracowano program komputerowy umożliwiający wielowariantową analizę danych niezbędnych do oszacowania wystarczalności poszczególnych zasobów. Wyniki tej analizy zostały zestawione w tablicy 1.

Dla uzyskania poprawnych i porównywalnych wyników analizy, w przypadku każdego z wariantów pokazanych w tablicy 1 wykorzystano jednolite metody oszacowania wystarczalności zasobów geopaliw.

– Wszystkie zasoby energetyczne geopaliw wyrażono w **Mtoe**, średnie przeliczniki wg World Energy Council [24].

Tablica 1. Oszacowanie wystarczalności obecnych i przyszłych kopalnych paliw pierwotnych [14, 17, 20 ÷ 28]

Źródło energii pierwotnej	Zasoby całkowite [Gtoe] T=x+y+z	Składniki zasobów [Gtoe]			Roczna stopa wzrostu zużycia		Wystarczalność od bazowego roku 2000 % <sub>s</sub> [lata]			Wystarczalność x+T od bazowego roku 2000 przy produkcji P[Mtoe] % <sub>1</sub> oraz x/P i T/P [lata]		
		x	y	z	% <sub>s</sub>	% <sub>1</sub>	x	x+y	T	x+T(% <sub>1</sub> )	x/P+T/P	P
Uran CPO	344	33	15	296	2,6	2,9	32	41	104	35+173	49+508	676
Gaz	1263	425	438	397	3,0	4,7	66	87	100	101+201	202+601	2101
Ropa	2648	301	521	1822	1,4	1,7	57	106	178	64+290	86+762	3474
Węgiel	6271	1023	2352	2896	1,7	2,2	127	193	229	192+565	436+2678	2341
Energia pierwotna 1	10526	1782	3326	5411	2,0	2,7	76	121	155	101+312	179+1056	9963
Hydraty metanu	18836	5651										-
Energia pierwotna 2	29362	7433			2,0	2,7	139		205	254+559	746+2947	9963
U&Th CPZ*	632564	8802	5672	618090	2,6	2,9	229*	249*	398*	1036* +9109*		-
Energia pierwotna 3	661926	16235			2,0	2,7	176	208*	382*	401+4886	1629+ 66438	9963

gdzie:

x, y, z – jak wyżej;

CPO – cykl paliwowy otwarty uranu (dotychczasowa technologia, wykorzystanie od ok. 0,7÷2(3)% energii uranu);

CPZ – cykl paliwowy zamknięty uranowo-torowy (reaktory powielające, założenie wykorzystania ok. 70% energii uranu + toru, z zastrzeżeniami jak niżej dla energii pierwotnej 3);

energia pierwotna:

1 – łącznie dla dotychczasowych źródeł przy CPO;

2 – jak 1 z uwzględnieniem hydratów metanu;

3 – jak 2 przy CPZ – przy założeniu ilości uranu x/y/z: 3,3/1,5/29,6 Mt U oraz toru 1,2/1,4/2,0 Mt Th wg [28, 30÷32];

dane do symulacji z lat 1971/2000 wg [17];

\* Wartości porównawcze, zgrubnie oszacowane dla CPZ wg wybranych danych dla CPO; ilości Th prawdopodobnie zaniżone, nie ma światowych danych statystycznych.



– Na podstawie danych z 30-lecia 1971 ÷ 2000 [20] oszacowano dwuwariantowo średnie stopy rocznego wzrostu zużycia (produkcji) poszczególnych geopaliw, jako  $\%_s$  – składowy i  $\%_l$  – liniowy.

– Dla powyższych danych oszacowano w latach wystarczalność zasobów każdego z analizowanych geopaliw dla:

→ przypadku  $\%_s$ : dla zasobów  $x$ ,  $x+y$ ,  $T=x+y+z$  (dla uranu przy **CPO**; nie dotyczy uranu z torem przy **CPZ** w reaktorach powielających; nie dotyczy hydratów metanu, bo nie są znane  $y$  oraz  $z$ ),

→ przypadku  $\%_l$ : dla granic zakresu zasobów  $x \div T=x+y+z$ ,

→ przypadków granicznych  $x/P \div T/P$  ( $P$  – produkcja w 2000 r.).

– Według analogicznej procedury oszacowano trzy warianty łącznej wystarczalności **energii pierwotnej e. p. 1 ÷ 3**, gdzie:

e. p. 1 → dla zasobów uranu w przypadku CPO, gazu, ropy i węgla (kamiennego z brunatnym),

e. p. 2 → jak e. p. 1 oraz hydratów metanu,

e. p. 3 → jak e. p. 2, ale dla zasobów uranu + toru w przypadku CPZ w reaktorach powielających.

Trzy porównane metody analizy wystarczalności zasobów dają olbrzymie rozbieżności. Z zasady przezorności wynikają preferencje dla wariantu  $\%_s$ , ponieważ stwarza największy margines bezpieczeństwa.

Według opinii autora często stosowany wariant  $x/P \div T/P$  jest nieprawidłowy i daje zawyżone wyniki. Szacowanie wystarczalności zasobów geopaliw przy założeniu stałego ich zapotrzebowania rocznego nie ma logicznego uzasadnienia w świetle danych statystycznych z kilkudziesięciu lat, wykazujących ustawiczny wzrost tego zapotrzebowania.

Z uzyskanych dla wariantu najostrzejszego ( $\%_s$ ) rezultatów wynika kilka zasadniczych wniosków:

1. Realnie istniejące i osiągalne zasoby wszystkich geopaliw ( $x+y$ ) przy dotychczasowym 2% średnim rocznym wzroście zużycia energii pierwotnej ulegną wyczerpaniu w przedziale ok. 70–120 lat (→  $\%_s$ , e. p. 1 dla  $x \div x+y$ ).

2. Włączenie do eksploatacji olbrzymich i jeszcze nie naruszonych, ale zapewne nie całkiem osiągalnych zasobów hydratów metanu przedłuży ten okres o ok. 60 lat. (→  $\%_s$ , e. p. 1 ÷ e. p. 2 dla  $x$ ).

3. Energetyka jądrowa o opanowanych lub przewidywanych technologiach rozszczepiania atomów, przedłuży ten okres o kolejne 40 lat (→  $\%_s$ , e. p. 2 ÷ e. p. 3 dla  $x$ ), a po wprowadzeniu prędkich reaktorów powielających i włączeniu do produkcji energii zasobów toru ludzkość zyska zapewne ponad 200 lat. (→  $\%_s$ , U&Th CPZ\*, wyniki porównawcze o znaczeniu tylko orientacyjnym, zgrubnie oszacowane ze względu na brak danych dla CPZ oraz dla Th).

4. Energetyka jądrowa wykorzystująca energię rozszczepiania atomów nie jest w stanie rozwiązać docelowo problemu wyczerpywalności kopalni ze względu na ograniczone zasoby uranu i toru. Jest jednak konieczna dla wydłużenia okresu przetrwania cywilizacji do uzyskania takiego rozwiązania i tę funkcję może i musi spełnić.

5. Żadna z wykorzystywanych dotychczas metod pozyskiwania energii pierwotnej nie pozwala na ostateczne wyeliminowanie zagrożenia naszej cywilizacji globalnym kryzysem energetycznym.

Powaga sytuacji nie dociera do społeczności międzynarodowej, w szczególności do politycznych kręgów decydenckich,

nie są więc organizowane w skali globalnej zintegrowane działania antykryzysowe, dające szansę podjęcia tego największego dla ludzkości wyzwania cywilizacyjnego i skutecznego wyeliminowania śmiertelnego zagrożenia.

Jedyną obecnie znaną teoretyczną szansą zażegnania tego kryzysu jest opanowanie magnetycznej fuzji jądrowej jako taniego źródła energii pierwotnej (brak akcji ciągłej wyklucza fuzję laserową z zastosowań energetycznych).

W odróżnieniu od reakcji rozszczepienia synteza jądrowa nie jest reakcją łańcuchową. Jest dużo bardziej bezpieczna, nie jest możliwy proces niekontrolowany. Dla zatrzymania reakcji wystarczy odciąć dostarczanie paliwa. Do utrzymania reakcji w czasie 1 minuty potrzeba zaledwie kilka gramów plazmy.

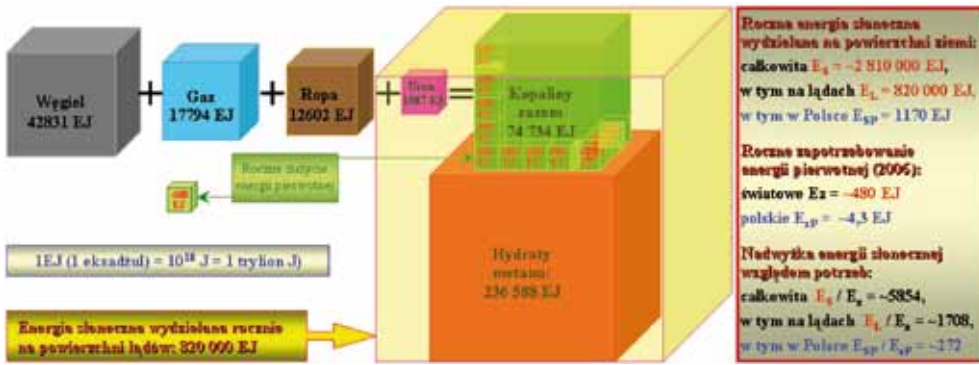
Jest to nadal odległa przyszłość. Decyzją z 2005 r., w Cadarache k. Marsylii rozpoczęto w 2007 r. budowę ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) [18]. Pierwszy zapłon jest przewidywany na rok 2016, planowana jest praca reaktora przez 20 lat. Koszt ITER wyniesie w przybliżeniu 10 mld euro (50% UE, po 10% Chiny, Japonia, Korea Płd., Rosja i USA). Moc i czas reakcji fuzyjnej to 500 MW przez 500 sekund. Średnica pierścienia plazmy 12 m, objętość komory spalania ~1000 m<sup>3</sup>. Planowany jest dodatni bilans mocy przy ok. 10 krotnym jej wzmocnieniu. Energia będzie wydzielana w postaci ciepła, nie jest planowane przetwarzanie jej na energię elektryczną.

Dopiero wynikiem projektu ITER mają być dane bazowe do budowy pokazowej elektrowni termojądrowej DEMO (3 – 4 GW). W materiałach Parlamentu Europejskiego [16] dotyczących projektu ITER i budowy DEMO zakłada się, że ta technologia „może w znacznym stopniu przyczynić się do urzeczywistnienia zrównoważonych i pewnych dostaw energii UE za około **pięćdziesiąt lub sześćdziesiąt lat**, po penetracji rynku przez komercyjne reaktory syntezy jądrowej”. To bardzo długi czas, ok. 80% okresu wystarczalności (tablica 1, e. p. 1 dla  $x$ ) wszystkich znanych i dostępnych geopaliw. Nie można obecnie stwierdzić, że np. hydraty metanu pozwolą przetrwać przez ten okres bez poważnego wstrząsu cywilizacyjnego.

Energia syntezy jądrowej jest zresztą obecnie dostępna, z dużym nadmiarem, w postaci energii słonecznej, ale nadal **nie umiemy jej właściwie wykorzystać** [20]. Z docierającą do nas energią słoneczną, przy powierzchni Ziemi można efektywnie wykorzystać do 1000 W/m<sup>2</sup>, w zależności od szerokości geograficznej, pory roku, pory doby, klimatu, pogody etc. W Polsce średnia roczna gęstość mocy solarnej wynosi ~105 – 125 W/m<sup>2</sup>, a średnie nasłonecznienie (roczna gęstość strumienia energii) wynosi 3,3 – 4,0 GJ/m<sup>2</sup> rok.

Jakkolwiek energia słoneczna jest prazródłem wszystkich odnawialnych źródeł energii, a także paliw kopalnych na bazie węgla organicznego, to jej wykorzystanie napotyka na podstawową sprzeczność. Bieżąc dociera ona do ziemi w sposób rozproszony. Była przetwarzana przez miliony lat poprzez procesy bioorganiczne do postaci wysokiej koncentracji w paliwach kopalnych. Wszystkie nasze technologie energetyczne polegają na wykorzystaniu tego koncentratu i rozproszeniu energii. Obecnie potrafimy koncentrować energię słoneczną w postaci biomasy, ale jest to proces o relatywnie małej efektywności, podobnie jak metody bezpośredniego przetwarzania promieniowania słonecznego na ciepło lub elektryczność, wykorzystywania energii wiatrów, pływów, fal morskich, ciepła oceanów, czy też energii geotermalnej [24, 25].

Proporcje energii słonecznej oraz wszystkich światowych zasobów energii pierwotnej pokazano na rys. 6.



Rys. 6. Światowe zasoby kopalnych źródeł energii pierwotnej [EJ] oszacowane z prawdopodobieństwem 95% wg danych za rok 2005 [20] i bilans energii słonecznej. Średnie przeliczniki wg World Energy Council [17]

Źródłem energii geotermalnej jest wnętrze Ziemi o temperaturze około 5400°C, generujące przepływ ciepła w kierunku powierzchni. Moc ciepła wypływającego na powierzchnię Ziemi wynosi ok. 46 TW, stąd średni strumień geotermalny wynosi ok. 0,063 W/m<sup>2</sup>, a średni gradient temperatury ok. 25 K/km. Jest to niewystarczające do eksploatacji bezpośrednio (do ogrzewania wystarczy woda geotermalna o temperaturze 35÷100°C stopni, ale do produkcji energii musi mieć ona temperaturę ponad 100°C). W praktyce geoenergia może być pozyskiwana w tzw. rejonach hipertermicznych o gradientach temperatury ponad 80 K/km, ew. semitermicznych (40 ÷ 80 K/km). Na razie energia geotermalna jest zbyt droga, by wykorzystywać ją na dużą skalę w energetyce i ma sens jedynie jako uzupełnienie innych źródeł energii, ale występowanie na danym obszarze rejonów hipertermicznych z wysokotemperaturową wodą termalną otwiera możliwości rozwoju taniej i ekologicznej energetyki na skalę lokalną. Rozwój tej geoenergetyki jest jednak dodatkowo uwarunkowany opanowaniem znanych trudności eksploatacyjnych (mineralizacja wód geotermalnych powoduje wytrącanie się soli w instalacjach przy odbieraniu ciepła), a nadto ekonomicznych (brak systemowych gwarancji zwrotu kosztów wierceń o ile instalacja w danym miejscu okaże się niemożliwa).

Jesteśmy więc w wysoce paradoksalnej sytuacji. Energetycznie glob ziemski w kosmosie jest niemal zamkniętym układem, mającym dwa gigantyczne źródła energii: największym źródłem zewnętrznym jest słońce, a największym wewnętrznym jest geoenergia. Mamy także skończone zasoby nieodnawialnych geopaliw: ropy, gazu, węgla, uranu.

Istota pułapki energetycznej w której się znaleźliśmy wynika z naszych słabości technicznych:

- mamy efektywne technologie energetyczne potrzebne do wykorzystania geopaliw,
- nie mamy efektywnych technologii potrzebnych do wykorzystania obu wielkich źródeł energii.

W takim układzie globalnie zamkniętym o całości systemu cywilizacji ludzkiej decyduje energetyczna równowaga globalna oraz jej poziom. W obecnej sytuacji cywilizacji ludzkiej:

- za duża jest szybkość destrukcji zasobów geopaliw;
- za mała jest szybkość samoorganizowania się cywilizacji dla przetrwania;
- destabilizacja energetyczna jest bardziej prawdopodobna, niż równowaga (nawet na niskim poziomie);

**Bardzo szybko wzrasta zagrożenie wejścia w stadium niemożliwego do opanowania kryzysu energetycznego.**

Zgodnie z założeniami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie promowania energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii w wewnętrznym rynku energetycznym UE, zakłada się osiągnięcie do końca 2010 r. średniego wskaźnika na poziomie

12% źródeł odnawialnych w stosunku do całkowitego zużycia energii w UE.

Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (EWEA) opublikowało ostatnio raport „Pure Power” zawierający analizę dotychczasowego rozwoju energetyki wiatrowej w UE oraz scenariusze rozwoju tego sektora do roku 2020 i 2030 w krajach członkowskich. Według autorów raportu energetyka wiatrowa na lądzie jest najtańszą z dostępnych technologii OZE, więc będzie miała największy wkład w osiągnięcie celu obligatoryjnego Dyrektywy 2009/28/WE, określającego dochodzenie do określonego udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej w 2020 r. Cel wyznaczony przez EWEA dla energetyki wiatrowej wzrósł ze 180 GW do 230 GW w roku 2020 oraz z 300 GW do 400 GW w roku 2030 (180 GW i 300 GW to scenariusz „niskiego” rozwoju, 230 GW i 400 GW to scenariusz „wysokiego” rozwoju). Osiągnięcie tego celu będzie wszakże uwarunkowane rozwojem wspólnego europejskiego systemu elektroenergetycznego. Scenariusz „niski” przewiduje dla Polski w 2020 r. moc elektrowni wiatrowych 10 500 MW, tj. wzrost mocy zainstalowanej o ok. 836 MW rocznie i produkcję energii elektrycznej ok. 25,4 TWh (tj. ok. 12,5% udziału energetyki wiatrowej w produkcji energii elektrycznej, przy obecnej produkcji mniejszej od 1 TWh). Scenariusz „wysokiego” rozwoju prognozuje w 2020 r. odpowiednio: 12500 MW; 1002 MW/r.; 30 TWh; 14,8%. Dla Polski już scenariusz „niski” oznacza osiągnięcie w roku 2020 udziału wyższego od 12% wskazywanych przez Komisję Europejską.

Ilościowe oszacowanie wykorzystania innych odnawialnych źródeł energii jest obecnie rzeczą bardzo trudną (brak precyzyjnych badań i danych). Szczególne trudności sprawia np. oszacowanie ilości paliw odnawialnych wykorzystywanych w gospodarstwach domowych (drewno, torf, paliwa odpadowe). Udział źródeł odnawialnych w Polsce w 2002 roku został określony na około 2,5%. Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku określają wzrost tego wskaźnika do 5%.

Jednak rozwijanie tych technologii wytwarzania i przetwarzania energii, w połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii, jest jedynym racjonalnym kierunkiem rozwojowym pozwalającym na zmniejszanie intensywności eksploatacji kopalnych surowców energetycznych, wydłużenie okresu ich wystarczalności i danie ludzkości więcej bezcennego czasu na rozwiązanie problemu pułapki energetycznej, w której się znalazła.

O racjonalności eksploatacji poszczególnych źródeł i wykorzystywania różnych technologii energetycznych decyduje energetyczna stopa zwrotu EROEI (Energy Returned On Energy Invested - energia zwrócona do zainwestowanej). Jej

Tablica 2. Polski węgiel kamienny – zasoby i prognozy. Źródło danych [2], opr. własne

WIELKOŚĆ ZASOBÓW WĘGLA KAMIENNEGO W ROKU 2006 ORAZ PRZEWDYWANA W LATACH 2015 i 2020 [mld t]	Całkowite zasoby węgla kamiennego		
	Rok	Przemysłowe [mln t]	Operatywne [mln t]
1	2	3	4
<b>Razem POLSKA:</b>	<b>2006r</b>	<b>6 033</b>	<b>3 692</b>
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	<b>2015r</b>	<b>4 891</b>	<b>2 931</b>
Katowicka Grupa Kapitałowa	<b>2020r</b>	<b>4 439</b>	<b>2 479</b>
Kompania Węglowa S.A.	<b>% zmiana</b>	<b>73,6%</b>	<b>67,2%</b>
KWK "Budryk" S.A.	<b>2020/2006</b>		
LW "Bogdanka" S.A.			
Południowy Koncern Węglowy S.A.			

## II. Sytuacja energetyczna polski

Pod względem struktury wykorzystania surowców energetycznych Polska jest krajem nietypowym, bowiem aż 97% energii wytwarza się z paliw stałych, w tym 63% z węgla kamiennego. Prognozy w tym zakresie są zmienne w zależności od sposobu szacowania zasobów bilansowych surowców. Dla węgla kamiennego, wg danych GIG, na koniec roku 2007 można przyjąć ilości podane w tablicy 2 oraz na rys. 7.

Wystarczalność węgla kamiennego to okres jedynie 40÷50 lat. Ew. przedłużenie tego okresu będzie zależało od możliwości wykorzystania zasobów bilansowych w polach niezagospodarowanych.

Polska dysponuje jeszcze resztkowymi ilościami ropy i gazu, pokazanymi w tablicy 3. Hydratów metanu w Polsce brak. Uranu się nie wydobywa od wielu lat, jego ew. zasoby wymagają odrębnej analizy.

Zasoby bilansowe węgla brunatnego w Polsce oceniane są na 14 mld t w złożach czynnych, 8 mld t w złożach perspektywicznych, co przy obecnym wydobyciu ok. 60 mln t / r zapewnia okres wystarczalności ok. 400 lat. Węgiel brunatny odgrywa bardzo ważną rolę przy wytwarzaniu energii elektrycznej.



Rys. 7. Wystarczalność polskich zasobów węgla kamiennego. Źródło danych [2], opr. własne wg tablicy 2

Tablica 3. Wystarczalność polskich zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego (dane wg PIG i MG)

Kopalina	Zasoby Z	Zapotrzebowanie P	Wydobycie W	Wystarczalność ZIP	Wystarczalność ZW
Ropa	21,6 mln t	18,4 mln t	0,8 mln t	1,2 roku	27 lat
Gaz	151,2 mld m <sup>3</sup>	11,4 mld m <sup>3</sup>	5,2 mld m <sup>3</sup>	13 lat	29 lat

zmniejszanie się wraz z upływem czasu dla ropy, gazu i węgla to efekt wyczerpywania się złóż łatwo dostępnych i wzrostu kosztów wydobycia. Granicą energetycznej opłacalności jest  $EROEI = E_r / E_i > 1$ , gdzie  $E_r$  - energia zawarta w surowcu energetycznym,  $E_i$  - energia potrzebna do jego pozyskania. Wartości EROEI podane w [5] mają duży rozrzut (obecnie średnio: węgiel ~30; ropa ~5; piaski i łupki ropoosne ~1,5; gaz ~?, źródła odnawialne  $0,8 \div 2$ , w przypadku wiatraków tendencja wzrostowa; fuzja jądrowa ~0,65; wodór ~0,8 (nie jest on źródłem energii, a jedynie nośnikiem energii, który trzeba wyprodukować); wg oszacowania własnego autora dla EJ (rozszczipiania) obecnie ~50, w końcu XXI wieku ~25 (przewidywane zmniejszanie wskutek wzrostu kosztów wykorzystywania coraz uboższych rud uranu i toru).

**Wszystkie działania przy stopie zwrotu poniżej jedności są pozbawione sensu, bo jest to strata energii.** Do działań stymulujących dalszy rozwój cywilizacyjny niezbędne jest tworzenie nowych rozwiązań o możliwie dużych wartościach energetycznej stopy zwrotu. Niezbędne jest szczególnie poszukiwanie alternatywy dla paliw silnikowych, bo Oil Peak najpierw uderzy w ten niezwykle czuły punkt naszej cywilizacji. Problemu tego nie rozwiąże np. rozwój EJ bazującej na rozszczipianiu atomów, pozwalający tylko na przejściowe opanowanie sytuacji.

Strukturę wytwarzania energii pierwotnej oraz energii elektrycznej w Polsce pokazano w tablicach 4 i 5.

Przeciętna wartość opałowa węgla brunatnego wynosi tylko ok. 37% wartości opałowej węgla kamiennego, a obecny i prognozowany udział węgla brunatnego w wytwarzaniu energii pierwotnej jest wg tabeli 4 relatywnie niski [1] i malejący (2006 – 12,9%, 2010 – 12%, 2020 – 9,2%, 2030 – 8,2%). Inaczej jest w przypadku energii elektrycznej. Bez mała 50 TWh energii elektrycznej netto (34%) jest wytwarzane z węgla brunatnego, 86 TWh (58%) z kamiennego (dane za 2006 r.). [1]. Trzeba się w przyszłości liczyć ze znacznym zmniejszaniem okresu wystarczalności węgla brunatnego wskutek wzrostu intensywności jego eksploatacji, powodowanej wyczerpywaniem się zasobów węgla kamiennego. Towarzyszyć temu będą znane kłopoty środowiskowe oraz ich konsekwencje techniczne i ekonomiczne, tutaj pominięte.

