

# **Uwarunkowania wydobycia węgla brunatnego i produkcji energii elektrycznej w Polsce i Europie**

**Autor :**

dr hab. inż., prof. AGH Zbigniew Kasztelewicz  
e-mail: [kasztel@agh.edu.pl](mailto:kasztel@agh.edu.pl)

Kraków, czerwiec 2008 rok

## Spis treści

1. Wprowadzenie .....	4
2. Surowce energetyczne i prognoza ich wykorzystania do produkcji energii elektrycznej na świecie .....	7
<b>2.1. Surowce energetyczne .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2. Węgiel brunatny .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.1. Węgiel brunatny na świecie .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.2. Węgiel brunatny w Polsce .....</b>	<b>16</b>
2.3. Węgiel kamienny .....	21
<b>2.3.1. Węgiel kamienny na świecie .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.2. Węgiel kamienny w Polsce .....</b>	<b>22</b>
2.4. Ropa naftowa .....	24
2.5. Gaz ziemny .....	25
2.6. Paliwo jądrowe .....	28
2.7. Podsumowanie .....	30
3. Elektroenergetyka polska na tle krajów europejskich. ....	31
4. Założenia polskiej polityki energetycznej .....	37
<b>4.1. Charakterystyka stanu polskiej elektroenergetyki .....</b>	<b>43</b>
<b>4.2. Obecne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat, w tym zagrożenie całkowitym załamaniem funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego .....</b>	<b>45</b>
<b>4.3.1. Trudności w pokryciu krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną .....</b>	<b>45</b>
5. Technologie zwiększenia produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego .....	47
<b>5.1. Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez nadkrytyczne parametry pary .....</b>	<b>47</b>
<b>5.2. Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez suszenie węgla brunatnego .....</b>	<b>48</b>
<b>5.3. Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii spalania węgla brunatnego w tlenie .....</b>	<b>49</b>
<b>5.4. Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii IGCC .....</b>	<b>49</b>
<b>5.5. Implementacja czystych technologii węglowych przez energetykę opartą na węglu brunatnym w Polsce .....</b>	<b>49</b>
6. Węgiel brunatny w Polsce - stan obecny i perspektywy rozwoju .....	51
<b>6.1. Branża węgla brunatnego w Polsce .....</b>	<b>53</b>
<b>6.2. Strategia rozwoju branży węgla brunatnego w XXI wieku w Polsce .....</b>	<b>56</b>
<b>6.2.1. Perspektywiczne złoża węgla brunatnego w Polsce .....</b>	<b>57</b>
<b>6.3. Strategia rozwoju wydobycia węgla brunatnego w Polsce .....</b>	<b>60</b>
6. Strategia rozwoju branży w oparciu o perspektywiczne złoża węgla brunatnego .....	66
<b>6.1. Założenia do eksploatacji złoża Legnica .....</b>	<b>67</b>
<b>6.2. Założenia do eksploatacji złóż gubińskich .....</b>	<b>68</b>
<b>6.3. Założenia do eksploatacji złoża Złoczew w BOT KWB „Bełchatów” .....</b>	<b>68</b>
<b>6.4. Założenia do eksploatacji złoża Radomierzyce w BOT KWB „Turów” .....</b>	<b>69</b>
<b>6.5. Założenia do eksploatacji złóż perspektywicznych w zagłębiu konińsko-turkowskim dla Elektrowni ZE PAK .....</b>	<b>69</b>

7. Możliwości polskiej gospodarki w rozwoju i budowie branży węgla brunatnego w XXI wieku .....	75
9. Wydobycia węgla brunatnego jako nadrzędny interes publiczny w aspekcie wykonania obowiązku kompensacji przyrodniczej dla przedsięwzięć realizowanych na obszarach NATURA 2000 .....	82
<b>9.1. Uwarunkowania prawne.....</b>	<b>82</b>
<b>9.2. Uwarunkowania faktyczne i kompensacyjne.....</b>	<b>83</b>
<b>9.3. Instytucja kompensacji przyrodniczej.....</b>	<b>85</b>
10. Ochrona źródeł – jako cel publiczny. ....	89
11. Wnioski końcowe .....	89
12. Podsumowanie.....	93
13. Literatura .....	94

**Treść:** W pracy omówiono zasoby surowców energetycznych Polski na tle zasobów świata oraz perspektywiczne potrzeby energetyczne kraju i świata. Przedstawiono branżę węgla brunatnego w Polsce na bazie czynnych kopalń i zaprezentowano charakterystykę najbardziej perspektywicznych złóż węgla brunatnego. Omówiono także możliwość ich zagospodarowania na potrzeby energetyki przedstawiając jej rozwój w oparciu o to paliwo na okres 100 - 120 lat. Analiza dotyczy strategicznych złóż węgla brunatnego „Legnica”, „Gubin-Mosty”, „Złoczew”, „Rogóżno” oraz złóż perspektywicznych w Kopalni „Adamów”, „Konin”, „Bełchatów” i „Turów”. Zakres pracy dotyczy też udostępnienia pola centralnego złoża węgla brunatnego „Kozłmin” w KWB „Adamów” S.A. dla potrzeb Elektrowni „Adamów” w ZE PAK S.A. oraz ewentualnych skutków przerwania eksploatacji tego złoża związanych z problemem występowania obszaru NATURA 2000 na terenie przyszłej eksploatacji. Skutki te określono zarówno z perspektywy samej kopalni i elektrowni jak i dla całej energetyki Polski. Praca przedstawia rozwiązania jakie należy podjąć w przypadku konfliktu z obszarami NATURA 2000 w postaci przeprowadzenia działań kompensacyjnych.

Mottem przewodnim opracowania jest węgiel brunatny jako najtańsze paliwo będące na długie lata gwarantem bezpieczeństwa energetycznego co w połączeniu z zapleczem naukowo-projektowym oraz produkcyjnym staje się optymalną ofertą dla polskiej energetyki.

## 1. Wprowadzenie

Węgiel brunatny jest obecnie najtańszym nośnikiem energii pierwotnej stosowanym do wytwarzania energii elektrycznej w polskiej elektroenergetyce. Wszystkie scenariusze rozwoju gospodarczego Polski, formułowane przez poszczególne rządy RP, przewidują wydobycie węgla brunatnego na około 65 mln Mg rocznie. Obecny poziom wydobycia będzie trwał przez ok. 15 lat a później będzie spadał, jeżeli nie zostanie uruchomione wydobycie węgla brunatnego na nowych perspektywicznych złożach „Legnica-Ścinawa” czy „Gubin-Mosty”. Ponieważ energia elektryczna wytwarzana z węgla brunatnego jest w obecnych warunkach najtańsza, to racjonalne i optymalne gospodarowanie zasobami węgla brunatnego jest jednym z ważniejszych zadań w nadchodzącym okresie. Patrząc na polskie górnictwo węgla brunatnego należy przyznać, że jego atutami są rozpoznane złoża, doświadczona kadra techniczno-inżynierska, menadżerowie na europejskim poziomie, młodzi i wykształceni pracownicy na stanowiskach robotniczych oraz – rzecz nie do przecenienia w dobie wdrażania nowych technologii – zaplecze naukowo-techniczne w postaci wyższych uczelni

współpracujących ściśle z przemysłem i liczne instytuty badawczo-projektowe oraz przedsiębiorstwa pracujące na rzecz przemysłu wydobywczego [1, 2, 8 i 14].

Polska dysponując relatywnie dużymi zasobami złóż surowców energetycznych, w tym złóż węgla brunatnego, staje przed ogromną szansą racjonalnego wykorzystania posiadanych zasobów do produkcji czystej i taniej energii. Współczesny świat ma ogromne potrzeby energetyczne, które mają stałą tendencję ciągłego wzrostu. Prognozy dla świata przewidują wzrost zużycia energii pierwotnej o 25% co 10 lat. Natomiast wzrost zapotrzebowania energii elektrycznej jest jeszcze większy, szacuje się go na ponad 30% co 10 lat. Dla Polski w przyjętej przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 roku Polityce Energetycznej założono 3% średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do 2025 roku. Zapewnienie dostaw energii elektrycznej w takiej wielkości będzie w naszym kraju wymagać oddawania do eksploatacji w każdej pięciolatce elektrowni o mocy zainstalowanej od 4 do 5 tys. MW, porównywalnej z Elektrownią Bełchatów. Dziś padają pytania, czy to będą elektrownie na węgiel w tym i na węgiel brunatny, gaz, olej czy to będzie energetyka atomowa?

Obecne rezerwy zasobów surowców energetycznych wynoszą dla ropy naftowej 40-46 lat, gazu ziemnego 50-56 lat, a węgla kamiennego 187-200 lat. I niestety nie widać nowych zasobnych i bezpiecznych złóż tych surowców. Dlatego świat przestraszony konsekwencjami trwających konfliktów zaczyna nerwowo „deptać” w miejscu, poszukując najlepszej alternatywy. Powtórzmy głośno: niedoceniany węgiel brunatny, z zasobami światowymi ocenianymi na 510 miliardów Mg, daje dzisiejszej gospodarce światowej a w tym i polskiej największe gwarancje bezpieczeństwa energetycznego. Zasoby te są rozmieszczone równomiernie na wszystkich kontynentach. Dzięki nim można utrzymywać dotychczasowy poziom wydobycia na 500 lat.

Światowe wydobycie węgla brunatnego wynosi obecnie około 900 mln Mg rocznie.