Oszacowana wg tabeli 4 średnia stopa wzrostu rocznego zapotrzebowania energii pierwotnej została przyjęta na poziomie ok. 0,75%, co jest wskaźnikiem bardzo niskim (wręcz stagnacyjnym) w prognozowanym okresie do roku 2030, ponad dwukrotnie niższym np. od wcześniejszych prognoz PK ŚRE (ok. 1,6%).

Z danych w tabelach 4 i 5 wynika, że pomimo tego co się mówi w Polsce na temat eksploatacji energii elektrycznej ze

źródeł odnawialnych, jest ona, poza wspomnianą energią wodną, bardzo mała (poniżej 0,5%). Jest to energia obecnie relatywnie droga, jednak są to ogromne, ale niewykorzystane możliwości rozwojowe.

Polska polityka energetyczna dotychczas była i jest nadal realizowana w oderwaniu od problemów globalnych ujmowanych kompleksowo z punktu widzenia wystarczalności źródeł energii pierwotnej.

Na tle wyżej podanych informacji warto przeanalizować założenia strategiczne przyjęte przez Ministerstwo Gospodarki na temat **dostępności nośników energii pierwotnej**, zawarte w załączniku nr 2 PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA I ENERGIĘ DO 2030 ROKU do projektu [1], gdzie (cytuję fragmenty):

- **nie zakładano ograniczeń** możliwości dostaw węgla kamiennego wobec **dużych zasobów światowych**, mimo ograniczonego krajowego potencjału wydobywczego w złożach operatywnych;

- **nie zakładano ograniczeń** w możliwościach importu ropy i gazu ziemnego;

- uwzględniono potencjał wydobywczy węgla brunatnego istniejących kopalń oraz perspektywicznych zasobów tego węgla w złożu Gubin. Przyjęto, że złożo Legnica nie będzie eksploatowane do 2030 r.

- **założono, że paliwo jądrowe będzie powszechnie dostępne** na rynku światowym, zarówno w zakresie dostaw rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych zakładów wzbogacania, a także potencjału produkcyjnego elementów paliwowych **do reaktorów wodnych** (sic!).

- **uwzględniono zasoby energetyki odnawialnej w Polsce**, w tym przede wszystkim energii wiatru oraz biomasy (uprawy energetyczne, odpady rolnicze, przemysłowe i leśne oraz biogaz).

- uwzględniono energię geotermalną w zakresie, który może stanowić racjonalny potencjał energii odnawialnej do produkcji ciepła.

- założono, że saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą będzie zerowe.

**Czy zatem żyjemy i wiecznie żyć będziemy w ułudnym świecie o nieograniczonych zasobach po przystępnych cenach?** Czy nowe dane, coraz bardziej niepokojące, dotrą wreszcie do świadomości ludzkiej i wywołają reakcję obronną?

W takich uwarunkowaniach nasze dotychczasowe działania na rzecz dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Polski w ropę i gaz są nad wyraz krótkowzroczne. Marnujemy energię i kapitał polityczny na walkę o rurociąg NABUCCO, którym do

Tablica 4. Polskie zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii pierwotnej [Mtoe, jednostki naturalne] [1]

	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny <sup>*)</sup>	Mtoe	12,6	11,22	12,16	9,39	11,21	9,72
	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7
Węgiel kamienny <sup>**)</sup>	Mtoe	43,8	37,9	35,3	34,6	34,0	36,7
	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
Ropa i produkty naftowe	Mtoe	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
	mln ton	24,3	25,1	26,1	27,4	29,5	31,1
Gaz ziemny <sup>***)</sup>	Mtoe	12,3	12,0	13,0	14,5	16,1	17,2
	mld m <sup>3</sup>	14,5	14,1	15,4	17,1	19,0	20,2
Energia odnawialna	Mtoe	5,0	6,3	8,4	12,2	13,8	14,7
Pozostałe paliwa	Mtoe	0,7	0,7	0,9	1,1	1,4	1,6
Paliwo jądrowe	Mtoe	0,0	0	0	2,5	5,0	7,5
Eksport energii elektrycznej	Mtoe	-0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>RAZEM ENERGIA PIERWOTNA</b>	<b>Mtoe</b>	<b>97,8</b>	<b>93,2</b>	<b>95,8</b>	<b>101,7</b>	<b>111,0</b>	<b>118,5</b>

<sup>\*)</sup> - wartość opałowa węgla brunatnego 8,9 MJ/kg  
<sup>\*\*)</sup> - wartość opałowa węgla kamiennego 24 MJ/kg  
<sup>\*\*\*)</sup> - wartość opałowa gazu ziemnego 35,5 MJ/m<sup>3</sup>

Tablica 5. Energia elektryczna w Polsce w latach 1997–2007 (dane wg [1])

Bilans i struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce					
Lp	Rok	1997		2007	
		GWh	%	GWh	%
1	Jednostki				
2	<b>Produkcja brutto, z tego:</b>	<b>142 790</b>	<b>100,000</b>	<b>159 347</b>	<b>100</b>
3	Elektrownie ciepłe zawodowe	130 960	91,720	148 024	92,89
4	Elektrownie ciepłe przemysłowe	8 006	5,610	7653	4,80
5	Elektrownie wodne	3 816	2,670	2939	1,84
6	Inne źródła odnawialne	8	0,006	731	0,46
7	Zakup z zagranicy (pobór)	5 357	3,750	7 761	4,87
8	Sprzedaz za granicę (oddanie)	7 542	5,280	13 109	8,23
9	Zużycie krajowe	140 605	98,470	153 999	96,64
10	w tym straty przesyłu i dystrybucji	16 685	11,690	14 560	9,14

Polski nigdy nic nie popłynie, a na południe Europy niewiele. Kto bowiem na świecie ma naprawdę ropę i gaz? Strategiczne działania gospodarcze i kierunki polityki zagranicznej w zakresie dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Polski w ropę naftową i gaz muszą być zdeterminowane realną zasobnością źródeł zaopatrzenia (tablica 6).

Są tylko dwa strategiczne źródła ropy naftowej: pierwsze – Bliski Wschód i drugie – Rosja ze stowarzyszonym Kazachstanem (sześciokrotnie mniejsze), a także tylko dwa strategiczne źródła gazu: Bliski Wschód i Rosja.

Na całej reszcie można budować rozwiązania doraźne, liczone w latach, a nie strategiczne, liczone w dziesięcioleciach. Najdobitniej wyrazili to Niemcy, budując rurociąg bałtycki obok Polski, co w połączeniu z naszą polityką wschodnią jest dla Polski wysoce niekorzystne, by nie powiedzieć ogromnie niebezpieczne.

**Solidarność europejska w obliczu głodu energetycznego może okazać się wysoce iluzoryczna.**

Tablica 6. Dywersyfikacja iluzoryczna zaopatrzenia Polski w ropę i gaz.  
Źródło danych [3]/2009, podkr. dodatkowe własne

Oil	At end 2008				R/P ratio	Natural gas	At end 2008			
	Thousand million tonnes	Thousand million barrels	Share of total				Tillion cubic metres	Share of total	R/P ratio	
<b>Proved reserves</b>						<b>Proved reserves</b>				
Azerbaijan	1.0	7.0	0.6%	20.9		Azerbaijan	1.20	0.6%	81.3	
Denmark	0.1	0.8	0.1%	7.7		Denmark	0.06	*	5.5	
Italy	0.1	0.8	0.1%	21.1		Germany	0.12	0.1%	9.2	
Kazakhstan	5.3	39.8	3.2%	70.0		Italy	0.12	0.1%	14.2	
Norway	0.9	7.5	0.6%	8.3		Kazakhstan	1.82	1.0%	60.3	
Romania	0.1	0.5	*	13.3		Netherlands	1.39	0.8%	20.8	
Russian Federation	10.8	79.0	6.3%	21.8		Norway	2.91	1.6%	29.3	
Turkmenistan	0.1	0.6	*	8.0		Poland	0.11	0.1%	27.1	
United Kingdom	0.5	3.4	0.3%	6.0		Romania	0.63	0.3%	54.6	
Uzbekistan	0.1	0.6	*	14.6		Russian Federation	43.30	23.4%	72.0	
Other Europe & Eurasia	0.3	2.1	0.2%	13.4		Turkmenistan	7.94	4.3%	*	
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>19.2</b>	<b>142.2</b>	<b>11.3%</b>	<b>22.1</b>		Ukraine	0.92	0.5%	49.2	
<b>Total North America</b>	<b>9.7</b>	<b>70.9</b>	<b>5.6%</b>	<b>14.8</b>		United Kingdom	0.34	0.2%	4.9	
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>17.6</b>	<b>123.2</b>	<b>9.8%</b>	<b>60.3</b>		Uzbekistan	1.58	0.9%	25.4	
<b>Total Middle East</b>	<b>102.0</b>	<b>754.1</b>	<b>59.9%</b>	<b>78.8</b>		Other Europe & Eurasia	0.44	0.2%	43.2	
<b>Total Africa</b>	<b>16.6</b>	<b>125.6</b>	<b>10.0%</b>	<b>33.4</b>		<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>62.89</b>	<b>34.0%</b>	<b>57.8</b>	
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>5.6</b>	<b>42.0</b>	<b>3.3%</b>	<b>14.5</b>		<b>Total North America</b>	<b>8.87</b>	<b>4.8%</b>	<b>10.9</b>	
<b>Total World</b>	<b>170.8</b>	<b>1258.0</b>	<b>100.0%</b>	<b>42.0</b>		<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>7.31</b>	<b>4.0%</b>	<b>48.0</b>	
of which: European Union	0.8	6.3	0.5%	7.7		<b>Total Middle East</b>	<b>75.91</b>	<b>41.0%</b>	*	
OECD	12.0	88.9	7.1%	13.2		<b>Total Africa</b>	<b>14.65</b>	<b>7.9%</b>	<b>68.2</b>	
OPEC	129.8	955.8	76.0%	71.1		<b>Total Asia Pacific</b>	<b>15.39</b>	<b>8.3%</b>	<b>37.4</b>	
Non-OPEC†	23.6	174.4	13.9%	14.8		<b>Total World</b>	<b>185.02</b>	<b>100.0%</b>	<b>60.4</b>	
Former Soviet Union	17.4	127.8	10.2%	27.2		of which: European Union	2.87	1.6%	15.1	
Canadian oil sands*	24.5	150.7				OECD	16.53	9.0%	14.6	
<b>Proved reserves and oil sands</b>	<b>195.3</b>	<b>1408.7</b>				Former Soviet Union	57.00	30.8%	71.8	

### III. Konkluzje

Żaden kraj na świecie nie może i nie powinien realizować swej polityki energetycznej w oderwaniu od problemu globalnego kryzysu energetycznego, bo żaden nie przetrwa tego sam. W skali globalnej nie jest istotne, o ile dziesiątek lat będzie się różnił okres destrukcji cywilizacyjnej w poszczególnych krajach, ale czy ludzkość potrafi i zdąży znaleźć skuteczne metody zażegnania globalnego kryzysu energetycznego. Dotyczy to także Polski.

Na rys. 8 pokazano wyniki (za 2008 r.) oszacowania wystarczalności globalnej trzech podstawowych kopalnin: ropy, gazu i węgla.

Dotyczy to rezerw udokumentowanych wg procedur BPSR [3], co najlepiej odpowiada zasobom x wg tablicy 1. Zbieżność wyników wg rys. 8 i tablicy 1 jest tak wysoka, że wnioski nasuwa się same:

- **szybkość destrukcji zasobów geopaliw jest większa, niż szybkość samoorganizowania się cywilizacji dla przetrwania,**
- **prawdopodobieństwo destabilizacji jest wyższe, niż równowagi (nawet na niskim poziomie energetycznym),**
- **bardzo szybko wzrasta zagrożenie wejścia w stadium niemożliwego do opanowania kryzysu energetycznego.**

A zatem kopalne źródła energii pierwotnej wyczerpują się i proces ten będzie ulegał przyspieszeniu nie tylko wskutek wzrostu liczby ludności świata, ale także wskutek szybkiego wzrostu poziomu cywilizacyjnego zaniedbanych gigantów demograficznych: Chin, Indii, Dalekiego Wschodu, Ameryki Południowej, Afryki. **Konkurencja w wyścigu do źródeł energii pierwotnej będzie gwałtownie wzrastać. W miarę powolnego w skali życia człowieka nasilania się sytuacji**

**kryzysowej, posiadacze zasobów energetycznych będą coraz bardziej troszczyć się o swój byt i przetrwanie, a coraz mniej o dobre interesy ze sprzedaży zasobów dla przetrwania innych. Sytuacja wówczas może stać się wysoce konfliktowa.**

Pierwszym znakiem kryzysu będzie zapewne postępujący spadek produkcji paliw napędowych z ropy, co może nastąpić stosunkowo szybko. Nie ma czarodziejskiej różdżki, która by rozwiązała ten problem.

Drogi do uniknięcia globalnego kryzysu energetycznego nie są obecnie znane. Konieczne są całkowicie nowe rozwiązania, wymagające wykorzystania całego geniuszu ludzkiego i zbiorowego wysiłku cywilizacyjnego, na co pozostaje coraz mniej czasu. W praktyce problem musi zostać rozwiązany przez dwa, ew. trzy następne pokolenia.

W międzyczasie trzeba podejmować i rozwijać lokalne i globalne działania zmierzające do zwiększenia produkcji energii z elektrowni jądrowych i ze źródeł odnawialnych oraz racjonalnego użytkowania energii, szczególnie elektrycznej, co będzie łagodziło nasilanie się kryzysu energetycznego.

Dotychczasowe działania antykryzysowe można uznać jedynie za wysoce niezadowalające, zarówno w skali globalnej jak i europejskiej oraz lokalnej, chociaż zainteresowanie polityką energetyczną zaczęło wyraźnie wzrastać. Zdecydowana większość podejmowanych działań systemowych, politycznych – ekonomicznych i technicznych dotyczy tylko jednej strony bilansu energetycznego, tj. problematyki wytwarzania energii elektrycznej, natomiast po stronie użytkowania energii elektrycznej w praktyce dzieje się niewiele [25].

Oczywistą konsekwencją takiej sytuacji jest pilne podjęcie działań antykryzysowych w zakresie użytkowania energii elektrycznej, z równą aktywnością i determinacją jak w zakresie jej wytwarzania.



W przypadku Polski, konieczne jest podjęcie przez Rząd energetycznych działań dla odrobienia wieloletniego opóźnienia we wprowadzaniu energetyki jądrowej EJ.

Interwencja Rządu jest również niezbędna dla zrównoważenia dotychczasowych dysproporcji między działaniami na rzecz wytwarzania oraz użytkowania energii elektrycznej. W szczególności potrzeba systemowego wsparcia dla tworzenia i wdrażania nowych, energooszczędnych technologii użytkowania energii elektrycznej. Takie ukierunkowanie badań w dziedzinie elektryki, przy wykorzystaniu środków pomocowych UE dla finansowania programów badawczo – wdrożeniowych oraz upowszechniania wyników u odbiorców, będzie miało wielkie znaczenie dla przyspieszenia rozwoju gospodarki, społeczeństwa i dla opóźnienia kryzysu.

Podsumowując powyższe rozważania należy stwierdzić, że:

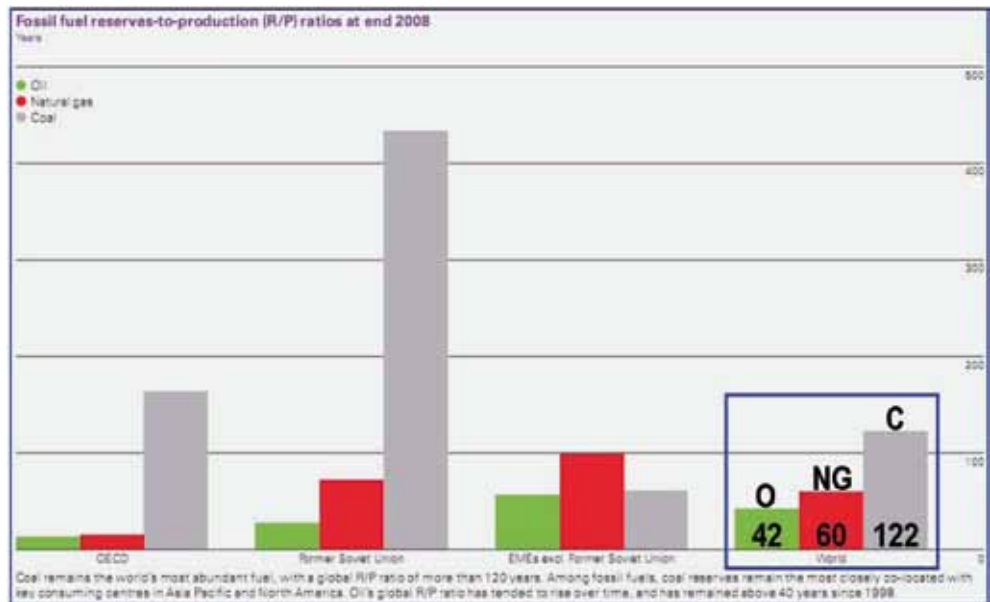
1. Analiza zasobności energetycznej poszczególnych źródeł energii pierwotnej wykazuje, iż żadna z wykorzystywanych dotychczas metod jej pozyskiwania nie pozwala na wyeliminowanie zagrożenia naszej cywilizacji globalnym kryzysem energetycznym. Obecny poziom rozwoju EJ, bazującej na energii rozszczepienia atomów, również nie pozwala spokojnie patrzeć w przyszłość. Dotyczy to zarówno cyklu paliwowego otwartego CPO, jak i zamkniętego CPZ (reaktory powielające IV generacji – rys. 8). Rozwój tej techniki jest jednak **absolutnie niezbędny** dla wydłużenia okresu przetrwania cywilizacyjnego. Synteza jądrowa jest nadal technologią energetyczną odległej przyszłości (wg mat. KE potrzeba na to min. 50 – 60 lat). To za długi czas, ok. 80% okresu całkowitej wystarczalności wszystkich znanych i ostępnych źródeł energii pierwotnej. Prace te wymagają zdecydowanego przyspieszenia.

2. W obecnej sytuacji w Polsce jest konieczne z jednej strony wprowadzenie EJ jako niezawodnego i relatywnie taniego źródła energii, zwłaszcza elektrycznej, z drugiej strony rozwijanie odnawialnych technologii wytwarzania i przetwarzania energii, w synergicznym połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii. Umożliwi to zmniejszanie intensywności eksploatacji dotychczasowych źródeł energii pierwotnej i wydłużenie okresu ich wystarczalności oraz na danie ludzkości więcej czasu na rozwiązanie problemu pułapki energetycznej, w której się znalazła.

3. Możliwości technologiczne działań antykryzysowych są bardzo ograniczone. Działania takie należy podejmować w trzech niżej podanych kategoriach a) ÷ c).

a) W zakresie technologii znanych i obecnie stosowanych:

- silne stymulowanie ekonomiczne rozwoju technologii energooszczędnych we wszystkich dziedzinach;
- systemowe wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym elektrycznej;
- rozwój i upowszechnianie metod racjonalnego użytkowania energii, zwłaszcza elektrycznej;



Rys. 8. Wystarczalność globalna zasobów węgla kamiennego C (122 lata), ropy O (42 lata) i gazu ziemnego NG (60 lat). Źródło danych [3]/2009, podkr. dodatkowe własne.

EMEs → Emerging Market Economies = Ameryka Południowa i Centralna, Afryka, Bliski Wschód, Eurazja bez członków OECD

- rozważne stymulowanie rozwoju EJ wykorzystującej energię rozszczepiania atomów przy użyciu najlepszych z dotychczas wykorzystywanych technologii (sprawa do rozstrzygnięcia przez ekspertów, są różne możliwości – np. CANDU, AP1000 i in.); jest to konieczny **pierwszy etap przejściowy**, pozwalający odtworzyć i rozbudować polski przemysł pracujący dla EJ, ale nie docelowa jej koncepcja (ze względu na małe wykorzystywanie energii uranu).

b) W zakresie technologii badanych i rozwojowych:

- przyspieszanie rozwoju EJ wykorzystującej energię rozszczepiania atomów przy użyciu IV generacji prędkich reaktorów powielających o wielokrotnym recyngliu paliwa (sprawa jw. do rozstrzygnięcia przez ekspertów, są różne możliwości – np. reaktor prędko chłodzony sodem SFR, reaktor z bardzo wysoką temperaturą VHTR i in.); jest to konieczny **drugi etap przejściowy**, pozwalający na maksymalne wykorzystanie energii zasobów toru i uranu, dający naszej cywilizacji relatywnie długi czas na znalezienie docelowego rozwiązania problemu;
- przyspieszanie rozwoju technologii wodorowych w gospodarce, zwłaszcza w transporcie kołowym, maszynach rolniczych i budowlanych etc., dla zastąpienia ropopochodnych lub węglpochodnych paliw płynnych.

c) W zakresie rozpoznanych technologii przyszłości:

- przyspieszanie prac nad fuzją jądrową (magnetyczną, laserową (?) [29]) jako źródłem energii pierwotnej i technologiami wodorowymi jako jej nośnikami.

4. Działania wg pkt 3 a) oraz 3 b) nie dają gwarancji docelowego usunięcia zagrożenia globalnym kryzysem energetycznym. Z pewnością jednak opóźniają jednak jego nadejście i szybkość narastania, dając bezcenny czas na uniknięcie katastrofy cywilizacyjnej. Działania wg pkt 3 c) są obecnie jedyną rozpoznaną teoretycznie technologią stwarzającą jakiegokolwiek szanse zażegnania kryzysu.

5. Zasadnicze znaczenie dla globalnych i lokalnych procesów rozwojowych ma energia elektryczna. W tym zakresie



Polskę cechuje jednostronne podejście do kryzysu energetycznego. Większość działań systemowych, polityczno-ekonomicznych (w tym MG) i technicznych dotyczy problematyki wytwarzania energii elektrycznej, natomiast po stronie użytkownika energii elektrycznej w praktyce dzieje się niewiele. Determinanty takiego stanu rzeczy, to: pozycja polityczna energetyki zawodowej (lobbing polityczny), potęga ekonomiczna (inwestycje) oraz zorganizowanie (sprawność działań), podczas gdy po stronie konsumenckiej występuje rozproszenie środowiskowe, brak możliwości integracji ekonomicznej, brak wspólnego forum organizacyjnego.

6. W szczególności Rząd Polski powinien w trybie pilnym podjąć decyzje polityczne i realizacyjne o wprowadzeniu EJ opartej na reaktorach III generacji oraz o odtworzeniu i rozwoju krajowego potencjału badawczego w zakresie EJ, z docelowym ukierunkowaniem na reaktory powielające IV generacji, a nadto o wejściu do GIF – Międzynarodowego Forum Generacji IV pracującego nad systemami elektrowni jądrowych wykorzystujących takie reaktory (rys. 8). Wysoce korzystne dla Polski wydaje się przyspieszanie **przeskoku technologicznego** do reaktorów IV generacji, co pozwoli skrócić przejściowy etap EJ z reaktorami III generacji i możliwie szybko zmaksymalizować wykorzystanie energii uranu oraz toru. Realność i warunki dokonania takiego skoku technologicznego, którego idea i opłacalność wydaje się uzasadniona, muszą być przedmiotem specjalistycznej ekspertyzy wykonanej dla Rządu. Pozwoli to uniknąć kolejnych kosztownych opóźnień, jakie wystąpiły wskutek przerwania pierwotnego polskiego programu budowy energetyki jądrowej. Dotyczy to również problemu fuzji jądrowej (ITER).