W rankingu państw – wydobywczych potentatów – Polska zajmuje czwarte miejsce za Niemcami, Rosją i Stanami Zjednoczonymi. Jednocześnie ze swoim prawie 35% udziałem węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej zajmujemy jeszcze wyższą, trzecią pozycję na świecie.

Ustalając źródła pokrycia polskich potrzeb energetycznych, nadrzędnymi kryteriami powinny być kryteria ekonomiczne, powiązane z maksymalnym wykorzystaniem własnych źródeł surowców. Właściwe podejście do rozwiązywania tego tematu pozwoliłoby na utrzymanie aktywności zawodowej tysięcy ludzi, związanych z wydobyciem i przetwarzaniem krajowych surowców energetycznych na energię elektryczną. Rozpatrując kryteria konkurencyjności ekonomicznej należy stwierdzić, że węgiel brunatny jest dziś liderem w tej kategorii, bowiem koszty wytworzenia energii elektrycznej z węgla brunatnego są około 30% niższe niż te same koszty na węglu kamiennym, natomiast ceny energii sprzedane z elektrowni opalanych węglem brunatnym są o ok. 40 % niższe od cen energii z elektrowni na węgiel kamienny. W Polsce węgiel brunatny jak i kamienny nie tylko pozostaje najtańszym źródłem energii, ale też jedynym, dzięki któremu jesteśmy jako kraj samowystarczalni pod względem energetycznym. W 2005 roku Urząd Regulacji Energetyki podał, że w Polsce wytworzenie 1 GJ ciepła z węgla brunatnego kosztuje -17,07zł, z węgla kamiennego-22,61 zł, z gazu ziemnego- 32,99 zł a z lekkiego oleju opałowego- 53,08zł.

Kształtowanie się cen energii elektrycznej w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2006 przedstawia tabela 1.

**Tabela 1. Ceny energii elektrycznej w Polsce w 2006 roku**

Przedsiębiorstwo	Rok
	2006
	Zł / MWh
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	148.0
Elektrownie ciepłne i elektrociepłownie	146.0
Elektrownie	143.0
elektrownie na węglu brunatnym	129.0
elektrownie na węglu kamiennym	153.0
Elektrociepłownie	165.0
elektrociepłownie węglowe	154.0
elektrociepłownie gazowe	253.0
Elektrownie wodne	328.0

Fakty te powinny być jedynymi, które powinno się rozpatrywać przy budowaniu nowej strategii energetycznej dla Polski na następne 30-50 lat. Obecne różne głosy pseudofachowców od górnictwa i energetyki mówiące o likwidacji polskiego górnictwa a zastąpienie krajowego węgla, węglem importowanym czy budowie elektrowni atomowych – proponują energetykę dużo droższą i uzależnioną od zewnętrznych dostawców surowców energetycznych. Podstawowym zagadnieniem polskiej elektroenergetyki, a w tym energetyki opartej na węglu brunatnym w XXI wieku, wieku otwartych granic, a w tym dosłownie otwartych granic tak dla zakupu surowców energetycznych jak i samej energii elektrycznej jest stałe i systematyczne utrzymywanie konkurencyjności ekonomicznej. Ta konkurencyjność powinna odnosić się do paliw i energii w Polsce jak i na świecie.

Bogate kraje świata wykorzystują głównie własne surowce energetyczne do produkcji energii elektrycznej (tabela 2).

**Tabela 2. Kraje najbardziej zależne od węgla (kamiennego i brunatnego)**

Kraj	Odsetek energii elektrycznej produkowanej z węgla
Polska	95%
RPA	92%
Australia	79%
Chiny	78%
Izrael	76%
Kazachstan	70%
Indie	69%
Maroko	67%
Czechy	61%
Grecja	59%
USA	50%
Niemcy	49%

Autorzy raportu z World Coal Institute przewidują, że węgiel kamienny i brunatny na całym świecie w okresie do 2030 roku będzie w „modzie”. Nastąpi poważny górniczy renesans. Zużycie węgla ulegnie znacznemu zwiększeniu co przedstawiono w tabeli 3. Przewiduje się, że do 2030 roku w Stanach Zjednoczonych powstaną nowe elektrownie węglowe o łącznej mocy blisko 255 500 MW. W Chinach zaś już teraz co tydzień oddaje się obiekty o mocy odpowiadającej dużej elektrowni opalanej węglem. Zużycie węgla kamiennego w 2006 roku w Chinach wyniosło ponad 2 000 mln Mg, a w USA ponad 900 mln Mg. W Polsce tylko 84 mln Mg. Porównanie to pokazuje, że te dwa kraje spalają 34 razy więcej niż Polska. U nas planuje się zamykanie kopalń węgla kamiennego, a w innych krajach buduje się nowe! Pogląd na ochronę klimatu w tych krajach jest jednak „inny” niż w Polsce.