7. Za preferowany przez Rząd kierunek rozwojowy w nauce i gospodarce należy uznać i systemowo stymulować technologie wodorowe, ponieważ wodór jako nośnik energii pierwotnej alternatywny do paliw ropopochodnych może stać się podstawowym (a już obecnie dość dobrze rozpoznany) paliwem przyszłości dla systemów i środków transportu, możliwym do taniego wytwarzania w przypadku opanowania fuzji jądrowej jako taniego źródła energii pierwotnej.

## Literatura

1. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, marzec 2009 r., wer. nr 3, zał. 1 – 5.
2. Czaplicka K.: *Zasoby węgla kamiennego*. Prezentacja multimedialna, GIG, 2009; Konferencja PAN Wyniki Narodowego Programu Foresight Polska 2020, Warszawa, 2009.
3. BP Statistical Review of World Energy. 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009. www.bp.com
4. International Energy Agency. Publications and papers. <http://www.iea.org/Textbase/publications/index.asp>
5. Peak oil. Szczyt produkcji ropy naftowej. <http://www.peakoil.pl/>
6. Raport ORNL/TM-2003/259. Oak Ridge National Laboratory, 2003.
7. WorldOil magazine 04.2008, [http://www.worldoil.com/Magazine/magazine\\_contents.asp?Issue\\_Type=CURRENT](http://www.worldoil.com/Magazine/magazine_contents.asp?Issue_Type=CURRENT)
8. Wood J. H., Long G. R., Morehouse D. F.: *Long-Term World Oil Supply Scenarios*. <http://www.hubbertpeak.com/us/eia/oilsupply2004.htm>
9. Hirsch R. L., Bezdek R., Wendling R.: *Peaking of world oil production: impact, mitigation, & risk management*. 2005. [http://www.projectcensored.org/newsflash/The\\_Hirsch\\_Report\\_Proj\\_Cens.pdf](http://www.projectcensored.org/newsflash/The_Hirsch_Report_Proj_Cens.pdf)
10. Bankier.pl POLSKI PORTAL FINANSOWY. <http://www.bankier.pl/inwestowanie/narzedzia/tech/index.html?>
11. Oil Voice: [http://www.oilvoice.com/n/Petrobras\\_Provides\\_Clarifications\\_on\\_the\\_Discovery\\_in\\_the\\_Carioca\\_Area/](http://www.oilvoice.com/n/Petrobras_Provides_Clarifications_on_the_Discovery_in_the_Carioca_Area/)
12. U.S. Geological Survey. Marine and Coastal Geology Program. Gas (Methane) Hydrates -- A New Frontier. <http://marine.usgs.gov/fact-sheets/gas-hydrates/title.html>
13. [http://pl.wikipedia.org/wiki/Klatrat\\_metanu](http://pl.wikipedia.org/wiki/Klatrat_metanu)
14. [atomowe]: Reaktory jądrowe na świecie (2006-07) oraz zapotrzebowanie na uran. [http://www.atomowe.kei.pl/index.php?option=com\\_content&task=view&id=54&Itemid=69](http://www.atomowe.kei.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=54&Itemid=69)
15. Modro S. M.: *Systemy elektrowni jądrowych Generacji IV, ekonomicznie konkurencyjnych, bezpiecznych oraz niepodatnych na wykorzystanie dla celów produkcji broni jądrowej*. Opracowanie Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. [http://manhaz.cyf.gov.pl/manhaz/strona\\_konferencja\\_2003/EPS2003\\_07pl.pdf](http://manhaz.cyf.gov.pl/manhaz/strona_konferencja_2003/EPS2003_07pl.pdf)
16. Buzek J.: (sprawozdawca): Sprawozdanie nr (COM(2005)0119 – C6-0112/2005 – 2005/0044(CNS)). Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego. 04.01.2006.
17. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej. Raport: Sektor energii – świat i Polska. Rozwój 1971 – 2000, perspektywy do 2030 r. [http://www.iea.org/Textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=911](http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=911)
18. 52004IE0955 Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego w sprawie energii termojądrowej.
19. <http://www.jet.efda.org/pages/jet/history/chronology.html>
20. Bartosik M.: *Globalny kryzys energetyczny – mit czy rzeczywistość?* Przegląd Elektrotechniczny. R. 84 nr 2/2008.
21. International Energy Annual (IEA) - long-term historical international energy statistics. <http://www.eia.doe.gov/iea/>
22. Olsza M., *Ubywa zasobów i mocy – rośnie zapotrzebowanie*. Węgiel górą! „Energia - Gigawat”, nr 11/2003. <http://www.gigawat.net.pl/article/articleview/276/1/33>
23. Rogner H.H.: *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*, Annual Review of Energy and Environment, 1997
23. World Energy Council. Latest WEC Studies and Reports. <http://www.worldenergy.org/publications/>
25. Biuletyn Techniczno-Informacyjny OŁ SEP nr 3/2006 (32).
26. <http://www.hydropole.ch/Hydropole/Intro/WorldE.gif>
27. World Information Service on Energy. WISE Uranium Project. <http://www.wise-uranium.org/index.html>
28. Lenarczyk K.: *Możliwości wykorzystania toru w energetyce*. Politechnika Warszawska, 2004.
29. Clery D.: *Fusion's Great Bright Hope*. [http://www.sciencemag.org/SCIENCE\\_VOL\\_324\\_17\\_April\\_2009\\_AAAS](http://www.sciencemag.org/SCIENCE_VOL_324_17_April_2009_AAAS).
30. WNA <http://www.world-nuclear.org/info/inf62.htm> (Updated February 2009).
31. USGS <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/thorium/690303.pdf>
32. 2007 Survey of Energy Resources World Energy Council 2007 Uranium [http://www.worldenergy.org/documents/ser2007\\_final\\_online\\_version\\_1.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf)

**Marek BARTOSIK**

**Wiceprezes Akademii Inżynierskiej w Polsce  
Kierownik Katedry Aparatów Elektrycznych  
Politechniki Łódzkiej**

Maciej Pawlik

## Polski „Energymix” 2020+

### Wstęp

Spełnienie wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, określanego skrótowo 3 x 20%, do 2020 roku, jak i potrzeba zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki, wymaga istotnej dywersyfikacji struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki (tzw. „energymix”), tj. odejścia od monostruktury węglowej na rzecz innych nośników energii, tj. gazu, energii odnawialnej i energii jądrowej.

Wzorem – zapewne niedościgłym w dającym się przewidzieć okresie czasu – jest struktura paliwowa elektroenergetyki Unii Europejskiej, w której w 2008 roku udział poszczególnych nośników w tymże „energymix” wynosił: węgla – 31%, gazu – 20%, energii jądrowej – 30%, energii wodnej – 10% oraz wiatru, biomasy i innych źródeł odnawialnych – 6% [1]. Z liczb tych wynika, że aż 46% energii elektrycznej w UE jest wytwarzane z wykorzystaniem technologii bez emisji CO<sub>2</sub>.

Program ograniczenia do 2020 roku emisji CO<sub>2</sub> o 20% i wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (dla Polski o 15% – w odniesieniu do energii finalnej) budzi w Polsce wiele kontrowersji i obaw, czy wyznaczone cele są realne. Pesymiści twierdzą, że jego realizacja to zbyt duże obciążenie dla gospodarki, optymiści natomiast upatrują w nim szansę na rozwój gospodarczy kraju. Wspomniane cele są względem siebie komplementarne. Im bowiem większy będzie udział energii elektrycznej wytwarzanej bez emisji CO<sub>2</sub> (tj. ze źródeł odnawialnych i energii jądrowej), tym mniejszy będzie wymagany do 2020 roku przyrost nowych mocy w energetyce węglowej wielkoskalowej.

### Elektrownie węglowe

Nie ulega wątpliwości, że utrzymywanie nadal odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki i ustabilizowanie go w przyszłości wymaga dalszego rozwoju krajowego parku elektrowni węglowych (wielkoskalowych), węgiel bowiem będzie jeszcze w następnych dziesięcioleciach odgrywał istotną, choć zapewne malejącą rolę, jako pierwotne źródło energii. Musi jednak nastąpić znaczący postęp technologiczny, aby poza bezpieczeństwem elektroenergetycznym i efektywnością ekonomiczną sprostać rosnącym wymaganiom ochrony klimatu.

Po 20 latach zastoju w budownictwie krajowych elektrowni systemowych, przekazano w lutym 2008 roku w Elektrowni Pątnów nowy blok na parametry nadkrytyczne, o mocy 464 MW, a wiosną 2009 roku – drugi blok nadkrytyczny 460 MW (na węgiel kamienny, z największym w świecie kotłem

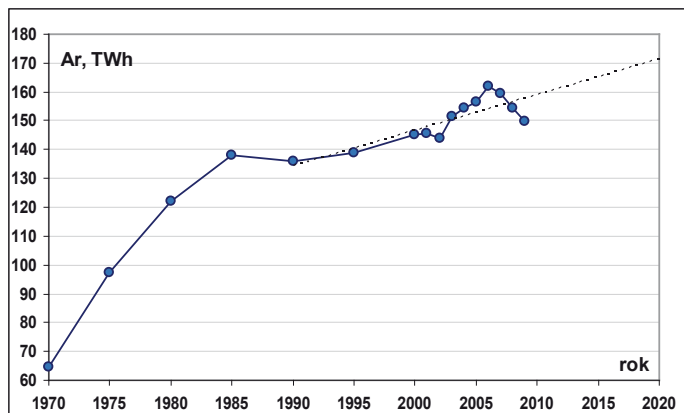
fluidalnym) w Elektrowni Łagisza. W budowie jest największy krajowy blok nadkrytyczny o mocy 858 MW na węgiel brunatny w Elektrowni Bełchatów. Tym samym krajowy sektor wytwarzania energii, wprawdzie ze sporym opóźnieniem, wkroczył jednak na nową ścieżkę rozwoju, charakteryzującą się przejściem na nadkrytyczne parametry pary.

Długie okresy przygotowania i realizacji wspomnianych inwestycji w nowe moce wytwórcze spowodowały, że przyjęte parametry początkowe odbiegają, niestety, w dół od opopanego już dziś poziomu i wynoszą: dla bloku w Pątnowie 25 MPa, 540/565°C, nieco wyższe są dla bloku 858 MW w Bełchatowie: 25 MPa, 555/580°C i, jak dotychczas, najwyższe dla bloku 460 MW w Łagiszy, tj. 27,5 MPa, 560/580°C. Pozwoli to na osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej: 41% w Pątnowie, 42% w Bełchatowie i ok. 43% w Łagiszy, nie dając jednak pełnego efektu z zastosowania osiągniętych i opianowanych już dziś parametrów nadkrytycznych na poziomie 30 MPa, 600/620°C.

Uwzględniając stan wiedzy i zaawansowanie klasycznej technologii wytwarzania energii elektrycznej, opartej na obiegu Rankine’a (technologia PF – *Pulverized Coal-Fired*), każdy kolejny krajowy blok energetyczny, opalany węglem kamiennym, musi być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600°C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiągniętych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali, tj. 600÷620°C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> do poziomu 750 kg/MWh, czyli o ok. 30% mniejszego niż dla wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32÷33%. Musi to być ponadto blok zaprojektowany w wersji „capture-ready” przewidujący wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologie CCS – *Carbon Capture and Storage*) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą opianowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne, czego oczekuje się ok. 2020 roku. Te względy nakazują niezwykle starannie rozpatrywać celowość każdej nowej inwestycji w źródła węglowe.

### Ile nowych mocy w elektrowniach węglowych?

Poniżej przeprowadzono analizę zapotrzebowania na nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej do 2020 roku w funkcji udziału generacji bez emisji CO<sub>2</sub> i przy ograniczeniu tej emisji o 20%. Przyjęto przy tym na wstępie, że udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem wyniesie w 2020 roku 5%, choć z dalszych rozważań wynika, że może on być wyższy.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1970–2009

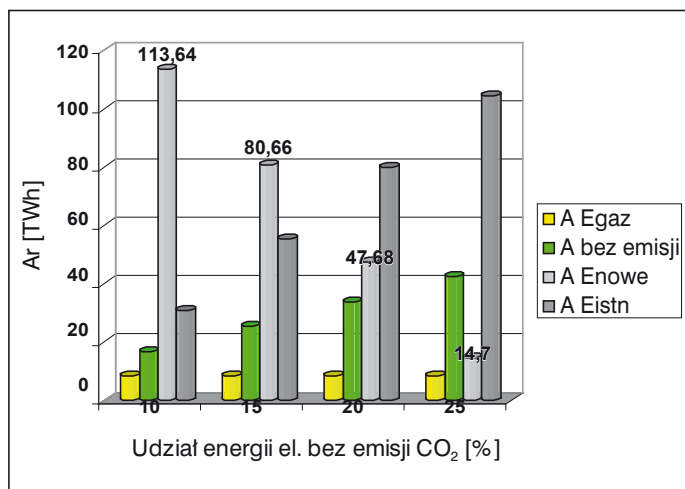
Punktem wyjścia do analizy jest prognozowana wartość produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku. Zakładając – po wyjściu z kryzysu – tempo ponownego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, jak w piętnastolecie 1995–2010, wydaje się, że trudno będzie oczekiwać w 2020 roku produkcji na poziomie przekraczającym 170 TWh (patrz rys. 1)

Szacunki te są zresztą zbieżne z prognozą ARE, przygotowaną dla potrzeb „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” [2]. W dokumencie tym stwierdza się, że osiągnięcie celów unijnych w zakresie energii odnawialnej wymagać będzie produkcji energii elektrycznej brutto z OZE w 2020 roku na poziomie 31 TWh, co będzie stanowiło 18,4% produkcji całkowitej. Wynikająca stąd produkcja całkowita w 2020 roku to 168,5 TWh.

W analizie przyjęto następujące założenia:

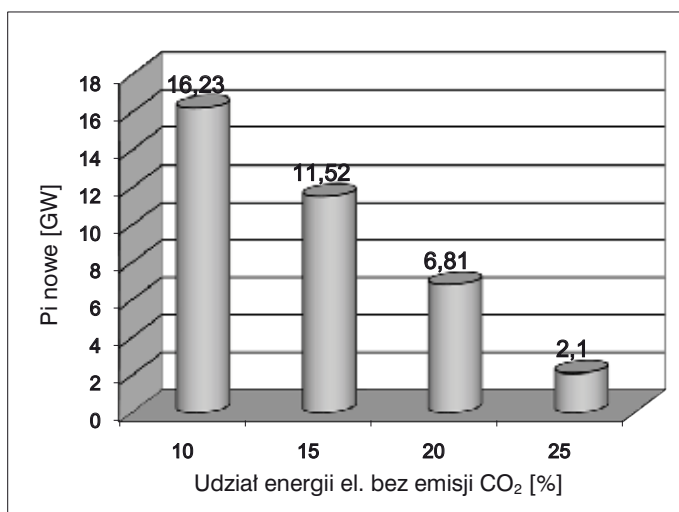
- aktualna emisja CO<sub>2</sub> ze źródeł krajowej elektroenergetyki – ok. 150 mln t/a;
- ograniczenie emisji o 20% do roku 2020, tj. do poziomu 120 mln t/a;
- nowe bloki na parametry nadkrytyczne o sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45 ÷ 46%, gwarantującym emisję CO<sub>2</sub> nie przekraczającą 750 kg/MWh;
- pozostałe (istniejące) bloki emitujące ok. 1000 kg/MWh dwutlenku węgla (choć wśród nich będą zmodernizowane bloki m.in. w Elektrowni Turów czy Bełchatów – o mniejszej emisyjności);
- przez elektrownie bez emisji CO<sub>2</sub> – rozumie się odnawialne źródła energii oraz elektrownie jądrowe (w kategorii tej może się mieścić także import energii elektrycznej).

Wyniki analizy, przedstawione na rys. 2 i 3 wskazują na kluczową rolę udziału źródeł bez emisji CO<sub>2</sub> (źródeł odnawialnych i jądrowych) w miksie paliwowym krajowej elektroenergetyki dla spełnienia wymagań pakietu klimatycznego UE w 2020 roku. I tak, np. dla 15-procentowego udziału źródeł bez emisji (produkcja 25,5 TWh) ograniczenie emisji dwutlenku węgla z krajowej elektroenergetyki do 120 mln t wymusi potrzebę wyprodukowania blisko 81 TWh energii w nowych nadkrytycznych blokach węglowych (rys. 2) i tylko nieco ponad 55 TWh w istniejących źródłach węglowych. Wymagać to będzie zainstalowania do 2020 roku ok. 11,5 GW (przy czasie użytkowania mocy zainstalowanej ok. 7000 h/a – rys. 3) w nowych wysokosprawnych blokach węglowych.



Rys. 2. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki w 2020 r. w zależności od udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji CO<sub>2</sub> (obliczenia autora)

Natomiast przy udziale produkcji energii elektrycznej bez emisji na poziomie 20% (ok. 34 TWh) udział energii z nowych, wysokosprawnych elektrowni węglowych kształtuje się na poziomie poniżej 48 TWh (rys. 2), czemu odpowiada wymagany poziom mocy zainstalowanej tych źródeł 6,81 GW (rys. 3). Wymagana w tym przypadku produkcja w istniejących elektrowniach wzrasta do ok. 80 TWh, co nie powinno być problemem uwzględniając podaż mocy osiągalnej istniejących elektrowni w 2020 roku (po odstawieniach) na poziomie 26,8 GW [3].

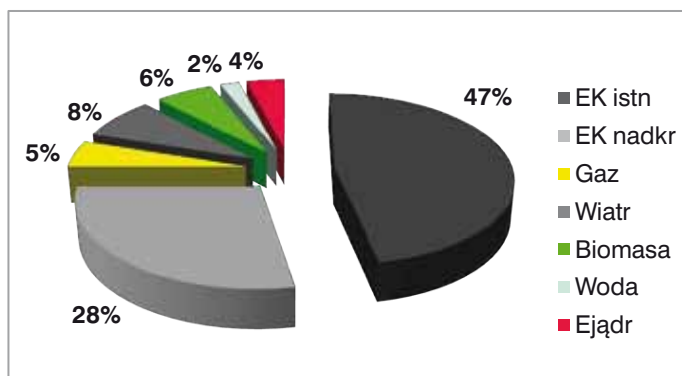


Rys. 3. Wymagany poziom mocy zainstalowanej nowych wysokosprawnych elektrowni węglowych w zależności od udziału produkcji energii elektrycznej bez emisji CO<sub>2</sub> (obliczenia autora)

Poziom 20% udziału energii bez emisji CO<sub>2</sub> wydaje się realny, jeżeli do 2020 roku uda się oddać do eksploatacji pierwszą krajową elektrownię jądrową. Możliwy jest także wariant włączenia energii z litewskiej elektrowni jądrowej w Ignalinie (6 ÷ 7 TWh/a), bądź elektrowni jądrowej w okręgu kaliningradzkim, której budowa jest już zatwierdzona przez rząd Rosji. Trzeba mieć na uwadze, że 20-procentowy udział produkcji energii elektrycznej bez emisji dwutlenku węgla, to jeszcze poziom odległy od osiągniętego w Unii Europejskiej udziału 46%, stanowiłby jednak poważny krok w kierunku dywersyfikacji bazy paliwowej krajowej elektroenergetyki, na co wskazuje rys. 4.

Uzyskane wyniki obalają także pewien mit, utrwalony w ostatnich latach, wskazujący na pilną potrzebę odtwarzania i budowy nowych mocy wytwórczych w wielkoskalowej energetyce konwencjonalnej na poziomie 1000 do 1200 MW rocznie.

Jeżeli wziąć pod uwagę zgłoszenia potencjalnych inwestorów, a zwłaszcza „wysyp” przed 31 grudnia 2008 r. zgłoszeń o „fizycznie rozpoczętych” inwestycjach w nowe moce wytwórcze na poziomie ok. 25 GW (co wyniknęło z możliwości uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> po 2013 roku), inwestycje w nowe moce wielkoskalowej energetyki węglowej na poziomie 7 GW stanowią niepełne 30% zamierzeń i są zapewne do zrealizowania.



Rys. 4. Oczekiwana optymalna struktura paliwowa (energymix) krajowej elektroenergetyki w 2020 roku

## Możliwości realizacji powyższego scenariusza

### Odnawialne źródła energii

Szacunki specjalistów wskazują na możliwość zainstalowania w krajowym systemie elektroenergetycznym do 2020 roku ok. 7000 do 11000 MW mocy w elektrowniach wiatrowych (raport Polskiego Stowarzyszenia Elektrowni Wiatrowych ze stycznia 2010 r. przewiduje nawet 13 000 MW). Do końca 2009 roku przyłączono wprawdzie do sieci tylko 724 MW, ale w budowie znajduje się ok. 390 MW, podpisano umowy na dalsze ok. 1500 MW, natomiast operatorzy sieci wydali już warunki przyłączenia do sieci na łączną moc blisko 13 000 MW. W zależności od stopnia realizacji tych zamierzeń można oczekiwać w 2020 roku wolumenu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych w przedziale 12,5÷15,5 TWh rocznie.

Biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej i przemysłu drzewnego, uprawy roślin energetycznych, odpady i pozostałości z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz, przedstawia sobą w warunkach Polski największy potencjał do wykorzystania w produkcji „zielonej” energii. Stąd zrozumiałe zainteresowanie krajowej elektroenergetyki i ciepłownictwa technologiami umożliwiającymi współspalanie biomasy z węglem w istniejących kotłach energetycznych. Współspalanie jest chyba najprostszą i najszybszą metodą wykorzystania biomasy do produkcji energii elektrycznej i ciepła, co wynika z relatywnie niskich nakładów inwestycyjnych, związanych z przystosowaniem istniejących kotłów energetycznych do tego procesu. Współspalanie jest aktualnie realizowane w ok. 20 krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Wraz z węglem współspalana jest głównie

biomasa drzewna (zrębki, trociny) i biogaz, ale także odpady z produkcji zwierzęcej i roślinnej (wytloki z rzepaku, z produkcji kawy zbożowej, śruta, czy mączka kostna). Współspalanie można dzisiaj uznać za technologię, stanowiącą poważne źródło w strukturze wytwarzania energii odnawialnej (tabela 1).

Tablica 1. Wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii w Polsce w latach 2005–2009  
(źródło: Urząd Regulacji Energetyki)

Rodzaj OZE	Wielkość produkcji 2005 r. [GWh]	Wielkość produkcji 2009 r. [GWh]
Elektrownie biomasowe	467,9	525,9
Elektrownie biogazowe	104,5	293,1
Elektrownie wiatrowe	135,3	1028,9
Elektrownie wodne	2175,0	2374,6
Elektrownie wykorzystujące technologię współspalania	877,0	4073,6
<b>Suma</b>	<b>3759,7</b>	<b>8296,1</b>

Większość problemów związanych ze współspalaniem jest opanowana, występują jednak wciąż pewne bariery ze strony transportu, układów podawania paliwa czy instalacji młynowych, zaprojektowanych na określone paliwo. Mimo, iż wciąż jeszcze ilość biomasy zużywanej w elektroenergetyce jest stosunkowo mała, już jest powodem zakłóceń na rynku dostaw.

Konieczny jest więc intensywny rozwój energetyki odnawialnej, wykorzystującej przede wszystkim biomasę z upraw rolniczych (agroenergetyki), czyli tworzenie perspektyw dla pozyskiwania oczekiwanych ilości i jakości biomasy. Ścierają się przy tym poglądy, czy biomasa – jeśli ma być spalana – to w małych, rozproszonych źródłach do tego przystosowanych (czyli powinna stanowić 100% masy paliwa), czy współspalana z węglem (stanowiąc kilkuprocentową frakcję).

Wydaje się ponadto, że biomasa powinna być raczej przetwarzana na biogaz/bioetan, bowiem w kogeneracyjnych źródłach biogazowych (agregatach kogeneracyjnych spalinyowych lub mikroturbinach gazowych) jest szansa na uzyskanie sprawności do 85%, czyli na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego. Wykorzystanie ok. 1 mln hektarów nieużytków (ok. połowy krajowych nieużytków) pod uprawy roślin energetycznych, z przeznaczeniem na produkcję biogazu, pozwoliłoby uzyskać ok. 60 TWh energii w paliwie pierwotnym (szacunki prof. J. Popczyka są nawet wyższe, ok. 80 MWh/ha), czyli ok. 20 TWh energii elektrycznej i w skojarzeniu ok. 30 TWh ciepła w przypadku wystąpienia zapotrzebowania na ciepło.

Trudno dziś przesądzić, czy Program „Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne”, przyjęty w Ministerstwie Gospodarki 9 lipca 2009 r., zakładający budowę do 2020 roku średnio jednej biogazowni w każdej gminie (w Polsce jest 2489



gmin), stworzy takie możliwości, ale realizacja tego programu choćby w połowie, może – razem ze współspalaniem – dać ok. 10 TWh energii elektrycznej z biomasy w 2020 roku.

Ważne jest więc zaktywizowanie powiązań pomiędzy producentami biomasy a producentami energii elektrycznej i ciepła. Zintegrowanie działań w zakresie upraw roślin energetycznych oraz technologii ich przetwarzania na energię użytkową w małych źródłach rozproszonych powinno zmniejszyć ilość obszarów wyłączonych z użytkowania rolniczego, zaktywizować lokalne społeczności do działalności gospodarczej i w efekcie zwiększyć liczbę miejsc pracy. Nie bez znaczenia jest też utrzymanie równowagi biologicznej lokalnych ekosystemów oraz ograniczenie transportu materiałów przez wykorzystanie miejscowych surowców energetycznych.

### Elektrownie jądrowe

Dla realizacji scenariusza omówionego powyżej i osiągnięcia w 2020 roku struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki jak na rys. 4, niezbędnym staje się włączenie do krajowego systemu elektroenergetycznego pierwszej elektrowni jądrowej i uzyskanie produkcji ok. 5,5 ÷ 8 TWh. Rosnący w następnych latach udział energii jądrowej przyczyni się do dalszego ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, zwiększenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju (poprzez dywersyfikację struktury paliwowej), a także może być stabilizatorem cen energii elektrycznej.

### Elektrownie gazowe

W powyższej analizie założono wstępnie, że udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem wyniesie w 2020 roku 5%.

Zwiększenia udziału „niskowęglowego” paliwa, jakim jest gaz, jest istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i poprawy właściwości ekologicznych źródeł energii. Drogą do tego będzie zwiększenie ilości gazu – w pierwszej kolejności do produkcji skojarzonej w elektrociepłowniach. Pierwsze instalacje, o mocach od kilku MW (EC Opole, EC Ostrów Wlkp., EC Władysławowo, EC Siedlce) poprzez kilkadziesiąt MW (EC Gorzów, EC Sarzyna, EC Rzeszów) do ponad 150 MW (EC Lublin-Wrotków, EC Zielona Góra) już pracują w krajowym systemie elektroenergetycznym. W dużej części jest to gaz zaazotowany z małych i średnich złóż krajowych, dla którego optymalne i efektywne jest zastosowanie do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W efekcie powyższych inwestycji udział gazu w strukturze paliw krajowej elektroenergetyki wzrósł z 1,9% w 2005 r. do 3,02% w 2007 r. i 3,49% w pierwszym kwartale 2008 r.

Przyrost udziału gazu w produkcji energii elektrycznej powinien jednak obejmować także bloki gazowe do pracy szczytowej i wysokosprawne kombinowane bloki gazowo-parowe do pracy podstawowej. Mogą one – poza nowymi lokalizacjami (np. w północnej części kraju, dla poprawy topologii terytorialnej źródeł energii) – zastępować także wyeksploatowane bloki węglowe w istniejących elektrowniach, przyczyniając się tym samym do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Oczekiwana internalizacja kosztów zewnętrznych (głównie ochrony środowiska)

powinna w przyszłości sprzyjać zwiększeniu udziału gazu w krajowej elektroenergetyce.

O planach budowy elektrowni opalanych gazem informują polskie grupy: Energa, PGE i Tauron, działające w Polsce zagraniczne koncerny energetyczne: ČEZ, EDF, Electrabel i RWE, a także firmy spoza branży: KGHM, ZA Puławy, ZA Tarnów-Mościce. Dla poprawienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, PSE Operator planuje budowę szczytowych elektrowni gazowych o łącznej mocy 600 MW w źródłach co najmniej 50 megawatowych (głównie w północno-wschodniej części Polski).

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) oczekuje od potencjalnych inwestorów deklaracji dotyczących zapotrzebowania na paliwo gazowe, w celu zbilansowania zapotrzebowania w perspektywie do 2020 roku, szacując ze swej strony możliwość budowy 3 ÷ 4 GW nowych mocy na gazie, co pozwoliłoby na zwiększenie udziału gazu w strukturze paliwowej („energymix”) krajowej elektroenergetyki do poziomu ok. 8%. Ten kierunek rozwoju krajowego parku elektrowni sprzyjać będzie niewątpliwie realizacji zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego.

### Podsumowanie

Reasumując, możliwa – według szacunków autora – do uzyskania w kraju w 2020 roku produkcja energii elektrycznej ze źródeł bez emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 32 ÷ 36 TWh (z wiatru 12,5 ÷ 15,5 TWh, z biomasy ok. 10 TWh, z wody ok. 3 ÷ 4 TWh i z energii jądrowej ok. 6 ÷ 7 TWh) zmieni w sposób istotny strukturę paliwową krajowej elektroenergetyki na rzecz energetyki odnawialnej. Ponadto decentralizacja wytwarzania energii, dywersyfikacja nośników energii pierwotnej i wykorzystanie lokalnych zasobów ograniczy szkody środowiskowe związane z wydobywaniem i spalaniem paliw konwencjonalnych. Wspomniana ilość energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych pozwoli uniknąć emisji ok. 32 ÷ 35 mln ton CO<sub>2</sub> w wyniku substytucji węgla.

### Literatura

1. Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2008, 2009/2010. VGB PowerTech.
2. ARE: *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku* (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009 r.
3. Majchrzak H.: *Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7.05.2009.
4. Pawlik M.: *Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE*. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2009, nr 7/8, s. 24–29.
5. Pawlik M.: *Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem*. Mat. Konf. „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”. Kiekrz, 28–29.11.2005, s. 49–51.

**prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik**  
**Politechnika Łódzka**  
**Instytut Elektroenergetyki**



**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Realizacja strategicznych inwestycji proekologicznych

Projekty do realizacji w okresie 2010-2016:

- Budowa IOS na blokach 1 i 2
- Budowa instalacji i składowiska odpadów paleniskowych w nowej technologii tzw. suspensji
- Współspalanie biomasy
- Podsuszenie pyłu węglowego
- Budowa instalacji demonstracyjnej CCS
- Modernizacje urządzeń na mniej energochłonne
- Kompleksowe modernizacje bloków-poprawa sprawności

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 6/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Kompleksowy program rekonstrukcji i modernizacji bloków energetycznych 3-12

Celem modernizacji jest:

- Wydłużenie żywotności do 320 tys. godz.
- Podniesienie sprawności wytwarzania >2%
- Podwyższenie mocy bloków do 380 MW
- Obniżenie emisji NOx < 200 mg/Nm<sup>3</sup>
- Obniżenie emisji pyłu < 50 mg/Nm<sup>3</sup>
- Poprawa dyspozycyjności bloku >92%
- Zmniejszenie awaryjności <1%
- Rozszerzenie pasma regulacji mocy 40-100%
- Zastosowanie systemu sterowania i nadzoru DSC
- Spełnienie wymagań w zakresie regulacji mocy i czasów uruchomień wg norm UCTE

Do tej pory zmodernizowano bloki nr 3 i 4; w trakcie realizacji bl. nr 5 i 6; trwa proces przetargowy bl. 7-12  
Zakończenie programu planowane jest na 2016 rok.

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 9/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Lider Polskiej Ekologii 2007/2008



PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 7/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Bloki nr 1 i 2

- Możliwa praca tych bloków do końca 2015 roku (derogacja)
- budowana jest IOS dla bloków 1 i 2 (jeden absorber)
- Zaktualizowany bilans węgla wskazuje na możliwość przedłużenia pracy jednego z tych bloków do końca eksploatacji pozostałych bloków (2036 r.)
- Decyzja w tej sprawie – w najbliższym czasie.
- Może na drugim bloku zmiana paleniska do spalania biomasy

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 10/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Zachowanie gatunków



PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 8/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Lokalizacja złoża „Złoczew”



Pod względem administracyjnym rejon złoża znajduje się w południowo-zachodniej części województwa łódzkiego w odległości około 4 km w kierunku południowo-wschodnim od miejscowości Złoczew i ok. 50 km (w linii prostej) na północny-zachód od Kopalni i Elektrowni Bełchatów. Rozciąga się wąskim pasem szerokości 1000-1500 m na przestrzeni ok. 10 km, z południowego zachodu na północny wschód.

Rys. 1. Lokalizacja złoża „Złoczew”, źródło: opracowanie własne na podstawie Google Maps

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 11/25



**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Koncepcja zagospodarowania złoża „Złoczew”



We wstępnych analizach przyjęto, że wydobycie węgla brunatnego ze złoża „Złoczew” odbywać się będzie metodą odkrywkową z użyciem układu technologicznego KTZ (koparka - taśmociąg - zwalówka). Do eksploatacji złoża wykorzystane zostaną maszyny podstawowe (koparki i zwalówki) oraz przenośniki taśmowe kończące prace w Polu Belchatów i Polu Szczerców. Zakłada się, że węgiel dostarczany będzie do istniejącej Elektrowni Belchatów transportem kolejowym lub nowo wybudowanej elektrowni w rejonie złoża „Złoczew”.

Rys. 2. Poglądowy szkieł zwalownika zewnętrznego i wyrobiska odkrywkowego Pola „Złoczew”, źródło: PGE KWB Belchatów S.A.

PGE Elektrownia Belchatów S.A. 12/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Stan zasobów, parametry węgla, warunki geologiczno-górniczne

Parametr	j.m.	Złoczew	Belchatów	Szczerców
Geologiczny wskaźnik N:W	m/m	4,5 : 1	3,19 : 1	3,40 : 1
Eksploacyjny wskaźnik N:W	m <sup>3</sup> /t	8,3 : 1	3,38 : 1	3,47 : 1
Maksymalna Głębokość wyrobiska	m	340	310	335

Tabela 3.  
Porównanie wskaźników N:W w Polu Złoczew, Belchatów i Szczerców, źródło: Pole Złoczew na podstawie koncepcji Poltegoru, Pola Belchatów i Szczerców na podstawie danych PGE KWB Belchatów S.A..

PGE Elektrownia Belchatów S.A. 13c/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Stan zasobów, parametry węgla, warunki geologiczno-górniczne

Wyszczególnienie	j.m.	Ilość	Zasoby bilansowe	Zasoby bilansowe
Zasoby geologiczne	mln ton	498.560	485.622	12.938
Zasoby przemysłowe	mln ton	450.644	443.804	6.840
Szacunkowe zasoby operatywne	mln ton	428.111		

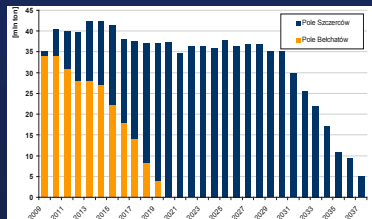
Tabela 1.  
Zestawienie udokumentowanych zasobów węgla brunatnego złoża „Złoczew” w kategorii C2, źródło: Dokumentacja geologicznej złoża węgla brunatnego „Złoczew” w kategorii C2 (PIG, Warszawa., 1979) oraz studium Poltegor-projekt.

PGE Elektrownia Belchatów S.A. 13a/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Uwarunkowania lokalne

Zapotrzebowanie na węgiel ze strony elektrowni i aktualny program wydobycia



Obecna baza zasobowa PGE KWB Belchatów S.A. oparta jest o udokumentowane zasoby złoża węgla brunatnego „Belchatów” - Pole Belchatów i Pole Szczerców. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego Pola Belchatów pozostałe do wyeksploatowania w latach 2009-2019 wg dodatku do Projektu Zagospodarowania Złoża wynoszą 281,0 mln ton, a Pola Szczerców planowane do wyeksploatowania w latach 2009 - 2037 wynoszą 720,6 mln ton.

Rys. 3. Aktualny program wykorzystania węgla w kompleksie Belchatów, źródło: PGE KWB Belchatów S.A.

PGE Elektrownia Belchatów S.A. 14/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

### Stan zasobów, parametry węgla, warunki geologiczno-górniczne

Parametr	j.m.	Złoczew	Belchatów	Szczerców
Wartość opałowa Q <sub>r</sub> węgla przy 50% wilgotności	kJ/kg	8445	8370	8250
Siarka całkowita S <sub>t</sub> w stanie suchym	%	1,17	1,57	2,87
Zawartość popiołu A <sup>s</sup> w stanie suchym	%	21,82	23,0	24,80

Tabela 2.  
Porównanie wartości podstawowych parametrów jakościowych węgla brunatnego złoża „Złoczew” z węglem z Pola Belchatów i Szczerców, źródło: dla złoża „Złoczew” Dokumentacja geologicznej złoża węgla brunatnego „Złoczew” w kategorii C2 (PIG, Warszawa., 1979) oraz studium Poltegor-projekt, pozostałe dane PGE KWB Belchatów S.A.

PGE Elektrownia Belchatów S.A. 13b/25

**PGE**

## Konferencja Regionalna „Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego”

Łódź, maj 2010

PGE Elektrownia Belchatów S.A.



**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Blok 858 MW**

Parametry

- WMT - 2400 t/h
- para świeża: 266 bar/554oC
- para wtórna: 54 bar/582oC
- wysokość kotła: 150 m
- przekrój komory paleniskowej: 23 x 23 m
- elektrofiltr 4 strefowy
- turbina pięciokadłubowa
- Chłodnia kominowa o wys. 180 m, przystosowana do odprowadzenia oczyszczonych spalin,
- Emisje:
  - NOx - < 200 mg/Nm3
  - SO2 - < 200 mg/Nm3
  - Pył - < 30 mg/Nm3
- Maksymalne zagospodarowanie ścieków w obiegach wewnętrznych,
- Emisje hałasu od urządzeń: poniżej 85 dB(A),

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 16/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Stan realizacji Bloku 858 MW**

- Rozpoczęcie budowy – 2.10.2006 r.
- 2010 rok – zakończenie prac budowlanych i montażowych, próby funkcjonalne, zarówno bloku jak i linii wyprowadzenia mocy do SE Trębaczew (rozdzielnia 400 kV – wybudowana)
- Planowane przekazanie do eksploatacji – II kw. 2011 r.

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 19/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Blok 858 MW**  
Wysoka sprawność – obniżenie emisji CO2

- Gwarantowana sprawność netto bloku > 41,76%
  - Zastosowanie nadkrytycznych parametrów pary 26/5,5 MPa, 555/582 °C
  - Zastosowanie nowoczesnych układów łopatkowych turbiny,
  - Układ chłodzenia wraz z chłodnią kominową zapewniający niskie ciśnienie w skraplaczu ok. 40 mbar,
  - Zastosowanie układu odzysku ciepła od spalin,
  - Ograniczenie potrzeb własnych bloku poniżej 5,7%,
  - Optymalizacja procesu wytwarzania,
  - Pełna automatyzacja procesu technologicznego.

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 17/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Działania w zakresie CCS (Carbon Capture and Storage)**

- Studium wykonalności instalacji wychwytywania CO2 - ALSTOM
- Studium wykonalności instalacji transportu i magazynowania CO2 – ICHPW Zabrze
- Otwory badawcze na dwóch strukturach geologicznych (Lutomiersk-Tuszyn oraz Wojszyce)
- Badania sejsmiczne, gravimetryczne oraz niekonwencjonalne ww. struktur geologicznych

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 20/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Wizualizacja Bloku 858 MW**

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 18/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Wizualizacja instalacji CCS na Bloku 858 MW**

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 21/25

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**Sprawność wytwarzania – Różne rodzaje elektrowni**

The graph plots net efficiency (%) on the y-axis (0 to 100) against electrical power (MW) on a logarithmic x-axis (0.01 to 10,000). Technologies shown include:
 

- Wodna** (Water): High efficiency (~90-95%) across a wide power range.
- Węglowa** (Coal): Efficiency (~35-45%) at lower power levels.
- Węglowa (prze-gaz)** (Coal gasification): Efficiency (~40-50%) at intermediate power levels.
- Węglowa (Dzika)** (Wild coal): Efficiency (~30-40%) at low power levels.
- Turbiny gazowe** (Gas turbines): Efficiency (~30-40%) at low to intermediate power levels.
- Chłodziwa gazowe** (Gas coolants): Efficiency (~30-40%) at intermediate power levels.
- Jądrowa** (Nuclear): Efficiency (~30-40%) at very high power levels.
- Fotowoltaiczne** (Photovoltaic): Efficiency (~10-20%) at very low power levels.
- Wiatrowa** (Wind): Efficiency (~10-20%) at very low power levels.

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 23/25

**PGE**

**Konferencja Regionalna  
„Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego”  
Łódź, maj 2010**

PGE Elektrownia Bełchatów S.A.

**PGE** Strategia energetyczna dla Regionu Łódzkiego

**A czy tak będzie?**

A 3D architectural rendering of a power plant facility, showing large circular structures and industrial buildings situated near a body of water.

PGE Elektrownia Bełchatów S.A. 24/25

**PGE**

**Dziękujemy za uwagę**

PGE Elektrownia Bełchatów S.A.

**Waldemar Szulc**  
*PGE Elektrownia Bełchatów*



Andrzej Strupczewski, Krzysztof Andrzejewski

# Czy uratuje nas energia atomowa?



**KONFERENCJA REGIONALNA  
STRATEGIA ENERGETYCZNA DLA  
REGIONU ŁÓDZKIEGO**

---

**CZY URATUJE NAS ENERGIA  
ATOMOWA?**


**Doc. dr inż. A. Strupczewski**  
Wiceprezes Stowarzyszenia Ekologów  
na Rzecz Energii Nuklearnej SEREN

A.Strupczewski@cyf.gov.pl

---

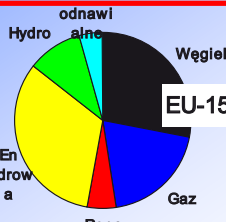
**Czy praca elektrowni jądrowej  
oznacza zagrożenie dla  
ludności?**

**Główne źródło energii elektrycznej: w Polsce  
węgiel a w Unii – energia jądrowa.**



**Polska**

Węgiel



**EU-15**

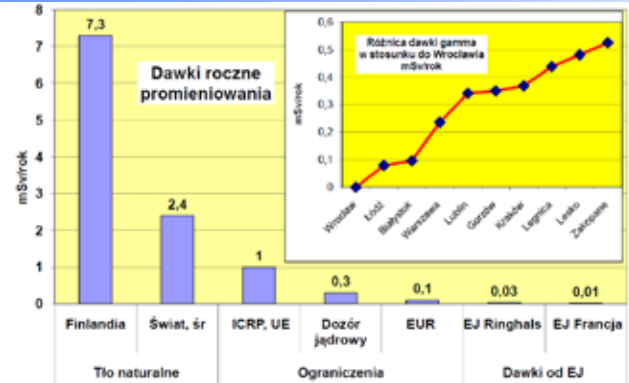
Węgiel

Polska spala węgiel – zmniejszyliśmy emisje, ale mimo to produkty spalania zanieczyszczają atmosferę

Zasoby węgla w dotychczas pracujących kopalniach zaczną się wyczerpywać w połowie lat 20-tych, a budowa nowych kopalni by eksploatować złoża położone na większych głębokościach i trudniejsze do wydobycia będzie znacznie bardziej kosztowna.

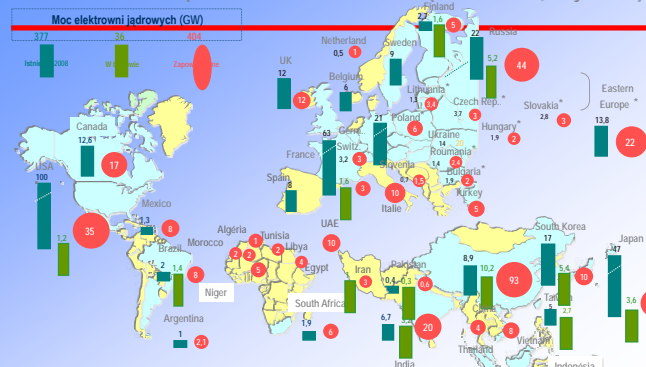
W UE główne źródło elektryczności to EJ – czyste, bezpieczne, nie powodujące efektu cieplarnianego i dające tanią elektryczność...

**Dawki od EJ mniejsze niż różnice między miastami w Polsce**



Kategoria	Dawka (mSv)
Finlandia	7,3
Świat, śr	2,4
ICRP, UE	1
Dozór jądrowy	0,3
EUR	0,1
EJ Ringhals	0,03
EJ Francja	0,01

**Nowe elektrownie jądrowe na świecie :  
GWs w budowie i planowane do 2025 roku (źródło EDF, luty 2009)**



Further NNB announcements (GW): Armenia (1), Bangladesh (1), Belarus (2), Croatia/Albania (2), Estonia (1), Jordan (2,8), Kazakhstan (3), Philippines (0,6)

**Elektrownie dla Polski inne niż była w Czarnobylu  
Tamtą awaria nie może się powtórzyć**

W całej historii reaktorów poza Czarnobylem nikt nie stracił życia ani zdrowia wskutek awarii jądrowej w EJ

Reaktory RBMK jakiego pracowały w Czarnobylu były zasadniczo inne niż wszystkie inne reaktory energetyczne:

**Konstrukcja RBMK oparta była o rozwiązania reaktorów wojskowych do produkcji Pu**

- Przy małych mocach, po awarii **moc ich rosła zamiast maleć**
- Nie miały obudowy bezpieczeństwa
- Były eksploatowane wbrew zasadom bezpieczeństwa

Reaktor jaki zbudujemy w Polsce w razie awarii wyłączy się, nawet jeżeli operatorzy zrobią błędy.

Dlatego nie obawiamy się awarii takiej jak w Czarnobylu

### Zachowanie węgla, ropy i gazu dla przyszłych pokoleń

Zasoby węgla, ropy i gazu ziemnego to cenny surowiec dla przemysłu chemicznego i marnotrawstwem jest spalanie ich w elektrowniach. Musimy zachować je dla przyszłych pokoleń.

Obecnie eksploatowanych pokładów węgla wystarczy nam na około 30 lat, a w perspektywie około 70 lat również i droższych pokładów węgla może nam zabraknąć.

Natomiast uran nie nadaje się do niczego poza rozszczepieniem w elektrowni jądrowej.

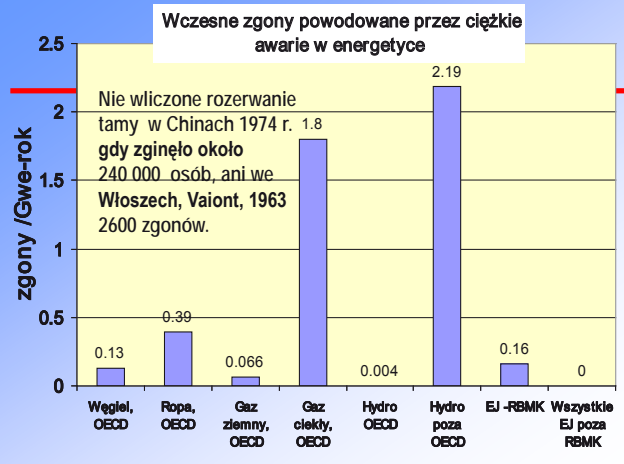
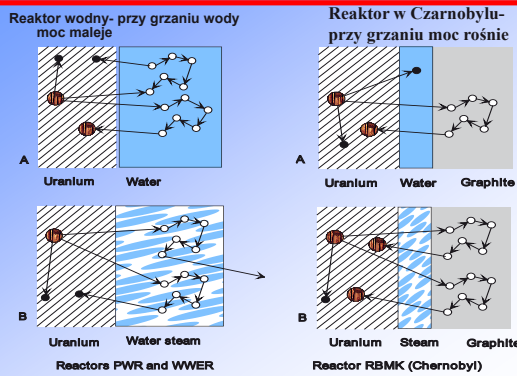
Zasoby uranu są ogromne, a przy wprowadzeniu cyklu zamkniętego z prędkimi reaktorami powielającymi praktycznie niewyczerpalne.