Tabela 3. Zużycie węgla kamiennego i brunatnego (mld Mg)

Rejon świata	Zużycie w 2003 roku	Przewidywane zużycie w 2030 roku
Ameryka Północna	1,185	<b>1,948</b>
Europejskie kraje OECD	0,887	<b>0,928</b>
Azjatyckie kraje OECD	0,201	<b>0,560</b>
Kraje nie należące do OECD	1,902	<b>7,125</b>
<b>Suma:</b>	<b>4,175</b>	<b>10,562</b>

Jak widać z tabeli 3 w wymienionych rejonach świata w okresie 28 lat zużycie węgla wzrośnie o ponad 250 %.

Powyższe spostrzeżenia, nasuwają wnioski, że aby zapewnić wysoki poziom i jakość życia oraz inne cele przyjęte przez Unię Europejską, a zapisane w art.2 Traktatu Ustanawiającego Europejską Wspólnotę „ (...) popieranie w całej Wspólnocie harmonijnego, zrównoważonego i stałego rozwoju działalności gospodarczej (...)”, należy oprzeć się na węglu brunatnym. Surowcu, który dla Polski stanowi podstawę stabilności i bezpieczeństwa rozwoju.

## **2. Surowce energetyczne i prognoza ich wykorzystania do produkcji energii elektrycznej na świecie**

### **2.1. Surowce energetyczne**

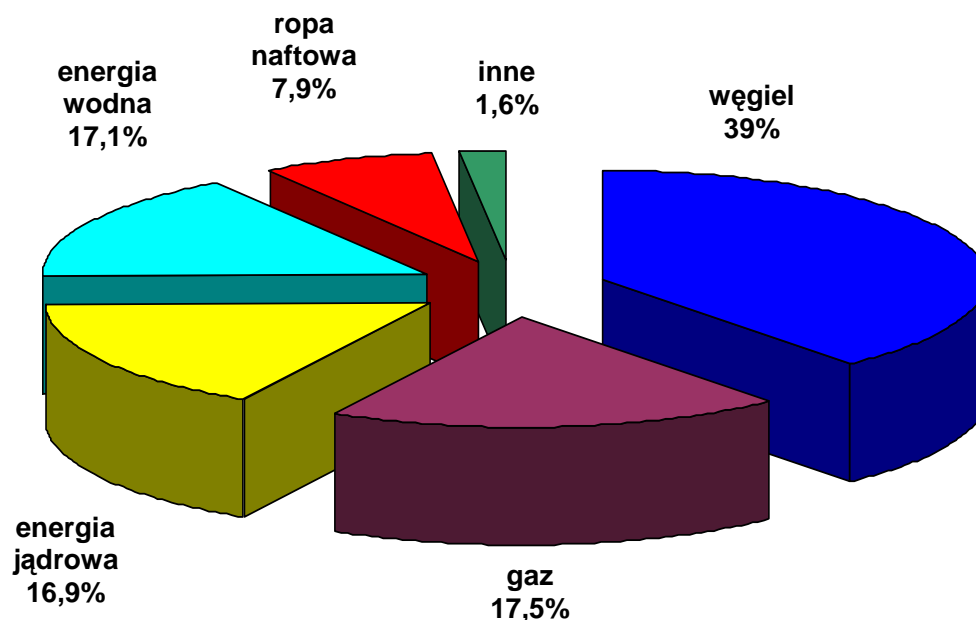
Współczesny świat ma ogromne potrzeby energetyczne, które mają stałą tendencję ciągłego wzrostu. Prognozy przewidują wzrost zużycia energii pierwotnej średnio o 25% co 10 lat. Natomiast wzrost zapotrzebowania energii elektrycznej jest jeszcze większy, szacuje się go na ponad 30% co 10 lat [3, 5, 7, i 14]. Do podstawowych nośników energii pierwotnej zaliczają się:

- ♦ węgiel (kamienny i brunatny),
- ♦ ropa naftowa,
- ♦ gaz ziemny,
- ♦ energia jądrowa,
- ♦ pozostałe nośniki.

Podstawowe dane dotyczące prognozy zużycia poszczególnych źródeł energii pierwotnej i prognozy wielkości i struktury wytwarzania energii elektrycznej na świecie przedstawiono w tabeli 4 i 5 i na rysunku 1. Z przedstawionych danych wynika, że w okresie do 2020 roku liderem – nośnikiem energii pierwotnej jest węgiel, na drugim miejscu jest gaz ziemny.