Dlatego użycie uranu nie powoduje w praktyce zubożenia zasobów – a więc spełnia podstawowy warunek strategii zrównoważonego rozwoju, korzystnej i dla nas i dla naszych wnuków.

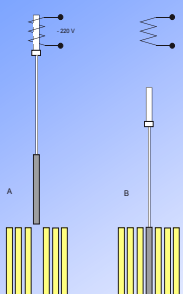
### Czemu podczas awarii moc reaktora w Czarnobylu wzrosła – zamiast zmaleć?

- Po rozszczepieniu jądra uranu neutrony mają ogromną szybkość i przenikają przez paliwo nie powodując rozszczepień
- Aby nastąpiło rozszczepienie, muszą być one spowolnione
- W reaktorach PWR czy BWR do spowolnienia służy woda – pochłania ona neutrony, ale niewiele. Gdy jej zabraknie (po awarii) neutrony nie spowalniają się, rozszczepień nie ma, reaktor się wyłącza.
- W reaktorze w Czarnobylu (typ RBMK) neutrony spowalniały się w graficie, woda była potrzebna tylko do odbioru ciepła.
- Gdy woda odparowała (wskutek błędu operatora) grafit spowalniał neutrony nadal, zaś pochłonięć w wodzie nie było. Rozszczepień było więc więcej – moc reaktora rosła.

### Zasadnicza różnica między reaktorami PWR, BWR, WWR – a reaktorem w Czarnobylu



### Naturalne cechy bezpieczeństwa EJ wg EUR: np. wykorzystanie siły ciężkości



- Wykorzystanie sił przyrody by uzyskać maksymalną niezawodność układów bezpieczeństwa
- Podczas normalnej pracy pręty bezpieczeństwa wiszą nad rdzeniem, utrzymywane w górze przez elektromagnesy.
- W razie awarii, lub utraty zasilania elektrycznego, pole magnetyczne znika i pręty spadają do rdzenia pod wpływem siły ciężkości.
- W reaktorach wodnych spadek pręty bezpieczeństwa zawsze obniża moc
- W Czarnobylu wprowadzanie prętów bezpieczeństwa powodowało dodatkowy przejściowy wzrost mocy

### Elektrownie jądrowe są bezpieczne!

- Powtórzmy:
- W ciągu całej historii elektrowni jądrowych budowanych do celów cywilnych – poza Czarnobylem, który był oparty na konstrukcji reaktora do celów militarnych – nikt nie stracił życia ani zdrowia wskutek awarii radioaktywnej.**
- Nikt z personelu i nikt ze społeczeństwa.**
- A reaktory III generacji są jeszcze bezpieczniejsze – możemy się ich nie bać**



**Układ wielu barier - bezpieczeństwo zachowane w razie utraty dwóch, a nawet trzech z nich.**



- Układ barier w EJ:**
1. Pastyłki paliwowe,
  2. Koszulka cyrkonowa,
  3. Zbiornik reaktora,
  4. Obudowa bezpieczeństwa

Awaria ze stopieniem rdzenia zdarzyła się w reaktorze PWR w TMI (USA). Utracono barierę 1 i 2, ale zbiornik reaktora (bariera 3) – i obudowa bezpieczeństwa (bariera 4) pozostały szczelne

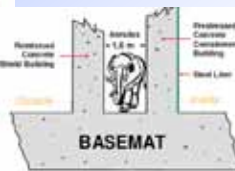
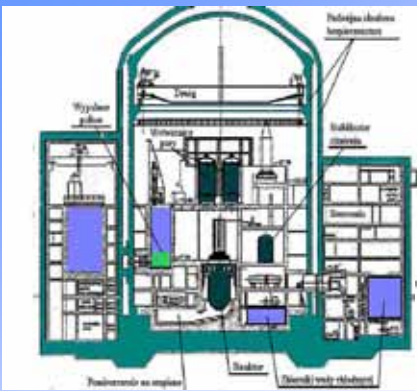
Awaria w TMI nie spowodowała żadnych szkód zdrowotnych

**Ogólne kryteria oceny lokalizacji przyjęte w studium Energoprojekt**

1. Integracja z systemem elektroenergetycznym	10. Ogólne skutki środowiskowe
2. Geologia, trzęsienia ziemi	11. Ryzyka od działalności człowieka
3. Sejsmologia i inżynieria sejsmiczna	12. Miejscowa infrastruktura
4. Hydrologia (włączając wodę gruntową, powódzie i tsunami)	13. Miejsca kulturowe i historyczne
5. Dostępność wody chłodzącej, ujęcie zrzut	14. Dostępność i drogi ewakuacyjne
6. Demografia i użytkowanie ziemi	15. Charakterystyka transportu powietrznego, lądowego i morskiego
7. Meteorologia i warunki atmosferyczne (włączając kierunki wiatru, tornada i huragany)	16. Aspekty prawne
8. Studia flory i fauny	17. Konsultacje społeczne
9. Bezpieczeństwo jądrowe i aspekty ochrony radiologicznej	

**EPR odporny na awarie jądrowe i ataki z zewnątrz.**

Podwójna obudowa bezpieczeństwa, wzmocniona tak, że wytrzyma nawet uderzenie samolotu Boeing 757



Reaktor EPR firmy AREVA- 1650 MWe, 3,3 mld euro, pełne bezpieczeństwo, spełnia wszystkie wymagania energetyki UE

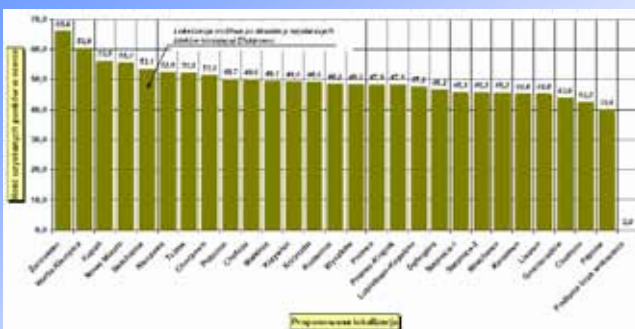
**POTENCJALNE LOKALIZACJE ELEKTROWNI JĄDROWEJ**



**Gdzie budować elektrownie jądrowe w Polsce?**

1. Zarnowiec 65,6 pkt
  2. Kłempicz 59,9
  3. Kopań 55,8
  4. Nowe Miasto 55,3
  5. Bełchatów 53,1 dla obecnych warunków.,
- Jeśli EJ będzie powstawała na miejsce istniejących bloków, to punkty za KSE i wodę będą większe – o około 8 pkt – i Bełchatów może być na 2-gim miejscu. A więc w perspektywie 20 lat – gdy węgla brunatnego będzie mało – EJ może powstać w Bełchatowie

**Ekspertka ocena proponowanych lokalizacji – stan przewidywany dla EJ na rok 2020**



**Założenia przyjęte w studium MIT 2009**

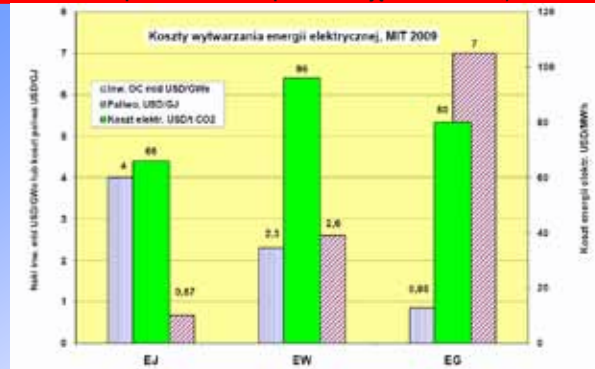
Koszt U na 80 USD/kg U, koszt pracy rozdzielczej (wzbogacania) 160 USD/SWU, koszt konwersji 6 USD/kg U oraz 250 USD/kg U dla produkcji paliwa z tlenku uranu. Optymalny próg odcięcia przy wzbogacaniu równy 0.24%, początkowy wsad uranowy 9.08 kgU, praca rozdzielczaj 6.99 SWU, wypalenie 50 MWD/kg U. Wzrost kosztu paliwa uranowego 0.5% na rok, średnia cena w ciągu 40 lat 0.76 USD/GJ, lub 2,74 USD/MWh.

Koszt węgla 65 USD/t. i eskalacja 0,5% rocznie, stąd średnia cenę węgla przez 40 lat 2.94 USD/GJ lub 73,4 USD/t. Dla gazu to samo tempo eskalacji, średnia cenę gazu przez 40 lat 7,9 USD/GJ.

Czas pracy EJ, EW i EG 40 lat, wsp. obciążenia 0,85. Sprawność termiczną EJ 0,33, EW 0,385, EG 0,50. Czas budowy EJ 5 lat, EW 4 lata, EG 2 lata. Udział kapitału z pożyczki bankowej 60% z oprocentowaniem pożyczek 8% i oprocentowaniem kapitału akcyjnego 12%, opłaty za emisję 40 USD/t CO2.

## Czy rozwój energetyki jądrowej w Polsce się opłaci?

Koszty wytwarzania energii elektrycznej wg MIT z 2009 r. (nakłady inwest. podano bez oprocentowania kapitału (overnight), oprac. własne dla opłat za emisję 40 USD/t CO<sub>2</sub>.)



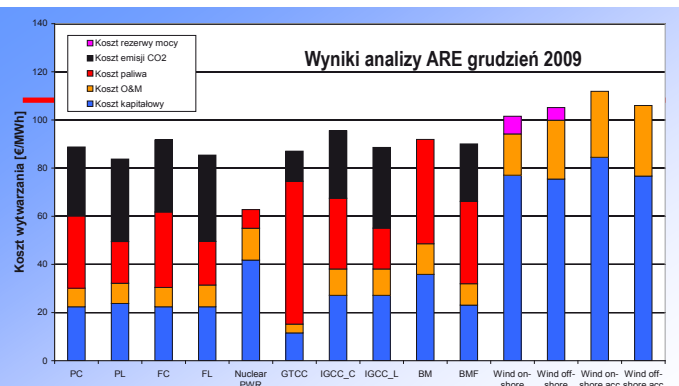
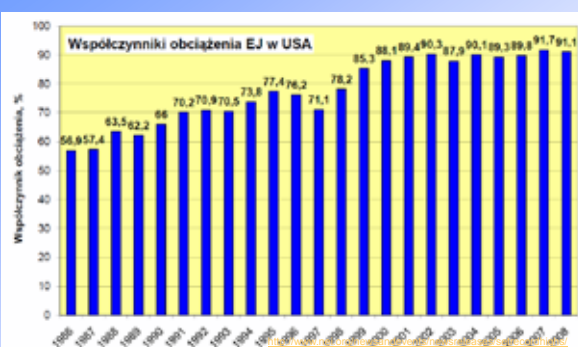
## Czemu energetyka jądrowa stała się tańsza od innych źródeł energii?

- Ogromny wzrost niezawodności i dyspozycyjności – współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej niespotykane wśród innych źródeł energii.
- Ograniczenie nakładów inwestycyjnych mimo osiągnięcia znacznego wzrostu bezpieczeństwa.
- Korzyści dla zdrowia człowieka i środowiska – brak emisji tlenków siarki, azotu, pyłów, metali ciężkich.
- Wyniki programu UE ExternE wykazały że EJ należy do źródeł energii o najmniejszych kosztach zewnętrznych.
- Brak emisji CO<sub>2</sub> – nie płaci się kar za emisję.
- Energetyka jądrowa bierze pełną odpowiedzialność za unieszkodliwianie odpadów
- zapewnia fundusze na ich usuwanie z biosfery i na likwidację EJ

## Dane o kosztach inwestycyjnych- styczeń 2010 – spór rozstrzygnięty

- Kontrakt na 20 miliardów USD – 4 x 1400 MWe, Dostawca Republika Korei - kupujący Emiraty Arabskie
- Zakres dostaw w ramach kontraktu- projekt, komplet dostaw, budowa, rozruch, pierwszy pełny wsad paliwowy dla każdego bloku,
- Nie objęte kontraktem – koszty oprocentowania kapitału, koszty kupna działki pod elektrownie, koszty podłączeń do sieci.
- Cena jednostkowa – 20/1,4 = 14.4 mld euro za 5600 MWe
- Więc - 2,57 mln euro/Mwe
- Oferta AREVY droższa o 30% - ale poziom bezpieczeństwa wyższy (obudowa odporna na atak samolotu, pełna gwarancja utrzymania rdzenia wewnątrz obudowa nawet po stopieniu)

## Współczynniki obciążenia dla EJ stale rosną



Koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródłach przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. Czas pracy elektrowni pełną mocą: ciepłne i jądrowa - 7000/rok, wiatrowe na lądzie: 2190h/rok, wiatrowe na morzu: 3066h/rok.





### Przeciwnicy EJ twierdzą, że z rud ubogich nie można uzyskać energii netto.

Logiczne jest, że w miarę zużycia uranu trzeba będzie sięgać do rud o coraz niższej koncentracji uranu, co spowoduje wzrost kosztów wydobycia i wzrost energii potrzebnej do wydzielenia uranu z rudy. Jak wielki będzie ten wzrost?

Storm van Leeuwen i Smith (SLS), twierdzą „...nie można osiągnąć wytwarzania energii netto z uranu przy zawartości uranu w rudzie od 0,02 do 0,01% U3O8. Limit ten nie zależy od stanu technologii ani od założeń, na jakich oparta jest analiza

Wniosek ten opierają oni na ekstrapolacji danych z 1976 roku uzyskanych w USA dla rud o wysokiej zawartości uranu, wydobywane z kopalni o dużym stosunku masy skały pionnej do rudy, przy czym nie rozpatrują zupełnie możliwości wydobycia uranu z kopalni o odmiennych parametrach ani nie uwzględniają zaistniałego w ciągu 40 lat postępu technicznego.

### Ponadto uran można uzyskiwać jako produkt uboczny przy wydobyciu innych minerałów

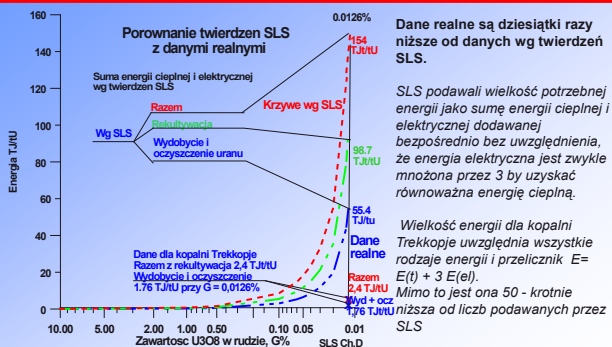
Złoża rudy uranowej w Polsce zawierają od 250 do 1100 ppm uranu, a bardzo dochodowe kopalnie wykorzystują rudę o zawartości 300 ppm (np. Rossing w Namibii), a nawet 126 ppm (Trekopje w Namibii).

Największa na świecie kopalnia uranu to Olympic Dam w Australii, gdzie uran jest domieszką do złóż miedzi o zawartości 200 ppm.

W Polsce w pokładach miedzi w rejonie Lubin-Sierszowice zawartość uranu w rudzie wynosi tam ~ 60 ppm, przy zawartości miedzi 2%. Całkowite zasoby rudy to 2400 mln ton, miedzi 48 mln ton, a **uranu 144 000 ton**. Stanowi to ekwiwalent ~ 900 GWe-lat, które można uzyskać z tych zasobów w elektrowniach jądrowych, przy wkładzie energii mniejszym niż 5% energii uzyskiwanej w tych elektrowniach.

Obecna roczna produkcja w zagłębiu Lubin Sierszowice wynosi ~ 569 000 ton Cu, a ilość uranu zrzucana na haldy to ~ 1 700 t/a. Jest to rocznie ekwiwalent paliwa dla EJ o łącznej mocy **10 000 MWe**.

### Dane z rzeczywistych kopalni udowodniają, że zużycie energii na wydobycie uranu jest małe – można wykorzystywać rudy bardzo ubogie.



### Energia jądrowa kluczem do trwałego rozwoju

Twierdzenia przeciwników energetyki jądrowej są tak jaskrawo sprzeczne z rzeczywistością, że np. we wrześniu 2008 roku komitet naukowy szwajcarskiego sympozjum Physor 08 odrzucił referat zawierający podobne twierdzenia jako sprzeczny z wiedzą naukową i faktami i nie zgodził się na umieszczenie go w programie sympozjum.

Świat ma duże zasoby rudy uranowej. Można też oczekiwać wprowadzenia prędkich reaktorów powielających, które dają więcej paliwa niż zużywają.

Dlatego Parlament Europejski 24.10.2007 stwierdził, że „znane światowe zasoby uranu wystarczą według szacunków na ponad 200 lat” oraz że „energia jądrowa ma długą przyszłość, ... do tysięcy lat”

Tego samego zdania są rządy USA, Rosji, Francji, W. Brytanii, Japonii, Chin, Indii, a także takich krajów jak Finlandia, Czechy czy Słowacja, których nie można podejrzewać o ambicje mocarstwowe. **Po prostu kraje te inwestują w swoją własną przyszłość.**

**Dla Polski uranu też wystarczy – a ponadto mamy własne jego zasoby.**

### Ile mamy uranu w Polsce, gdzie – i jakiego?

Region w Polsce	Zasoby zidentyfikowane [ton Unat.]	Zawartość uranu w rudzie [ppm]	Zasoby prognozowane [ton Unat.]
Rajsk (Podlasie)	5320	250	88 850
Synklina przybałtycka			10 000
Okrzeszyn (niecka Wałbrzyska Sudety)	940	500-1100	
Grzmiąca w Głuszycy Dolnej (Sudety)	790	500	
Wambierzyce (Sudety)	220	236	2000

Nasze złoża należą do ubogich, dzisiaj ich eksploatacja nieopłacalna, bo uran jest bardzo tani! Wielkość składowej uranowej w cenie elektryczności z EJ mała, 0,15 centa/kWh, a więc 0,5 grosza/kWh, przy koszcie wytwarzania energii elektrycznej ok. 15 gr/kWh. Nawet podwojenie czy potrojenie kosztu uranu nie spowoduje więc zauważalnego wzrostu ceny energii elektrycznej pochodzenia nuklearnego

**Andrzej Strupczewski**  
**Krzysztof Andrzejewski**  
 IBJ



Jan Krysiński

## Szanse geotermii w Łodzi

W niniejszej publikacji najpierw przedstawiono podstawowe zagadnienia związane z istnieniem ciepła ziemi, następnie opisano sposoby uzyskiwania tej energii i podano parametry wybranych polskich ciepłowni geotermalnych. Przedstawiono także starania o budowę stacji geotermalnej w Łodzi i w końcu przeanalizowano trzy warianty takiej stacji, przy zwróceniu uwagi na możliwości zintegrowania jej z systemem sieci grzewczej Dalkii-Łódź.

W jądrze ziemi zgromadzona jest energia geotermiczna, pochodząca z okresu formowania się naszej planety oraz wytwarzana na skutek zachodzących tam procesów radioaktywnych, w których powstaje ciepło. Szacuje się, że w jądrze ziemi, poniżej głębokości 5000 km, panuje temperatura 3600-6200°C.

Ciepło z wnętrza ziemi przemieszcza się do jej powierzchni i ogrzewa powietrze atmosferyczne. Po drodze ogrzewa różne struktury geologiczne i właśnie one akumulują energię geotermalną. Są to systemy hydrotermalne (wodne) i suche skały, w których nie ma wody. Woda geotermalna nie jest zgromadzona, jak powszechnie się sądzi, w wielkich zbiornikach, z których jest wypompowywana na powierzchnię ziemi, ale zalega w obszarach skał o dużej porowatości, szczelinowości i przepuszczalności i od nich się nagrzewa.

Temperatura ziemi rośnie wraz z głębokością wiercenia. Parametrem określającym ten wzrost jest gradient geotermiczny. Jest to przyrost temperatury przypadający na 100 m głębokości w stosunku do powierzchni ziemi. Parametr ten zależy m.in. od budowy geologicznej, bliskości wulkanów i obecności wód. W Polsce gradient geotermiczny waha się od 1 do 3°C/100 m [1]. Obszarami uprzywilejowanymi geotermalnie, gdzie gradient geotermiczny wynosi ok. 3°C/100 m lub 30°C/km są: rejon Podhala, Niżu Polskiego, rozciągającego się znaczną szerokością po przekątną od Szczecina do Zamościa (na nim leży region łódzki) i region Sudetów. Eksploatowane w kraju źródła geotermalne mają temperatury wody od 20 do 80°C.

Energia geotermalna służyć może do wytwarzania prądu elektrycznego na podstawie realizacji niskotemperaturowego (120-150°C) obiegu Rankina, przy czym stosuje się tu czynnik organiczny o niskiej temperaturze parowania (tzw. obieg ORC). Nad takimi rozwiązaniami pracuje kilka jednostek badawczych w Polsce, m.in. Politechniki Szczecińska i Łódzka. Niestety, nie ma jeszcze w kraju wywierconego otworu, zapewniającego tę temperaturę przy odpowiedniej wydajności. Teoretycznie otwór taki powinien mieć głębokość 4000 - 5000 m.

W kraju istnieje już 9 ciepłowni geotermalnych. Najstarsza, oddana do eksploatacji w 1994 roku w Bańskiej Niżnej (Geotermia Podhalańska), ma obecnie moc 40 MWc przy temperaturze wydobywanej wody 80°C. Ogrzewa ona okoliczne gminy i poprzez rurociąg o długości 16 km prawie 1500 obiektów w Zakopanem. Najbliższa Łodzi ciepłownia, w Uniejowie, o mocy 4,6 MWc przy temperaturze wody ok. 70°C ogrzewa już prawie 70% mieszkańców, otwarte baseny termalne, płytę boiska piłkarskiego i zasila eksperymentalną stację balneologiczną, będącą załącznikiem przyszłego uzdrowiska Uniejów.

Podstawowymi parametrami złoża wody geotermalnej są: temperatura i ciśnienie wody na powierzchni ziemi, wydajność w m<sup>3</sup>/godz i mineralizacja, wyrażająca się zawartością soli w g/dm<sup>3</sup>.

Temperatura jest na ogół osiągnięta zgodnie z rozpoznawym gradientem geotermicznym. Przy złożach artezyjskich następuje samoczynny wypływ wody na skutek ciśnienia hydrostatycznego działającego na warstwy wody. W Bańskiej Niżnej ciśnienie na wypływie wynosi około 30 bar, w Uniejowie około 10 bar. Nie potrzeba wtedy używać pomp głębinowych wysysających wodę, które są konieczne przy złożach subartezyjskich, gdy poziom wody nie przekracza powierzchni terenu. Podstawowym problemem jest wydajność źródła, która zależy głównie od struktury geologicznej (porowatość, szczelinowość itp.). Niska wydajność, mimo nawet wysokiej temperatury, dyskwalifikuje złożo, bo jego moc cieplna jest bardzo mała, nieopłacalna dla eksploatacji. W Bańskiej Niżnej eksploatuje się złożo przy wydajności jednego otworu około 400 m<sup>3</sup>/godz. W Uniejowie wydajność jest około 70 m<sup>3</sup>/godz.

W Polsce występują wody niskozmineralizowane o zawartości składników stałych poniżej 1 g/dm<sup>3</sup> (0,5 g/dm<sup>3</sup> w Mszczonowie) oraz zmineralizowane o zawartości kilku g/dm<sup>3</sup> (5 g/dm<sup>3</sup> w Uniejowie, 3 g/dm<sup>3</sup> w Bańskiej) i wysokozmineralizowane, co spowodowane jest bliskością wysadów solnych, nawet o zawartości 120 g/dm<sup>3</sup> (Pyrzyce koło Szczecina). Mineralizacja wpływa negatywnie na procesy korozji instalacji geotermalnych.

Wyróżnia się trzy układy wydobywania wody geotermalnej: jednootworowy, jednootworowy z wymiennikiem ciepła oraz dwuotworowy (dublet geotermalny), rysunek 1 [2]. W każdym z tych systemów woda geotermalna oddaje swą energię w wymienniku ciepła podgrzewając wodę sieciową, która transportuje ciepło do odbiorców. W przypadku wody zmineralizowanej stosuje się wymiennik wykonany ze stopów tytanu, odpornych na korozję.

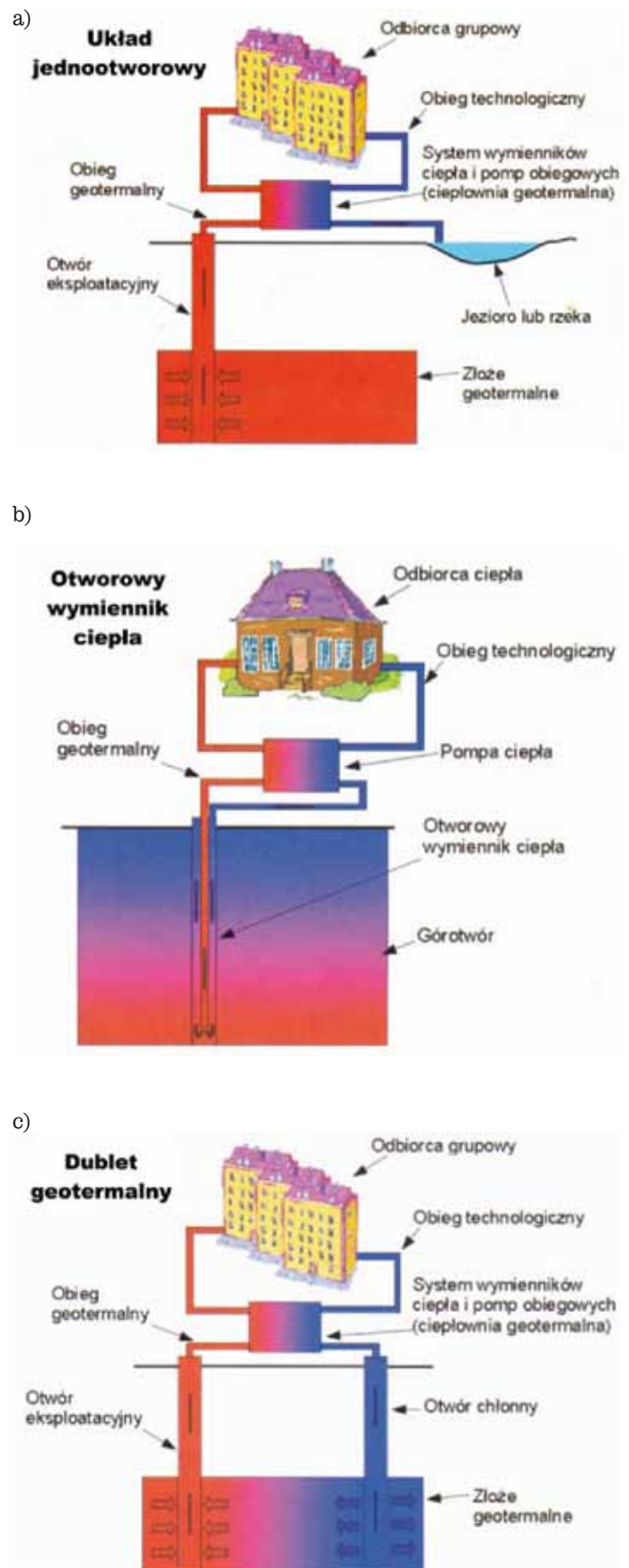
W systemie jednootworowym wierci się jeden otwór. Woda geotermalna przepływa przez wymiennik ciepła, oddaje część swej energii wodzie sieciowej rozprowadzanej do odbiorców. Pozostała energia może być wykorzystywana do celów przemysłowych (np. suszarnie drewna), rolniczych (ogrzewanie szklarni), rekreacyjnych (baseny). W systemie jednootworowym woda po obniżeniu temperatury do wysokości wymaganej przepisami ochrony środowiska, np. w chłodniach wentylatorowych, jest całkowicie zwracana do cieków wodnych (strumienie, rzeki). Tak się dzieje np. w stacji w Bukowinie Tatrzańskiej i w stacjach na Słowacji. Częściowy zwrot wody, po jej ochłodzeniu w chłodniach wentylatorowych, ma miejsce w stacji Bańska Niżna. Warunkiem podstawowym takiego zwrotu wody musi być jej niska mineralizacja. W przypadku, gdy woda ma parametry wody pitnej, może być wykorzystywana jako woda konsumpcyjna (Mszczonów).

Podstawową wadą systemu jednootworowego jest nie zachowanie bilansu wody pobranej ze złoża w stosunku do zwróconej do złoża, co powoduje szybsze jego wyczerpanie. Dodatkowo powstają szkody w środowisku wodnym wód powierzchniowych i głębokich. Zaletą są niższe koszty inwestycyjne, bowiem wierci się tylko jeden otwór.

System jednootworowy z wymiennikiem ciepła (rys. 1b) polega na umieszczeniu w otworze dwóch rur koncentrycznych. Zwracana zimna woda jest wprowadzana w przestrzeń pierścieniową między rurami. Spływając w dół ogrzewa się i rurą środkową, tłoczona przez pompę, wypływa na zewnątrz zamykając obieg. Niestety, jest chłodzona przez wodę płynącą między rurami. Pobór ciepła ze złoża zachodzi w zamkniętym wymienniku, w którym może cyrkulować woda uzdatniona, przez co unika się kłopotów z korozją instalacji naziemnej stacji geotermalnej. System jednootworowy z wymiennikiem dwururowym może być korzystny przy eksploatacji istniejącego otworu, który trzeba wtedy zaadaptować. Moce cieplne nie będą tu jednak wysokie. Autorowi nie jest znana realizacja w Polsce systemu jednootworowego.

Klasycznym systemem wydobywania wody geotermalnej jest system dwuotworowy, tzw. dublet (rys. 1c), składający się z otworu eksploatacyjnego (wydobyczego) i chłonnego, którym zwraca się wodę do złoża. Wyloty obu otworów na zadanej głębokości winny być oddalone o 1–1,5 km. Wtedy woda zwracana, przepływając przez porowatą strukturę geologiczną, ogrzewa się i otworem eksploatacyjnym ponownie wydostaje się na powierzchnię. Aby wyloty obu otworów były blisko siebie często wierci się jeden otwór (najczęściej eksploatacyjny) pionowo, a drugi skośnie. Dublet umożliwia eksploatację złoża, którego woda jest bardzo silnie zmineralizowana, zapewnia dużą wydajność, jeśli struktura geologiczna jest korzystna, zabezpiecza odnawialność złoża przy prawidłowej jego eksploatacji (utrzymanie parametrów wody) i spełnia wymogi środowiska.

Regulacja wydajności źródła geotermalnego w systemie dubletu odbywa się poprzez zmianę wydajności pompy zatłaczającej wodę do otworu chłonnego. Należy przy tym pamiętać, że zmniejszenie wydajności powoduje spadek temperatury wody na powierzchni, bo mając mniejszą prędkość przepływu w otworze wydobywczym woda się schładza. Jednocześnie nie można zamknąć na dłużej stacji, ponieważ spowoduje to utratę chłonności drugiego otworu.



Rys. 1. Układy wydobywania wody geotermalnej:  
a) jednootworowy,  
b) jednootworowy z wymiennikiem ciepła  
c) dwuotworowy (dublet geotermalny)



Jeśli ilość pobieranej ze złoża energii cieplnej jest większa od ilości energii dostarczanej do niego z centrum ziemi, to następuje wychłodzenie złoża i spadek temperatury wydobywanej wody. Wtedy należy dać złożu „wypocząć”. W tym celu wykonuje się nowe otwory eksploatacyjne w takiej odległości od wychłodzonego złoża, aby mogło ono nagrzać się do pierwotnej temperatury.

Zaletami energii geotermalnej są: odnawialność, niezależność parametrów od warunków klimatycznych, otrzymywanie ciepła bez produkcji szkodliwych emisji i znaczna powszechność występowania. Wady to duże koszty inwestycyjne, spowodowane głównie dużymi kosztami wierceń, konieczność okresowego uzdatniania otworu chłonnego, który na skutek wytrącania się cząstek stałych (kolmatacji) traci zdolności chłonne i degradacja instalacji spowodowana korozją.

Uzdatnianie otworu chłonnego, a także zwiększenie wydajności otworu eksploatacyjnego, polega na tzw. „kwasowaniu”. Do otworów tłoczy się słaby roztwór wodny kwasu siarkowego, który rozpuszcza osady zgromadzone w porach złoża. W ten sposób można w pewnych przypadkach zwiększyć wydajność nawet kilkakrotnie. Proces ten jednak podnosi koszty eksploatacyjne stacji.

Woda geotermalna jest filtrowana dwukrotnie: przed wymiennikiem ciepła oraz przed zatłoczeniem jej do otworu chłonnego. W ten sposób wychwytuje się cząstki stałe, które powodują zanieczyszczenia wymiennika i otworu chłonnego.

Parametry wody sieciowej, ogrzewanej geotermalnie czy ciepłem z węgla, muszą zapewnić odbiorcom komfort cieplny, niezależnie od warunków pogodowych, przy spełnieniu efektywności ekonomicznej. W Polsce najbardziej jest rozpowszechnione ogrzewanie wysokotemperaturowe, do którego są dostosowane powierzchnie grzejników. Przykładowo w sieci Dalkii-Łódź temperatura wody gorącej waha się średnio od 90°C zimą (przy temperaturze -20°C wynosi 120°C) do 65°C latem. Woda powrotna ma temperaturę 70°C zimą i 45°C latem. Gdyby więc temperatura wody geotermalnej wynosiła niewiele ponad 100°C, to można by ją było wykorzystać bezpośrednio dla ogrzewania wysokotemperaturowego. Niestety, eksploatowane obecnie w Polsce stacje geotermalne z otworami o głębokości 2000–3000 m nie osiągają temperatury, zapewniającej, bez wspomaganie dodatkowymi urządzeniami, parametrów dla ogrzewania wysokotemperaturowego.

Stacja w Bańskiej Niżnej dostarcza wodę sieciową o temperaturze około 80°C. Przy bardzo niskich temperaturach otoczenia woda ta jest dodatkowo podgrzewana w Zakopanem przez gazowy kocioł szczytowy. W Uniejowie zainstalowano kocioł szczytowy opalany biomasą. W Pyrzycach i Mszczonowie zainstalowano pompy ciepła. Podczas ostatnich, lekkich zim, pominąwszy dość surową zimą 2009/2010, kotły szczytowe nie musiały pracować. Instalowanie dodatkowych urządzeń szczytowych lub pomp ciepła podnosi koszty inwestycyjne, ale efektywność źródła geotermalnego wyraźnie się zwiększa.

Jak wyglądały starania o zbudowanie na terenie Łodzi stacji geotermalnej. Początki sięgają roku 2000. Urząd Miasta Łodzi zlecił wykonanie opracowania [3]. Przedstawiono w nim, na podstawie analizy synoptycznej, przewidywane charakterystyki zbiorników geotermalnych i wielkości zasobów ciepłych w odwiertach zlokalizowanych w obrębie osiedli Retkinia (Smólsko), Ustronna, Traktorowa, Wyścigowa i na

terenie Politechniki Łódzkiej. Wynika z tej analizy, że temperatury wody geotermalnej na poszczególnych głębokościach, dla pięciu wymienionych wyżej lokalizacji, nie powinny się istotnie różnić (gradient geotermiczny 28°C/km). Natomiast przewidywane są różnice w wydajności odwiertów.

12 kwietnia 2001 podpisano list intencyjny dotyczący porozumienia między ówczesnym Zespołem Elektrociepłowni w Łodzi S.A., Miastem Łódź i Politechniką Łódzką o powołanie Spółki dla uruchomienia i eksploatacji otworu badawczego na terenie PŁ.

W 2002 roku zostało opracowane przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE) w Krakowie, na zlecenie Urzędu Miasta Łodzi – Wydział Komunalny, studium wykonalności [5], poprzedzone studium [4].

Instytut Maszyn Przepływowych PŁ wykonał 2002 roku projekt [6].

Przedsiębiorstwo POLGEOL wykonało na zamówienie PŁ projekt technologii wierceń na terenie Politechniki Łódzkiej [7], uaktualniony w 2010 roku dla celów uzyskania koncesji na wiercenia na terenie PŁ.

Wykonane też zostały ekspertyzy dotyczące przewidywanych parametrów wody geotermalnej na terenie Łodzi.

W studium wykonalności [5] ponownie przeanalizowano zasoby wód geotermalnych na obszarze Łodzi dla trzech pokładów:

**kredy** – głębokość wiercenia około 1200 m, wysokie wydajności 100–270 m<sup>3</sup>/godz, temperatury 10–13°C, wody bardzo dobrze rozpoznane dzięki wierconym studniom, nieprzydatne dla ciepłowni ze względu na zbyt duże koszty pozyskiwania ciepła,

**dolnej jury** – głębokość około 2600 m, zasoby nierozpoznane ze względu na brak odwiertów, ocena przeprowadzona metodami analitycznymi przez laboratorium Geotermalne Instytutu GSMiE PAN szacuje je jako dobre, wydajność około 100 m<sup>3</sup>/godz, temperatura na wypływie około 62°C,

**triasu** – głębokość około 4000 m, bardzo dobra ocena tych zasobów wyrażona w [4] (temperaturze na wypływie około 110°C i wydajność około 200m<sup>3</sup>/godz), nie została potwierdzona w [5]. Przeprowadzona tam weryfikacja metodami analitycznymi szacuje zasoby triasu (wapień muszlowy) jako dające bardzo małą wydajność wody geotermalnej.

Autorzy [5] stwierdzają, że „odwiert badający wszystkie zasoby wód geotermalnych do głębokości 4000 powinien zostać zrealizowany w Łodzi. Otwór pozwoli jednoznacznie zweryfikować tezy jakości zasobów prezentowane przez niektórych autorów, a także umożliwi opracowanie realnego programu rozwoju energetyki geotermalnej dla obszaru miasta Łodzi”.

W studium [5] opracowano **3 warianty ciepłowni geotermalnych**: dwa dla zasilania z zasobów wód jury dolnej (2600 m na terenie PŁ) i jeden dla zasilania z zasobów wód triasu (4000 m na terenie ZEC w Łodzi, obecnie Dalkia-Łódź).

Dwa warianty dla PŁ: „mały” i „duży” zakładają dublet otworów o głębokości 2600 m, wydajność 100 m<sup>3</sup>/godz, temperatura na wypływie 62°C.

**W wariantcie nr 1 – „małym”** moc ciepłowni wynosi około 2,5 MWe, w tym moc geotermalna 2,05 MWe przekazywana

jest w przeponowym wymienniku ciepła do sieci o temperaturze 60/40°C zimą i 40/25°C latem. Dodatkowo przewidziano blok elektryczno-ciepły, czyli silnik spalinowy spalający gaz ziemny, napędzający generator prądu o mocy elektrycznej 0,14 MWe i przekazujący 0,23 MWc do sieci ciepłej. Wariant „mały” może zasilać Centrum Sportu PŁ, gdzie przewidziane jest ogrzewanie niskotemperaturowe oraz nowe obiekty z takim ogrzewaniem.

**W wariantcie nr 2 – „dużym”** moc ciepłowni wynosi 10 MWc, temperatura wody grzewczej 90/70°C zimą i 65/45°C latem, moc geotermalna 4,6 MWc przy wychłodzeniu wody w przeponowym wymienniku ciepła i w absorpcyjnej pompie ciepła do 22°C przed jej zatłaczaniem do otworu chłonnego. Pompa ciepła zasilana z kotła wodnego (16 bar, 190°C, 5 MWc). Blok elektro-ciepły o mocy 0,2 MWe i 0,33 MWc zasilany gazem ziemnym, produkujący elektryczność dla potrzeb stacji i przy nadmiarze dla Centrum Sportu. Parametry takiej ciepłowni umożliwiają jej włączenie w sieć Dalkii-Łódź.

**Wariant nr 3 z ujęciem wody geotermalnej z głębokości 4000 m**, wydajność 200 m<sup>3</sup>/godz, temperatura 110°C. Przewidywana lokalizacja (2002 rok) na terenie EC4. Stacja geotermalna dająca na wyjściu wodę grzewczą o temperaturze 130°C przystosowaną do zasilania sieci ciepłej w Łodzi 130/70°C. Przewidywana jako źródło alternatywnego ciepła dla ówczesnego ZEC z pierwszeństwem eksploatacji ze względów ekologicznych i ekonomicznych. Woda geotermalna oddaje ciepło w wymienniku i w dwóch absorpcyjnych pompach ciepła zasilanych parą wodną. Dodatkowy, wspomagający wymiennik ciepła, zasilany jest również parą i wodną i pracuje w zależności od warunków pogodowych. Całkowita moc stacji 42 MWc, z tego moc przekazana przez wodę geotermalną 20,2 MWc.

Instytut Maszyn Przepływowych PŁ opracował projekt elektrowni geotermalnej dla parametrów wody 110°C i 200 m<sup>3</sup>/godz. Moc około 1 MWe.

W opracowaniu [5] przeprowadzono analizę kosztów inwestycyjnych budowy i eksploatacji ww. trzech wariantów stacji geotermalnej i oszacowano dla nich okresy zwrotu. Ze względu na to, że przyjęte w [5] ceny jednostkowe pochodzą z lat 2001–02 trudno je obecnie interpretować.

W [5] stwierdzono, że we wszystkich trzech wariantach koszty eksploatacji są niższe w stosunku do kosztów ciepła otrzymywanego z węgla, zakupywanego z sieci miejskiej. Najlepsze wskaźniki charakteryzują wariant nr 3, następnie znajduje się wariant nr 2, a w końcu wariant nr 1. Podstawowym kosztem inwestycyjnym budowy stacji geotermalnej są koszty wierceń, które w zależności od wariantu wahają się od 52 do 85% nakładów całkowitych. Z tego powodu inwestycja w wariantach nr 1 i nr 2 nie może być opłacalna bez dofinansowania. Obecnie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dofinansowuje koszty wierceń na podstawie ogłaszanych konkursów, w wysokości do 50% kosztów kwalifikowanych. Odbyna się to w ramach programu „Energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych”. Wariant nr 3 może być realizowany jako przedsięwzięcie czysto komercyjne, z niskim, kilkuletnim okresem zwrotu.

## Wnioski:

- Łódź leży w obszarze Niżu Polskiego, uprzywilejowanego geotermicznie, jednak zasoby wody geotermalnej o temperaturach 60–110°C nie są w Łodzi rozpoznane i dlatego konieczne jest wykonanie otworu badawczego o głębokości 4000 m (przewidywana lokalizacja na terenie PŁ), który pozwoli opracować realny program rozwoju łódzkiej geotermii,
- energia geotermalna, w dobie ograniczeń emisji CO<sub>2</sub>, powinna stanowić część systemu ogrzewania Łodzi w skojarzeniu z siecią ciepłą Spółki Dalkia-Łódź, szczególnie przy wprowadzaniu ogrzewania niskotemperaturowego w nowych obiektach, jak również do produkcji wody lodowej dla systemów klimatyzacji,
- przeprowadzone dotychczas prace wskazują na możliwości uzyskiwania zróżnicowanych, w zależności od potrzeb, różnych parametrów ciepłowni geotermalnych w Łodzi,
- budowa pilotażowej stacji geotermalnej na terenie Politechniki Łódzkiej umożliwi zebranie doświadczeń umożliwiających powielenie takich instalacji i jednocześnie będzie odgrywać istotną rolę edukacyjną.

## Bibliografia

1. *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii – Poradnik*. Praca zbiorowa. Wydawnictwo Tarbonus Sp. z o.o. Tarnobrzeg-Kraków 2008, str. 171.
2. Kaczmarczyk M.: *Podstawy geotermii*, GlobEnergia – Odnawialne źródła energii, nr 2/2009.
3. Zespół pod kierunkiem prof. Juliana Sokołowskiego: *Wstępny projekt wierceń geotermalnych w Łodzi*, Kraków – Łódź 2000 rok.
4. Zespół pod kierunkiem prof. Juliana Sokołowskiego: *Studium wykonalności pilotażowej, doświadczalnej stacji geotermalnej na terenie Politechniki Łódzkiej lub Zespołu Elektrociepłowni w Łodzi S.A.*, Kraków – Łódź, listopad 2001.
5. Zespół pod kierunkiem dr. inż. Marka Drożdża: *Studium wykonalności pilotażowej, doświadczalnej stacji geotermalnej na terenie Politechniki Łódzkiej lub Zespołu Elektrociepłowni w Łodzi S.A.*, IGSMiE PAN, Kraków – Łódź 2002 (suplement do opracowania wykonanego pod kierunkiem prof. Sokołowskiego, listopad 2001).
6. Zespół pod kierunkiem prof. Jana Krysińskiego: *Wykorzystanie zasobów geotermalnych Łodzi w ciepłownictwie wraz z koncepcją budowy pilotażowej geotermalnej instalacji doświadczalnej na terenie Politechniki Łódzkiej. Etap I i II*. Łódź, listopad 2002.
7. Biernat H., Bentkowski A., Przedsiębiorstwo Geologiczne „POLGEOL” S.A.: *Projekt prac geologicznych dla rozpoznania i udokumentowania wód geotermalnych z utworów dolnoliasowych i wapienia muszlowego na terenie Łodzi*, Warszawa, marzec 2003 (aktualizacja styczeń 2010).

**prof. dr hab. inż. Jan Krysiński**  
**Politechnika Łódzka**  
**Instytut Maszyn Przepływowych**



Jan Anuszczyk, Bogusław Terlecki

## Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej

### 1. Wprowadzenie

Polski sektor energetyczny objęła kolejna, niezwykle obszerna nowelizacja prawa energetycznego. Od uchwalenia pierwotnego tekstu ustawy minęło ponad 12 lat. W tym czasie prawo energetyczne poddawano nowelizacjom już kilkadziesiąt razy, co nie pozostało bez wpływu na czytelność i przejrzystość przepisów. Tym razem zasadniczą przyczyną zmian jest wdrożenie do polskiego prawa Dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r., dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych („Dyrektywa 2005/89”). Nowelizacja będzie również miała znaczący wpływ na kształt rynku energii odnawialnej, w tym w szczególności energetyki wiatrowej. Na tle zmian w zakresie procedury przyłączania nowych źródeł do sieci elektroenergetycznej, przedstawiono perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej w regionie łódzkim, [3], [4].

### 2. Charakterystyka zmian proceduralnych

#### 2.1. Uwagi ogólne

Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw („Ustawa Nowelizująca”), będąca najobszerniejszą, jak do tej pory, zmianą prawa energetycznego, została przyjęta przez Sejm RP dnia 8 stycznia 2010 roku. Zmienione przepisy zaczęły obowiązywać od 11 marca 2010 roku. Mimo że główną przyczyną nowelizacji była transpozycja do polskiego prawa postanowień Dyrektywy 2005/89, ustawodawca wykorzystał nowelizację prawa energetycznego do wprowadzenia szeregu nowych uregulowań dotyczących bezpośrednio sektora energetyki wiatrowej. W tym zakresie, głównym celem, jaki przyświecał ustawodawcy, było ograniczenie działań spekulacyjnych przy rezerwowaniu mocy przyłączeniowej farm wiatrowych w systemie elektroenergetycznym. Dlatego też wiele zmian dotyczy procesu przyłączania nowych źródeł do sieci. Przy okazji jednak wprowadzono kilka rozwiązań prawnych, które będą miały zastosowanie przynajmniej do części już funkcjonujących farm wiatrowych.

Pomimo tego, że ogólny kierunek zmian należy uznać za słuszny, nowe regulacje nie rozwiążą wielu problemów, które stały do tej pory na drodze rozwoju farm wiatrowych w Polsce. Co więcej, niektóre przepisy Ustawy Nowelizującej mogą niestety stać się potencjalnym źródłem nowych komplikacji i utrudnień.