Tabela 4. Prognoza zużycia energii pierwotnej w świecie

Nośnik energii pierwotnej	2000		2010		2020	
	P R O G N O Z A					
	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
Węgiel	6 013	39,0	7 467	37,7	9 763	37,7
Ropa naftowa	1 215	7,9	1 442	7,3	1 489	5,9
Gaz ziemny	2 676	17,5	4 698	23,7	7 745	29,9
Energia jądrowa	2 599	16,9	2 467	12,4	2 369	9,2
Energia wodna	2 630	17,1	3 341	16,9	3 904	15,1
Pozostałe nośniki	246	1,6	395	2,0	603	2,3
Ogółem :	<b>15 379</b>	100	<b>19 989</b>	100	<b>25 881</b>	100



Rysunek 1. Udział poszczególnych źródeł energii pierwotnej na świecie w 2000 roku



**Tabela 5. Prognoza wielkości i struktury wytwarzania energii elektrycznej na świecie**

Nośnik energii pierwotnej	2000		2020		2050	
	mld toe	%	mld toe	%	mld toe	%
Węgiel (kamienny i brunatny)	2,1	23%	3,4	25%	4,2	21%
Ropa naftowa	3,4	34%	3,8	28%	4,1	20%
Gaz ziemny	2,0	21%	3,2	24%	4,5	23%
Energia jądrowa	0,6	7%	0,9	6%	2,7	13%
Pozostałe nośniki	0,5	13%	2,3	17%	4,5	23%
Ogółem	8,6	100%	13,6	100%	20,0	100%

Oznaczenie:

toe –tona ropy ekwiwalentnej

Na dalszych miejscach jest energia wodna, jądrowa i ropa naftowa. Natomiast w omawianym okresie liderem w produkcji energii jest nośnik energii – ropa naftowa, a na drugim miejscu węgiel. Następne miejsca zajmują gaz ziemny, pozostałe nośniki i energia jądrowa.

Strukturę zużycia nośników energii pierwotnej w Unii Europejskiej i najwyższe udziały węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego w zużyciu nośników energii pierwotnej większych krajów UE przedstawiono w tabelach 6 i 7.

**Tabela 6. Struktura zużycia nośników energii pierwotnej w Unii Europejskiej**

Rok	Węgiel	Ropa naftowa	Gaz	Energia jądrowa	Pozostałe nośniki	Razem
<b>mln Mg węgla umownego</b>						
2004	432	905	581	368	189	<b>2 466</b>
<b>Prognoza</b>						
2010	347	935	728	350	190	<b>2 550</b>
2020	360	968	854	306	217	<b>2 705</b>
2030	<b>423</b>	<b>978</b>	<b>899</b>	<b>264</b>	<b>247</b>	<b>2 811</b>

**Tabela 7. Najwyższe udziały węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego w zużyciu nośników energii pierwotnej większych krajów UE**

	Węgiel kamienny		Ropa naftowa		Gaz ziemny	
	kraj	%	kraj	%	kraj	%
1.	Polska	52,0	Portugalia	62,0	Holandia	<b>47,0</b>
2.	Czechy	50,0	Grecja	58,0	Węgry	<b>43,0</b>
3.	Dania	22,0	Irlandia	57,0	UK	<b>39,0</b>
4.	UK	17,0	Włochy	52,0	Włochy	<b>35,0</b>
5.	Słowacja	17,0	Hiszpania	52,0	Słowacja	<b>32,0</b>
6.	Hiszpania	15,0	Dania	45,0	Litwa	<b>26,0</b>
7.	Niemcy	13,9	Austria	42,0	Belgia	<b>26,0</b>
8.	Portugalia	13,0	Holandia	38,0	Dania	<b>25,0</b>
9.	Finlandia	12,0	Szwecja	37,0	Niemcy	<b>23,0</b>
10.	Belgia	12,0	Niemcy	36,0	Austria	<b>22,0</b>
	<b>Ogółem UE</b>	<b>13,5</b>	<b>Ogółem UE</b>	<b>44,0</b>	<b>Ogółem UE</b>	<b>25,0</b>