#### 2.2. Sporządzenie ekspertyzy wpływu na sieć

Zgodnie z nowymi przepisami, obowiązek sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na sieć spoczywa na przedsiębiorstwie sieciowym. Do tej pory za przygotowanie ekspertyzy był odpowiedzialny podmiot ubiegający się o przyłączenie.

Koszty sporządzenia ekspertyzy uwzględnia się w nakładach poniesionych na realizację przyłączenia, stanowiących podstawę obliczenia wysokości opłaty przyłączeniowej. Ustawa Nowelizująca nie reguluje jednak kwestii, czy podmioty ubiegające się o przyłączenie, które przed wejściem w życie nowych regulacji same sfinansowały sporządzenie ekspertyzy, mogą domagać się, aby te koszty zostały uwzględnione przy rozliczaniu opłaty przyłączeniowej (np. zgodnie z zasadą ponoszenia 50% kosztów przyłączenia).

#### 2.3. Obowiązek wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie

Jednym z głównych instrumentów, które już na etapie składania wniosku o wydanie warunków przyłączenia mają w pewnym stopniu pozwolić na wstępną ocenę wiarygodności inwestora, jest obowiązek uiszczenia zaliczki. Zgodnie z Ustawą Nowelizującą podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, ma obowiązek uiszczenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej.

Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie, jednak jej maksymalna wysokość nie może przekroczyć 3 000 000 zł. W przypadku, gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

Obowiązek wniesienia zaliczki ma także zastosowanie do niektórych projektów, które już otrzymały warunki przyłączenia przed wejściem w życie Ustawy Nowelizującej, których ważność upływa nie wcześniej niż z upływem 6 miesięcy od dnia wejścia w życie Ustawy Nowelizującej, a dla których nie została zawarta do dnia wejścia w życie Ustawy Nowelizującej (tj. do 11 marca 2010 r.), umowa o przyłączenie do sieci. Jeśli zaliczka nie zostanie wniesiona w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie Ustawy Nowelizującej, warunki przyłączenia bezwzględnie stracą ważność i inwestor będzie zmuszony

wystąpić z nowym wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia do sieci.

Ustawa Nowelizująca nie nakłada na przedsiębiorstwo sieciowe obowiązku do wezwania podmiotu przyłączanego do wniesienia zaliczki w odpowiedniej wysokości. Zaliczka powinna być zatem wniesiona przez podmiot przyłączany z własnej inicjatywy.

#### **2.4. Zwrot zaliczki**

Ustawa Nowelizująca wskazuje przypadki, w których przedsiębiorstwo sieciowe zobowiązane jest do zwrotu wniesionej zaliczki. Nowe przepisy nie przewidują jednak obowiązku zwrotu zaliczki w sytuacji, gdy np. podmiot przyłączany zrezygnuje ostatecznie (np. z powodów ekonomicznych) z rozwoju projektu wiatrowego.

Zwrot zaliczki (wraz z odpowiednimi odsetkami) będzie konieczny m.in. w przypadku, gdy wydane warunki przyłączenia staną się przedmiotem sporu między przedsiębiorstwem sieciowym, a podmiotem ubiegającym się o przyłączenie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego podmiotu, jednak nie dojdzie do przyłączenia. Z uwagi na małą precyzję przepisów, sposobem na odzyskanie wniesionej zaliczki może okazać się w praktyce wszczęcie i wygranie z przedsiębiorstwem sieciowym sporu dotyczącego warunków przyłączenia.

#### **2.5. Obowiązek przedstawienia dokumentów dotyczących zagospodarowania przestrzennego**

Kolejną zmianą mającą umożliwić wstępną ocenę wiarygodności projektu, jest obowiązek załączenia do wniosku o wydanie warunków przyłączenia wypisu i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w razie jego braku – decyzji o warunkach zabudowy zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku. A zatem od chwili wejścia w życie nowelizacji inwestor będzie musiał najpierw zapewnić sobie zmiany lub uchwalenie nowego planu zagospodarowania, albo uzyskać decyzję o warunkach zabudowy. Uzyskanie takiej decyzji może w praktyce napotkać szereg przeszkód, wynikających m.in. z określonych warunków, które muszą być spełnione, aby można było wydać decyzję o warunkach zabudowy.

Obowiązek przedstawienia odpowiednich wypisów i wyrysów z miejscowego planu bądź decyzji o warunkach zabudowy dotyczy także tych przypadków, w których wnioski o wydanie warunków przyłączenia zostały złożone przed dniem wejścia w życie Ustawy Nowelizującej, jednak warunki takie nie zostały wydane przed dniem jej wejścia w życie. W takim przypadku podmiot, który złożył wniosek o wydanie warunków, będzie musiał (poza obowiązkiem wniesienia zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej) dostarczyć wypis oraz wyrys z miejscowego planu bądź decyzję o warunkach zabudowy w terminie 180 dni od dnia wejścia w życie Ustawy Nowelizującej. W przeciwnym razie wniosek o wydanie warunków przyłączenia nie będzie rozpatrywany.

Obowiązek doręczenia wypisu i wyrys z miejscowego planu bądź decyzji o warunkach zabudowy nie będzie dotyczył instalacji, dla których warunki przyłączenia zostały wydane jeszcze przed dniem wejścia w życie Ustawy Nowelizującej, nawet jeśli w dniu wejścia w życie Nowelizacji nie została zawarta umowa o przyłączenie.

#### **2.6. Charakter prawny warunków przyłączenia**

Do tej pory przepisy prawa nie regulowały charakteru prawnego warunków przyłączenia. W konsekwencji nie

było jasne, czy warunki przyłączenia mogą być przenoszone z jednego podmiotu na drugi. W praktyce rynkowej kwestia ta była rozstrzygana w zależności od punktu widzenia przedsiębiorstwa sieciowego (w niektórych przypadkach operatorzy wyrażali zgodę na takie przenoszenia, w innych zaś zgody odmawiali). W Ustawie Nowelizującej podjęto próbę, uregulowania charakteru prawnego warunków przyłączenia. Zgodnie z nowymi przepisami, w okresie swojej ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa sieciowego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Mając na uwadze cywilistyczną koncepcję zobowiązania wydaje się, że ustawodawca wypowiedział się za możliwością przenoszenia warunków przyłączenia. Źródłem problemów może jednak okazać się ustalenie, od jakich warunków zależy istnienie zobowiązania przedsiębiorstwa sieciowego do zawarcia umowy o przyłączenie. Dodatkowych problemów może także przysporzyć kwestia rynkowej wyceny warunków przyłączenia, szczególnie w kontekście wpłaconej zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie.

#### **2.7. Obowiązek sporządzenia prognozy na 15 lat**

Nowelizacja nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW obowiązek sporządzenia prognozy na okres 15 lat. Prognoza ma obejmować w szczególności: wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, a także ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Prognozy będą musiały być aktualizowane co 3 lata. Informacja o prognozach musi być przekazana prezesowi URE oraz operatorom systemów elektroenergetycznych, do których sieci źródła te są przyłączone. Obowiązek ten pojawi się jednak dopiero w chwili uzyskania koncesji na wytwarzanie energii z farmy wiatrowej (na moc co najmniej 50 MW).

#### **2.8. Kary za opóźnienia w wydawaniu warunków przyłączenia**

Nowelizacja Prawa energetycznego przenosi na poziom ustawy przepisy dotyczące terminu, w jakim operatorzy powinni wydać warunki przyłączenia (do tej pory stosowne regulacje znajdowały się w rozporządzeniu Ministra Gospodarki). Opóźnienia w wydawaniu warunków przyłączenia bardzo często były wymieniane jako bariera rozwoju sektora energetyki wiatrowej w Polsce. W wyjątkowych przypadkach inwestorzy czekali na warunki przyłączenia nawet kilka lat.

W myśl nowych przepisów, przedsiębiorstwo sieciowe ma obowiązek wydać warunki przyłączenia w terminie:

- a) 30 dni od dnia wniesienia zaliczki w przypadku przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- b) 150 dni od dnia wniesienia zaliczki w przypadku przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

Ustawa Nowelizująca wyposaża Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w kompetencje do nakładania kar pieniężnych na podmioty, które nie wydają warunków przyłączenia w terminach przewidzianych przez prawo. Wysokość kary nie może być niższa niż 3000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków. Nowe przepisy nakładają również na operatorów sieci elektroenergetycznych obowiązki w zakresie publikowania informacji o podmiotach ubiegających się o przyłączenie, wydanych



warunkach przyłączenia oraz dostępnej mocy przyłączeniowej. Jest to zmiana w dobrym kierunku, gdyż powinna przyczynić się do zwiększenia przejrzystości w procesie ubiegania się o warunki przyłączenia.

### 2.9. Obowiązki wynikające z gwarantowania bezpieczeństwa energetycznego

Przepisy Ustawy Nowelizującej regulują szereg kwestii związanych z koniecznością zachowania bezpieczeństwa energetycznego państwa. Przede wszystkim od momentu wejścia w życie Ustawy Nowelizującej wzrosnie rola operatora systemu przesyłowego w zarządzaniu oraz sterowaniu całym krajowym systemem elektroenergetycznym, co może mieć w przyszłości wpływ na funkcjonowanie wielu farm wiatrowych. Przepisy Ustawy Nowelizującej, a także przepisy rozporządzeń wykonawczych, które zostaną wydane na ich podstawie oraz zmienione instrukcje ruchu i eksploatacji sieci, dadzą PSE Operator nowe kompetencje do wydawania poleceń dyspozytorskich, m.in. wytwórcom energii przyłączonym do sieci. PSE Operator będzie miał m.in. prawo tymczasowego wyłączania źródeł i ograniczania poboru energii. Dokładny zakres kompetencji operatora sieci przesyłowych będzie można określić dopiero w chwili wydania nowych przepisów wykonawczych do zmienionego prawa energetycznego.

## 3. Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej

### 3.1. Uwarunkowania krajowe i regionalne dla energetyki wiatrowej

Moc zainstalowana obecnie w energetyce wiatrowej w Polsce to około 794 MW, (stan na 29.03.2010, źródło URE), a także [2, 5, 6, 7]. Wśród zakończonych inwestycji można wyróżnić 13 profesjonalnych projektów przedstawionych w tabeli 1.

Tabela 1. Najważniejsze eksploatowane w kraju farmy wiatrowe, wg [1, 7]

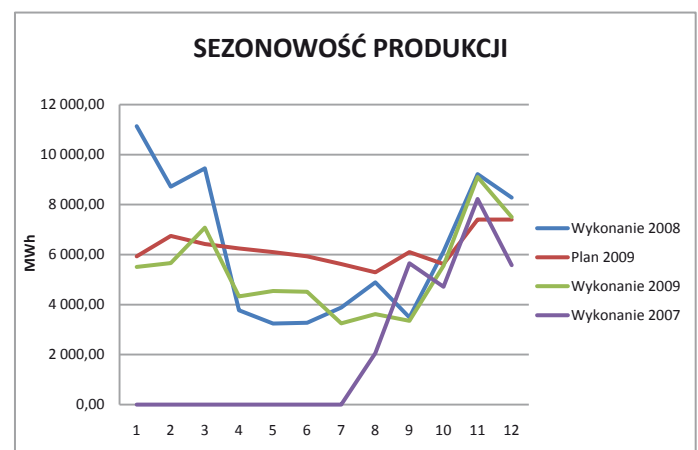
Lokalizacja	Województwo	Moc
Barzowice	zachodniopomorskie	5,1 MW
Cisowo	zachodniopomorskie	18 MW
Zagórze	zachodniopomorskie	30 MW
Lisewo	pomorskie	10,8 MW
Tymień	zachodniopomorskie	50 MW
Puck	pomorskie	22 MW
Kisielice	warmińsko-mazurskie	40,5 MW
Kamieńsk	łódzkie	30 MW
Jagniątkowo	zachodniopomorskie	30,6 MW
Gniezdzewo	pomorskie	22 MW
Karścino	zachodniopomorskie	69 MW
Łebcz	pomorskie	8 MW
Suwałki	podlaskie	41,4 MW

W regionie łódzkim od listopada 2007 roku funkcjonuje jeden znaczący Park Wiatrowy – Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk, zlokalizowana na wierzchołku góry Kamieńsk. Zwałowisko to tworzy nagromadzony do 1992 r. sztuczny nadkład w ilości 1350 mln m<sup>3</sup>. Góra Kamieńsk jest położona w gminie Kamieńsk (powiat Radomsko) na terenie górniczym

„Pole Bełchatów”, 6 km na zachód od drogi Warszawa–Katowice i 1 km od drogi Bełchatów–Kamieńsk. Wysokość względna wierzchołku góry wynosi ok. (150 ÷ 170) m (wierzchołki 386 m npm, podnóże góry miejscowości: Huby Ruszczańskie, Koźniewice, Pytowice, Huta Brudzka – ok. 220 m npm). W listopadzie 2010 roku zakończy się trzyletni okres eksploatacji tego Parku Wiatrowego. Produktowność oraz zmienność wytwarzania energii w poszczególnych sezonach roku dla Parku Wiatrowego Kamieńsk przedstawia kolejno tabela 2 oraz rysunek 1.

Tabela 2. Produktowność Parku Wiatrowego Kamieńsk w poszczególnych latach eksploatacji

Rok	2007	2008	2009
MWh/rok	26 229,27	75 477,48	64 001,68



Rys. 1. Zmienność produkcji energii (sezonowość) dla Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk

Park Wiatrowy Kamieńsk stanowi doskonałe źródło do porównań z innymi inwestycjami zarówno w aspekcie przebiegu procesu inwestycyjnego jak i procesu eksploatacyjnego.

#### Wskaźniki ekonomiczne EW Kamieńsk

- Podatek od nieruchomości ca (0,8 ÷ 0,9) % od wartości inwestycji (średnio obliczony 2% od wartości fundamentów i wież bez gondoli).
- Podatkowe przychody z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji ok. (7 ÷ 7,5) EUR/1MWh emisji.
- Przychody z tytułu dzierżawy gruntów.
- Obsługa i konserwacja.
- Zatrudnienie w elektrowniach wiatrowych 0,25 etatu /1MW mocy instalowanej.
- Efektywność projektu ca IRR od (15 ÷ 20)%.
- Zwrot 8 lat od końca realizacji i 12 lat od początku projektu.

#### Zagadnienia proceduralne sprawnej organizacji procesu inwestycyjnego (wynikające z własnych doświadczeń budowy EW Kamieńsk)

- Wybór lokalizacji farmy wiatrowej.
- Analiza możliwości budowy farmy w miejscu o wybranej lokalizacji.
- Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz miejscowych.
- Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego.



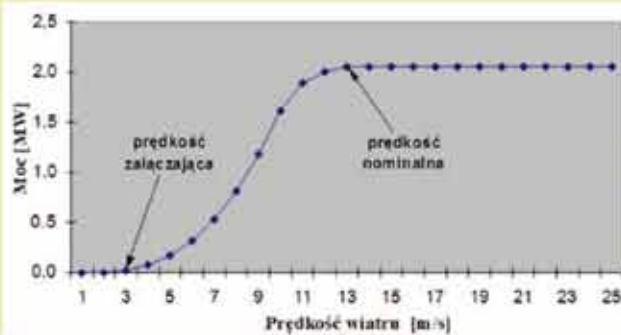


**ELEKTROWNIA WIATROWA KAMIENSK Sp. z o.o.**  
**ul. Wieluńska 50/25, 97-360 Kamiensk**  
**tel. (44) 735 26 26 fax (44) 735 33 11**  
**www.ewk.pl ewk@ewk.pl**

Park Wiatrowy Kamiensk koło Belchatowa stanowi 15 turbozespołów wiatrowych typu E70-E4 o mocy 2 MW każdy, produkcji firmy ENERCON. Zastosowane w nich generatory są wielobiegunowymi generatorami synchronicznymi wzbudzonymi prądem stałym, natomiast turbiny o hydraulicznej regulacji kąta natarcia łopatek są turbinami wolnoobrotowymi bez przekładni mechanicznej. Przy średnich warunkach wietrzności, które występują na wierzchołku Góry Kamiensk wykorzystanie turbin wolnoobrotowych umożliwia generowanie mocy już przy prędkości wiatru 2,5 m./s, co potwierdza ich olbrzymią zaletę. Roczna produkcja energii elektrycznej Parku Wiatrowego Kamiensk jest na poziomie 74 000 MWh.

**Charakterystyka turbozespołu E70-E4:**

Moc znamionowa (elektr.)	-	2 MW
Średnica obrysu łopatek	-	71 m
Przedział prędkości pracy	-	6-21 obr/min
Prędkość wiatru załączająca	-	2,5 m/s
Prędkość nominalna	-	12,5 m/s
Prędkość wiatru rozłączająca	-	28-34 m/s



Krzywa mocy turbiny E70-E4



Park Wiatrowy Kamiensk - widok od strony zachodniej



- Ocena ryzyka środowiskowego (uzyskanie decyzji środowiskowej).
- Uzyskanie prawa do dysponowania terenem.
- Budowa masztu pomiarowego i przeprowadzenie pomiarów wiatru w okresie minimum 1 roku.
- Analiza pomiarów wietrzności.
- Opracowanie wstępnego biznesplanu lub SWI.
- Uzyskanie promesy lub warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od operatora sieci (w tym opracowanie ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na sieć elektroenergetyczną).
- Wybór dostawcy turbozespołów.
- Opracowanie projektu budowlanego do pozwolenia na budowę wraz z wymaganymi przepisami i uzgodnieniami.
- Opracowanie projektu logistyki dostaw elementów wielkogabarytowych na trasie producent – plac montażowy.
- Opracowanie szczegółowego biznesplanu.
- Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej URE.
- Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę).
- Realizacja budowy.
- Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej (konwencjonalnej) z operatorem sieci.
- Zawarcie umowy przyłączeniowej z operatorem sieci.
- Uzgodnienie instrukcji współpracy z operatorem sieci.
- Opracowanie zasad i podpisanie odpowiednich umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze Świadectw Pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.
- Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu (lub na podstawie zgłoszenia do użytkowania w zależności od klasyfikacji obiektu).
- Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.

#### 4. Podsumowanie i wnioski

Park Wiatrowy Kamięńsk stanowi dobre źródło do porównań z innymi inwestycjami, zarówno w aspekcie przebiegu procesu inwestycyjnego, jak i procesu eksploatacyjnego oraz efektu ekologicznego i unikniętej emisji czynników szkodliwych. Stanowi również doskonały czynnik regulacyjny dla lokalnej sieci elektroenergetycznej.

##### Wnioski ogólne

- W 2020 r. elektrownie wiatrowe powinny stać się najtańszym odnawialnym źródłem energii elektrycznej, tzn. o porównywalnych kosztach produkcji energii elektrycznej jak w funkcjonujących elektrowniach jądrowych.
- Prognoza rozwoju energetyki wiatrowej przewiduje za instalowanie mocy wynoszącej ok. 13 GW w 2020 r., w tym 11 GW w lądowych farmach wiatrowych, 1,5 GW w morskich farmach wiatrowych oraz 600 MW w małych elektrowniach wiatrowych.
- Udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej będzie szybko wzrastać, aż do 17% w 2020 r. i prawie 29% w 2030 r.
- Energetyka wiatrowa to jedna z najtańszych opcji technologicznych redukcji emisji CO<sub>2</sub>.
- Prognozowany jest wzrost liczby zatrudnionych w energetyce wiatrowej z ponad 2000 osób (ekwiwalent pełnoetatowych stanowisk pracy) w 2008 r. do 66 tysięcy osób w 2020 r.

- Rozwój energetyki wiatrowej wpłynie na finanse regionów. Szacuje się, że w 2020 r. do kas gminnych z tytułu podatku od nieruchomości może wpłynąć nawet 212 mln zł/rok w obszarach o korzystnych warunkach wietrzności.
- Przychody dzierżawców (rolników) z terenów pod elektrownie wiatrowe w 2020 r. mogą wynosić ponad 100 mln zł/rok.
- Energetyka wiatrowa w perspektywie do 2020 r. wniesie istotny wkład w realizację Dyrektywy 2009/28/WE.

##### Wnioski dla regionu łódzkiego

- Z dotychczas przeprowadzonych obserwacji wynika, że dostępność terenów pod lokalizację turbin wiatrowych nie stanowi znaczącego ograniczenia rozwoju energetyki wiatrowej w naszym regionie.
- Bardzo ważne jest wykorzystanie w pełni możliwości przyłączeń projektowanych farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej ZEŁT oraz ZEŁM. W tym zakresie na podstawie przeprowadzonych analiz można oszacować obecne możliwości przyłączeniowe na następujących poziomach: PGE Zakład Energetyczny Łódź – Miasto ok. 200 MW oraz PGE Zakład Energetyczny Łódź – Teren ok. 300 MW.
- Możliwe jest wykorzystanie potencjału realizacyjno-eksploatacyjnego Elektrowni Wiatrowej Kamięńsk do realizacji strategii energetycznej regionu łódzkiego.
- Występuje pewien niedostatek informacji co do planów rozbudowy systemów elektroenergetycznych u operatorów do roku 2020. Także niewiele jest ogólnie dostępnych analiz i publikacji dotyczących skutków rozwoju energetyki wiatrowej uwzględniających znaczący, bo 20% udział energii generowanej z wiatru w pokrywaniu zapotrzebowania na energię.

##### Literatura

1. Anuszczyk J.: *Maszyny elektryczne w energetyce. Zagadnienia wybrane*, WNT Warszawa, 2005.
2. Pesta R.: *Analiza opłacalności budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW*, Rynek Energii, nr 1, 2009.
3. Cieślak A., Halaczek-Nowak K., Nowak K., Szkutnik M.: *Ocena konkurencyjności wykorzystania energii odnawialnej w województwie łódzkim*, Materiały Urzędu Marszałkowskiego Łódź, październik 2008.
4. *Nowelizacja Prawa energetycznego – jak wpłynie na rozwój farm wiatrowych?*, Clifford Chance, marzec 2010, [http://www.psew.pl/energetyka\\_wiatrowa.htm](http://www.psew.pl/energetyka_wiatrowa.htm)
5. *Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim*, Wojewódzkie Biuro Urbanistyczne we Wrocławiu, Wrocław, 2010, <http://www.wbu.wroc.pl/index.php>
6. *Ocena możliwości rozwoju i wzrostu potencjału energetyki wiatrowej w Polsce do roku 2020*, [http://www.psew.pl/energetyka\\_wiatrowa.htm](http://www.psew.pl/energetyka_wiatrowa.htm)
7. Strona internetowa: <http://www.pigeo.org.pl/>

**Jan Anuszczyk**  
[jan.anuszczyk@p.lodz.pl](mailto:jan.anuszczyk@p.lodz.pl)  
**Politechnika Łódzka**  
**Bogusław Terlecki**  
[boguslaw.terlecki@ewk.pl](mailto:boguslaw.terlecki@ewk.pl)  
**Elektrownia Wiatrowa Kamięńsk**

Zbigniew Tynenski

## Łódzkie na gazie? Rogóżno 2020+

## ŁÓDZKIE NA GAZIE



CENTRUM ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU

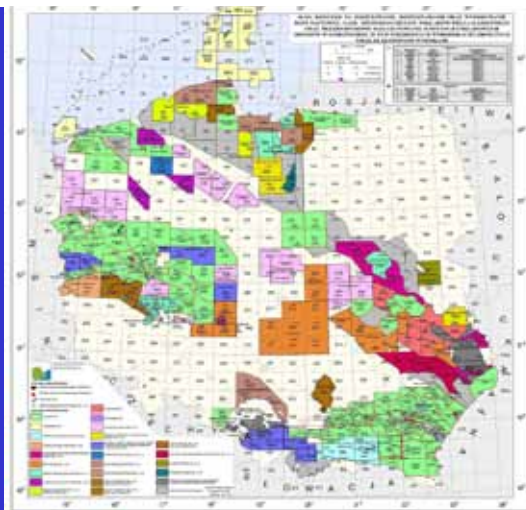
### Mapa czerwonego spągowca



Potencjalna lokalizacja gazu łupkowego i ropy

Koncesje wydane na poszukiwanie gazu i ropy w Polsce w latach 1994-2009 wraz z oczekującymi wnioskami

### Czerwony spągowiec na terenie Polski



## POTENCJAŁ ZASOBÓW

I.p.	Rodzaj zasobu	jedn. miary	Wielkość wg PIG	Wielkość rzeczywista
1	Węgiel kamienny	mld ton	60,00	116,00
2	Węgiel brunatny	mld ton	17,40	140,00
3	Ropa naftowa	mld ton	22,70	249,70
4	Gaz ziemny	mld m <sup>3</sup>	152,00	1045,00
5	Gaz łupkowy	mld m <sup>3</sup>	-----	ok. 3000,00
6	Geotermia wysokotemperaturowa	tys. MW <sup>*</sup>	-----	160,00

\* 5 tys. PJ (50 tys. MW<sub>e</sub>, 100 tys. MW<sub>th</sub>)

Wielkość zasobów gazu w województwie łódzkim – ok.. 500,0 mld m<sup>3</sup>

W przeliczeniu na gaz – 2300 lat

W przeliczeniu na benzynę – 999 lat (bez wykorzystania technologii prof. D. Nazimka)

## MANIPULACJA PRAWEM

### 3. Specustawa o autostradach

1. Wyłączenie samorządów (wójt, burmistrz, prezydent miasta) z opiniowania projektu geologicznego

### 4. Zmiana ustawy o gospodarce nieruchomościami

Rozszerzono katalog przesłanek uprawnających do wydania decyzji o niezwłocznym zajęciu nieruchomości o przypadki uzasadnione interesem gospodarczym, ponieważ nie jest to objęte przez art. 108 kpa, a jest ważne z punktu widzenia np. inwestycji finansowanych ze środków unijnych.