**Tabela 8. Zmiana struktury energii pierwotnej w Polsce**

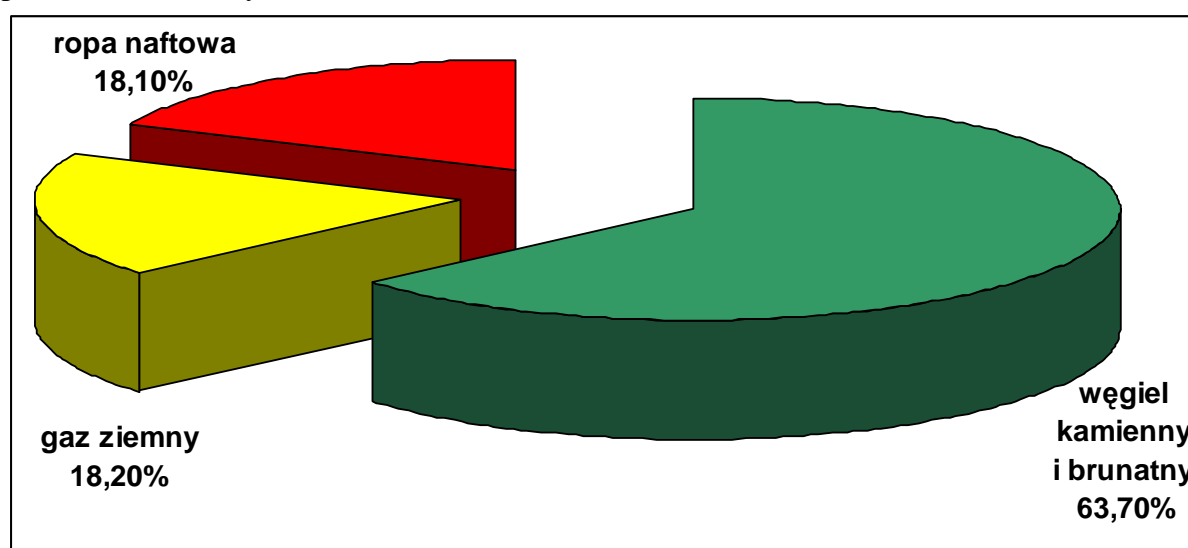
Nośniki energii pierwotnej	Udział w 2003 r. (%)	Udział docelowy w 2025 r (%)
Węgiel brunatny	13	9 – 11
Węgiel kamienny	48	32 - 35
Ropa naftowa i produkty ropopochodne	22	24 – 28
Gaz ziemny	12	19 –26
Energia jądrowa	0	3 – 4
Energia odnawialna	5	5 - 8

Światową produkcję kopalnych surowców energetycznych w latach 1985 i 2003 przedstawiono w tabeli 9.

**Tabela 9. Światowa produkcja kopalnych surowców energetycznych**

Wyszczególnienie	Jednostki	Lata		2003/1985 [%]
		1985	2003	
Węgiel kamienny	mln Mg	3 298	4 040	<b>122</b>
Węgiel brunatny	mln Mg	1 190	954	<b>80</b>
Ropa naftowa	mln Mg	2 654	3 677	<b>138</b>
Gaz ziemny	mld m <sup>3</sup>	1 745	2 643	<b>151</b>
Uran (koncentraty)	tys. Mg	<b>24</b>	<b>35</b>	<b>145</b>

Strukturę światowych zasobów paliw kopalnych [%] po przeliczeniu na toe przedstawiono na rysunku 2.



**Rysunek 2. Struktura światowych zasobów paliw kopalnych [%] po przeliczeniu na toe**

Ośrodki naukowe na świecie podają różne prognozy wystarczalności (wyczerpywania się) poszczególnych nośników energii. Dane te przedstawiono poniżej.

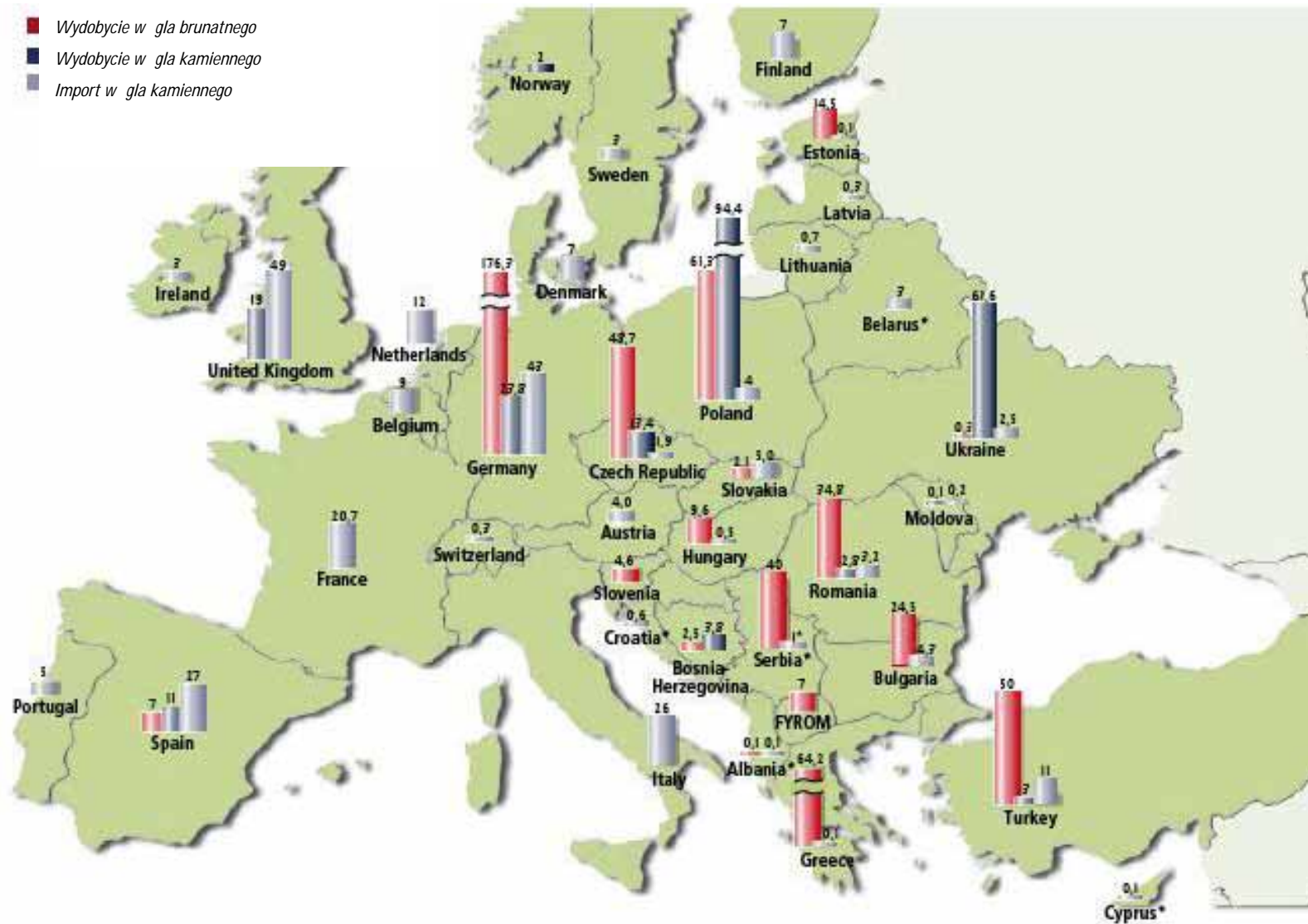
- ♦ węgiel brunatny - 500 lat
- ♦ węgiel kamienny - 187 lat
- ♦ gaz ziemny - 56 lat
- ♦ ropa naftowa - 46 lat

Z powyższych danych zauważa się, że najdłuższą wystarczalność posiada:

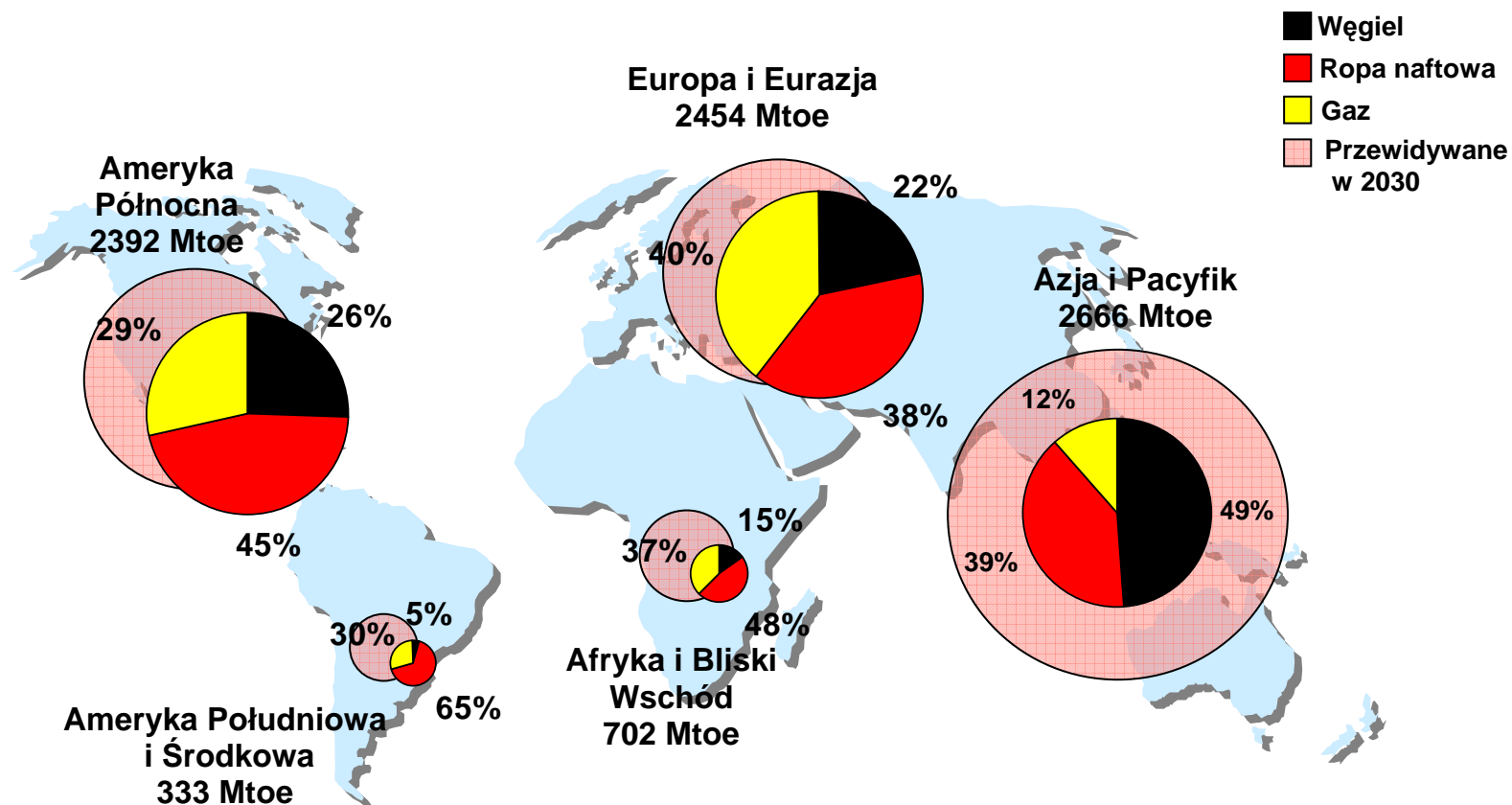
- ♦ węgiel brunatny - 300 – 500 lat
- ♦ węgiel kamienny - 187 – 200 lat
- ♦ gaz ziemny - 50 – 56 lat
- ♦ ropa naftowa - 40 - 46 lat