### 5. Ustawa o udostępnieniu informacji i udziale społeczeństwa w ochronie środowiska

Powołanie GDOŚ i RDOŚ podlegających Ministerstwu Środowiska drastycznie ogranicza udział samorządów i społeczeństwa

## Straty w wyniku przekazania zasobów za opłaty koncesyjne oraz prywatyzacji sektora energetycznego

Gaz łupkowy - opłaty koncesyjne (Kutno, Lublin) - 5,63zł / 1000 m<sup>3</sup>  
 Opłaty za gaz z Rosji - ok. 450 USD/1000 m<sup>3</sup>  
 Opłaty koncesyjne/wartość handlowa zasobu - 0,5%

Strata - ok. 1,5 bln zł (1500 mld)

Węgiel brunatny Gubin, Lubin i inne  
 Wpływ z prywatyzacji - 12 mld zł  
 Wartość zasobów - 14000 mld zł  
 Dochód z prywatyzacji/wartość handlowa zasobu - 0,1%

Strata - ok. 14 bln zł

## CCS PROJEKT TOWARZYSZĄCY ?

CCS – wychwytywanie i zatłaczanie oczyszczonych spalin w głębokie pokłady solankowe na Niżu Polskim

Instalacja demonstracyjna PGE Elektrownia Bełchatów SA

- 1,8 mln ton/rok
- odległość zatłaczania – 80,0 do 100,0 km
- powierzchnia zatłaczania – ok. 200,0 km<sup>2</sup>/1 instalacja
- ilość instalacji – 3 w województwie łódzkim
- czas zatłaczania – 30 lat (10 lat w jednym otworze)
- struktury geologiczne - kreda, jura, perm

Koszt instalacji – 2,30 mld zł

Dotacja z UE – 0,69 mld zł

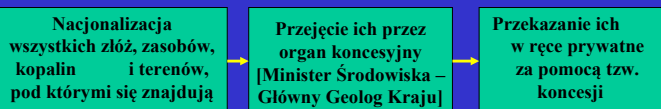
## MANIPULACJA PRAWEM

### 1. Prawo G i G obowiązujące

art. 12 – „ten kto rozpoznał i udokumentował złożę kopaliny... może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem nad innymi”

### 2. Projekt nowego Prawa G i G

1. art. 15 – j.w.
2. Wyłączenie samorządów i obywateli jako strony
3. Koncesja jako ostateczny akt prawny
4. Handel koncesjami
5. Wstrzymanie działalności rolniczej i leśnej na min.10 lat
6. Możliwość wywłaszczeń przez koncesjonariusza w ramach tzw. celu publicznego



## OBSZARY OBJĘTE BADAANIAMI GEOLOGICZNYMI W RAMACH PROJEKTU CCS W ŁÓDZKIM



## CCS PROJEKT TOWARZYSZĄCY ?

### Teza

Obecne badania dla projektu CCS służą bliższemu rozpoznaniu zasobów gazu, ropy i węgla w tzw. czerwonym spągowcu w celu przekazania tych zasobów zagranicznemu podmiotowi w ramach prywatyzacji, poprzez wydanie koncesji na CCS i tzw. zasoby towarzyszące.

### Przesłanki:

- instalacje CCS mają zastosowanie przy wydobyciu ropy i gazu oraz zapełnianiu przestrzeni po ich wydobyciu.
- badania prowadzone są na strukturze „czerwonego spągowca” obfitego w zasoby (gaz, ropa, węgiel, geotermia, wody mineralne i lecznicze, solanki).

Kto dostanie koncesję na CCS, w ramach tej koncesji jest dysponentem wszystkich towarzyszących zasobów.

## ZAGROŻENIA SPOŁECZNE

1. Wylączenie terenów zagrożonych górniczo lub/i obszarów użytkowania górniczego z działalności rozwojowej  
Powierzchnia jednego obszaru – ok. 200 km<sup>2</sup>  
Powierzchnia obszaru zajętego przez rurociąg – ok. 10 km<sup>2</sup>  
przyjęto min. 5 zł/m<sup>2</sup> x 210 km<sup>2</sup> – ok. 1100 mln zł  
wpływy do jednej gminy za zatłaczanie spalin – ok. 3 mln zł/rok  
za 30 lat eksploatacji instalacji – wpływy ok. 90 mln zł  
strata na wartości terenów wyniesie min. 1 mld zł
2. Wzrost cen energii elektrycznej  
Przychody z zatłaczania CO<sub>2</sub>  
1,8 mln ton/rok x 10C = + 72 mln zł/rok  
Koszty (nakłady w latach, koszty eksploatacji instalacji CCS)  
= - 302 mln zł/rok  
Bilans strat = - 230 mln zł/rok  
Straty dla całego okresu trwania projektu (30 lat) – 6,9 mld zł  
Straty zostaną pokryte ze wzrostu cen energii – min. 28,75%/rok
3. Straty społeczne w wyniku braku możliwości wykorzystania wód (pitnych, mineralnych, leczniczych) i zasobów geotermalnych  
Przyjęto jako utratę możliwości wykorzystania geotermii dla podniesienia wartości terenów mających charakter rekreacyjno – wypoczynkowy  
5 zł/m<sup>2</sup> x 210 km<sup>2</sup> = 1,1 mld zł
4. Strata spowodowana brakiem dostępu do zasobów, możliwości wydobywania kopalin na obszarze objętym koncesją CCS, przez obecnych właścicieli nieruchomości i JST (spółeczeństwo lokalne) co najmniej 1,8 mld zł
5. Brak możliwości rozwoju terenów objętych koncesją na zatłaczanie spalin (budowa, rozbudowa, remonty itp.), jako użytkowanych górniczo
6. Możliwość wylączenia właścicieli nieruchomości.

## ZAGROŻENIA ŚRODOWISKOWE

- **Zatłaczany jest CO<sub>2</sub>**  
*Nieprawda* – zatłaczane są oczyszczone spaliny zawierające substancje niebezpieczne m.in. dioksyny, furany, benzo-alfa-pireny, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>. 0,1 % po 10 latach zatłaczania – 18,0 tys. ton substancji toksycznych.
- **CO<sub>2</sub> jest gazem bezpiecznym dla środowiska, bo w nim występuje**  
*Nieprawda* – CO<sub>2</sub> jest gazem bezpiecznym w rozproszeniu. W dużych stężeniach jest zabójczy.
- **Możliwość wycieku 0,1% nie stanowi zagrożenia**  
*Nieprawda* – po 10 latach gromadzenia CO<sub>2</sub> wyciek 0,1% może spowodować całkowitą zagładę na pow. 9 km<sup>2</sup> (poziom CO<sub>2</sub> do wys. 2m) – ok. 1000osób, kilka tys. zwierząt



## PODSUMOWANIE

1. Łódzkie posiada gaz, ale koncesje na jego udokumentowanie posiadają podmioty uzależnione od zagranicznego kapitału
2. Koncesja na zatłaczanie CO<sub>2</sub> dla sukcesora PGE (do prywatyzacji), objęcie pozostałe zasoby gazu i inne (np. węgiel brunatny, geotermalne) w województwie łódzkim

**Łódzkie na gazie – czy raczej na kacu?**



**Zbigniew Tynenski**  
Centrum Zrównoważonego Rozwoju

Włodzimierz Kędziora

## Kogeneracja

## Kogeneracja

szanse i zagrożenia



Włodzimierz Kędziora

Członek Zespołu Doradczego  
Ministra Gospodarki  
ds. rozwiązań systemowych  
w sektorze energetycznym

Kwiecień 2010

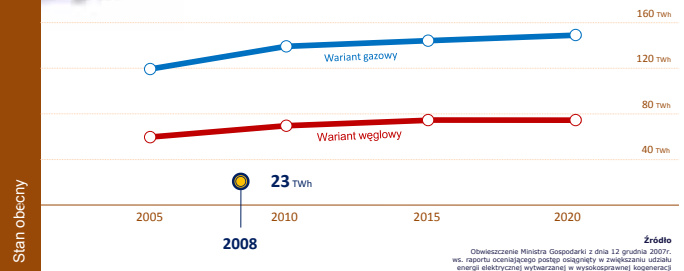
Potencjał  
produkcji w kogeneracji

	Produkcja energii elektr. w CHP [TWh]	Main activity producers	Auto-producers	Udział CHP w produkcji energii elektr.	Moce elektryczna w CHP [GW]
Belgia	11,09	78,7%	21,3%	12,5%	2,09
Czechy	11,88	67,5%	32,5%	14,2%	4,82
Dania	16,78	b.d.	b.d.	46,1%	5,37
Niemcy	79,49	67,7%	32,3%	12,5%	21,99
Hiszpania	21,98	0,0%	100%	7,0%	3,59
Francja	18,04	49,4%	50,6%	3,1%	5,11
Włochy	30,45	58,7%	41,3%	9,5%	6,73
Holandia	36,21	b.d.	b.d.	33,6%	8,97
<b>Polska</b>	<b>26,41</b>	<b>76,4%</b>	<b>23,6%</b>	<b>16,9%</b>	<b>8,78</b>
Finlandia	27,57	64,6%	35,4%	35,6%	5,68
Szwecja	14,35	52,1%	47,9%	9,6%	4,11
Wielka Brytania	25,00	0,9%	99,1%	6,4%	5,53

## 1 Potencjał kogeneracji

## Wykorzystanie potencjału ekonomicznego produkcji w kogeneracji

Zmniejszenie ilości paliwa do roku 2020 przy wykorzystaniu pełnego potencjału ekonomicznego kogeneracji

Wariant węglowy ok. 7,5 mln Mg  
Wariant gazowy ok. 11,0 mln MgPotencjał  
produkcji w kogeneracji

	Paliwo zużyte w CHP [PJ]	Solid fossil fuels	Źródła odnawialne
Belgia <sup>1)</sup>	147,0	1,5%	8,9%
Czechy	398,2	83,1%	4,2%
Dania	300,3	52,2%	14,9%
Niemcy	1200,8	27,1%	6,7%
Hiszpania	394,4	1,9%	5,0%
Francja	371,3	4,4%	23,5%
Włochy	940,4	0,3%	4,9%
Holandia	662,8	11,5%	1,8%
<b>Polska</b>	<b>1508,4</b>	<b>91,1%</b>	<b>1,9%</b>
Finlandia	488,7	26,5%	46,0%
Szwecja	247,0	7,3%	75,3%
Wielka Brytania	309,8	4,3%	3,7%

<sup>1)</sup> dane za rok 2007Działania  
w zakresie rozwoju kogeneracji

## Poprawa efektywności energetycznej

Podwojenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu do 2020 roku

## Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

Dążenie do zastąpienia do roku 2030 ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze źródłami kogeneracyjnymi  
Preferowanie skojarzonego wytwarzania przy budowie nowych mocy wytwórczych

## Działania wspomagające

Zwiększenie wykorzystania wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektr. w układach skojarzonych, jako korzystnej alternatywy dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów na energię

## Ograniczenie oddziaływania na środowisko

Ograniczenie emisji



## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Poprawa efektywności energetycznej

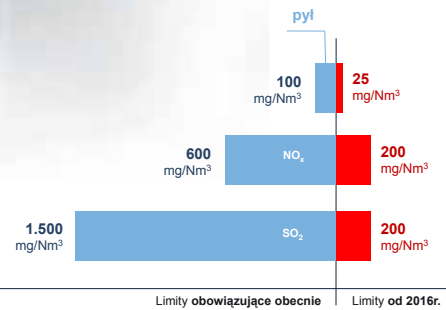
1.3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin

1. Przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła – 2010 roku

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

Dyrektywa IED. Zmiana wymagań emisyjnych

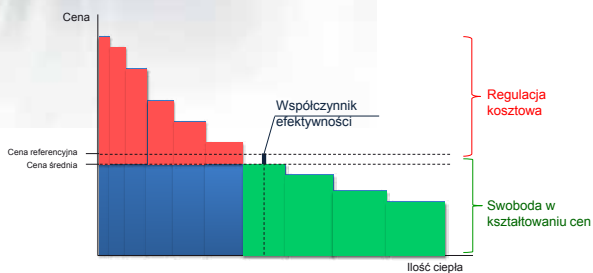


## Potencjał

produkcji w kogeneracji

### Metoda ceny referencyjnej (jednoczłonowej)

opiera się na zasadzie ustalania ceny referencyjnej, która może być stosowana w zakresie wytwarzania ciepła w systemach kogeneracyjnych



## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

1. Plany zaopatrzenia miast w ciepło muszą uwzględniać dodatkowe wykorzystanie ciepła ze źródeł kogeneracji
2. Należy określać środki skutecznej realizacji planów
3. Należy wprowadzić odpowiedzialność organów samorządowych



## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Poprawa efektywności energetycznej

1.3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin

1. Przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła – 2010 roku
2. Utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat – praca ciągła

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Poprawa efektywności energetycznej

1.3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin

1. Przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła – 2010 roku
2. Utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat – praca ciągła
3. Uregulowanie rozporządzeniem procedury sporządzania przez gminy założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz metod realizacji tych planów, w szczególności w planowaniu zostanie wprowadzony obowiązek tworzenia rankingu możliwych metod pokrycia zapotrzebowania na ciepło oraz wybór optymalnego wariantu w taki sposób, aby zapewnić realizację celów polityki energetycznej państwa - 2011 r.



## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Poprawa efektywności energetycznej

1.7. Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich

1. ...
2. ...

3. Wsparcie inwestycji w zakresie stosowania najlepszych dostępnych technologii w przemyśle, wysokosprawnej kogeneracji, ograniczenia strat w sieciach elektroenergetycznych i ciepłowniczych oraz termomodernizacji budynków w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2007 – 2013 oraz regionalnych programów operacyjnych.

Realizacja powyższego zadania ma charakter pracy ciągłej

Odpowiedzialni

Minister Gospodarki

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

2.37. Wprowadzenie zmian do Prawa energetycznego w zakresie zdefiniowania odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

1. Określenie sposobu egzekwowania odpowiedzialności organów samorządu terytorialnego za przygotowanie projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe i realizację w zakresie działania tych organów (zmiana ustawy – Prawo energetyczne) – 2011 r.
2. Rozważenie wprowadzenia zmian w prawie mających na celu umożliwienie planowania zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na poziomie powiatu lub województwa – 2011 r.
- ...
4. Rozważenie możliwości i ewentualne wprowadzenie obowiązku uzgadniania przez gminy planów zagospodarowania przestrzennego z dostawcami mediów energetycznych – 2012 r.

Odpowiedzialni

Minister właściwy ds. gospodarki; Minister właściwy ds. budownictwa, gospodarki przestrzennej i mieszkaniowej  
Prezes Rządowego Centrum Legislacji

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Poprawa efektywności energetycznej

1.3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin

4. Sporządzenie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej – 2011 r.

5. Prowadzenie oceny efektywności funkcjonującego systemu wsparcia energii z kogeneracji. Praca ciągła

Odpowiedzialni

Minister właściwy ds. gospodarki  
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

2.42. Preferowanie skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecanej przy budowie nowych mocy wytwórczych

1. Uwzględnienie w planach inwestycyjnych spółek z udziałem Skarbu Państwa zagospodarowania lokalnego potencjału ciepła użytkowego poprzez budowę jednostek skojarzonych – praca ciągła
2. Utrzymanie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji
3. Wykorzystanie obowiązków w zakresie przygotowania planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe do zastępowania wyeksploatowanych rozdzielonych źródeł wytwarzania ciepła jednostkami kogeneracyjnymi – praca ciągła
4. Analiza możliwości i ewentualne uzupełnienie systemu wydawania zezwoleń na lokalizację nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub ciepła o obowiązek przedłożenia analizy możliwości wykorzystania technologii wysokosprawnej kogeneracji – 2011 r.
5. Zastosowanie preferencji dla jednostek kogeneracji w przetargach na nowe moce ogłaszane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Odpowiedzialni

Minister właściwy ds. gospodarki; Minister właściwy ds. Skarbu Państwa, Jednostki samorządu terytorialnego; Minister właściwy ds. Budownictwa  
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

2.32. Działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, szczególności w zakresie inwestycji liniowych

1. Przygotowanie założeń do ustawy, które ułatwiają realizację inwestycji liniowych w energetyce – 2009/2010 r.
2. Przygotowanie projektu ustawy ułatwiającej realizację inwestycji liniowych w energetyce – 2010 r.
3. Opracowanie projektów regulacji prawnych upraszczających procedury realizacji inwestycji liniowych w energetyce oraz umożliwiających uregulowanie stanu prawnego i eksploatację istniejącego majątku sieciowego, w tym regulacji dotyczących gospodarki nieruchomościami, postępowania administracyjnego, planowania i zagospodarowania przestrzennego, ochrony gruntów rolnych i leśnych, ochrony środowiska oraz ochrony przyrody – 2010 r.
- ...

6. Rozważenie zasadności i ewentualne wprowadzenie rozwiązań mających na celu nadanie statusu celu publicznego inwestycjom w zakresie budowy elektrowni i elektrociepłowni – 2011 r.

Odpowiedzialni

Minister właściwy ds. gospodarki; Minister właściwy ds. budownictwa, gospodarki przestrzennej i mieszkaniowej; Minister właściwy ds. środowiska;  
Minister właściwy ds. rozwoju wsi; Prezes Rządowego Centrum Legislacji

## Działania

w zakresie rozwoju kogeneracji

### Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko

6.4. Wykorzystanie przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do wspierania działań ograniczających emisję gazów cieplarnianych

1. Opracowanie systemu i zasad dysponowania przychodami z aukcji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – 2010 r.
2. Ustalenie priorytetów wykorzystania przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w tym uwzględniających wsparcie:
  - doskonalenie technologii zgazowania węgla
  - rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii
  - budowy nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji, zobowiązanych do zakupu od 2013 r. 100% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>
  - budowy instalacji CCS oraz prac badawczych w tym zakresie
  - doskonalenie badań i rozwoju w zakresie ogniw paliwowych nowej generacji i gospodarki wodorowej

Realizacja działania – 2010 r.

Odpowiedzialni

Minister właściwy ds. gospodarki; Minister właściwy ds. finansów publicznych; Minister właściwy ds. środowiska  
Minister właściwy ds. nauki

**Włodzimierz Kędziora**  
Dalkia

# STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH



Oddział Łódzki

90-007 Łódź, pl. Komuny Paryskiej 5a

Dom Technika, IV p., pok. 409 i 404

tel./fax 42 630 94 74, 42 632 90 39

e-mail: seplodz@onet.pl sep.lodz@neostrada.pl

http://sep.p.lodz.pl

**świadczy wszelkiego rodzaju usługi we wszystkich dziedzinach elektryki:**

- ▶ usługi techniczno-ekonomiczne w ramach Ośrodka Rzeczoznawstwa
- ▶ kursy specjalistyczne w zakresie doskonalenia zawodowego
- ▶ kursy przygotowawcze do egzaminów kwalifikacyjnych (wszystkie grupy)
- ▶ szkolenia audytorów wewnętrznych systemów jakości (normy ISO 9000)
- ▶ egzaminy kwalifikacyjne dla osób na stanowiskach EKSPLOATACJI I DOZORU w zakresach: elektroenergetycznym, ciepłym i gazowym
- ▶ usługi marketingowe
- ▶ prezentacje
- ▶ reklamy w Biuletynie Techniczno-Informacyjnym OŁ SEP
- ▶ rekomendacje dla wyrobów i usług branży elektrycznej
- ▶ organizacja imprez naukowo-technicznych (konferencje, seminaria)

## OŚRODEK RZECZOZNAWSTWA OŁ SEP

oferuje bogaty zakres usług technicznych i ekonomicznych:

- Projekty techniczne i technologiczne
- Ekspertyzy i opinie
- Badania eksploatacyjne
- Badania techniczne urządzeń elektrycznych, elektronicznych i elektroenergetycznych
- Ocena zagrożeń i przyczyn wypadków powodowanych przez urządzenia elektryczne
- Ocena prototypów wyrobów, maszyn i urządzeń produkcyjnych
- Ocena usprawnień, pomysłów, projektów i wniosków racjonalizatorskich
- Opracowywanie projektów przepisów oraz instrukcji obsługi, eksploatacji, remontów i konserwacji
- Wykonywanie wszelkich pomiarów w zakresie elektryki
- Prowadzenie nadzorów inwestorskich i autorskich
- Wykonywanie ekspertyz o charakterze prac naukowo-badawczych
- Prowadzenie stałych i okresowych obsług technicznych (konserwatorskich i serwisowych) oraz napraw
- Prowadzenie pośrednictwa handlowego (materiały, wyroby, maszyny, urządzenia i usługi)
- Odbiory jakościowe
- Pośrednictwo w zagospodarowywaniu rezerw mocy produkcyjnych, materiałów, maszyn i urządzeń
- Wyceny maszyn i urządzeń
- Ekspertyzy i naprawy sprzętu AGD i audio-video
- Tłumaczenia dokumentacji technicznej i literatury fachowej
- Doradztwo i ekspertyzy ekonomiczne
- Audyty i plany marketingowe
- Przekształcenia własnościowe
- Przygotowywanie wniosków koncesyjnych dla producentów i dystrybutorów energii

**OR SEP tel. 42 632 90 39, 42 630 94 74**

**Pozycja i ranga SEP jest gwarancją najwyższej jakości, niezawodności i wiarygodności**



# VIII

# KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA

**TRANSFORMATORY ENERGETYCZNE I SPECJALNE**

**KAZIMIERZ DOLNY 13-15 października 2010**



**Małgorzata Siedlarek** – Sekretarz Organizacyjny • **Polimex-Mostostal S.A.** – Zakład ZREW Oddział Transformatory 92-412 Łódź, ul. Rokicińska 144 • tel. 42 671 86 15, fax 42 671 86 16 • e-mail: malgorzata\_siedlarek@zrew.com.pl  
**Krzysztof Majer** – Sekretarz Naukowy • **Politechnika Łódzka** – Instytut Mechatroniki i Systemów Informatycznych 90-924 Łódź, ul. Stefanowskiego 18/22 • tel. 42 631 25 71, 631 25 81, fax 42 636 23 09 • e-mail: majer@p.lodz.pl



**CO ZROBIMY, GDY SIĘ SKOŃCZY POLSKI WĘGIEL?**