Analizując powyższe prognozy dochodzimy do wniosku, że za 40 - 60 lat świat stanie przed bardzo poważnym problemem braku ponad 40% nośników energii pierwotnej i ponad 40% nośników energii elektrycznej.

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono wydobycie węgla brunatnego i węgla kamiennego w Europie oraz zużycie energii pochodzącej z paliw kopalnych. W dalszych rozdziałach przedstawiono stan zasobów, wydobycie i zużycie podstawowych paliw kopalnych.



Rysunek 3. Wydobywanie węgla kamiennego i brunatnego oraz import węgla kamiennego w Europie w 2006 roku



Źródło: BP – 2004, Komisja Europejska

Rysunek 4. Zużycie energii pochodzącej z paliw kopalnych – 2003 do 2030 roku

## 2.2. Węgiel brunatny

### 2.2.1. Węgiel brunatny na świecie

Jak już wspomniano współczesny świat ma ogromne potrzeby energetyczne. Surowcem spełniającym z nawiązką kryteria: ilości zasobów, ich dostępności i jakości pozyskiwanego surowca, jest węgiel brunatny. Odpowiednio zmodernizowana i unowocześniona branża energetyczna oparta na jego złożach, może stać się skutecznym antidotum na wciąż pogarszającą się koniunkturę, związaną z niestabilną sytuacją polityczną wokół innych surowców energetycznych. Dziś kraje najwyżej rozwinięte z producentów zmieniły się w największych importerów surowców energetycznych, co niestety może negatywnie wpływać na ich stabilną sytuację ekonomiczną. Tym wyraźniej widać zwiększającą się rolę rodzimych, tanich i łatwo pozyskiwalnych surowców energetycznych, mogących z powodzeniem zastąpić dotychczasowe dostawy ropy i gazu dla potrzeb energetyki krajów wysoko rozwiniętych. Jednocześnie należy zdać sobie sprawę, że to właśnie węgiel brunatny daje dzisiejszej gospodarce światowej największe gwarancje bezpieczeństwa energetycznego, bowiem jego zasoby przewidziane do gospodarczego wykorzystania ocenia się na 512 miliardów Mg, co przy rocznym wydobyciu na poziomie 950 milionów Mg, zapewniłoby światu ponad 500 lat energetycznego spokoju. Wykorzystanie tego nośnika energii postrzegane jest również jako jeden z warunków suwerenności energetycznej, gospodarczej oraz politycznej [4, 7, 9].

Najwięcej, bo około 20% rocznego globalnego wydobycia węgla przypada na Niemcy. Następnymi potentatami są: Rosja, Stany Zjednoczone, Polska, Czechy, Grecja, Turcja, Australia, Chiny, Rumunia, Kanada, Bułgaria, Indie, Tajlandia, Węgry i Hiszpania (tabela 10).

**Tabela 10. Wydobycie węgla brunatnego i udział procentowy energii elektrycznej wyprodukowanej na bazie tego węgla w produkcji energii elektrycznej w niektórych krajach w 2006 roku**

Lp.	Kraj (Rok)	Wydobycie [mln Mg]	Udział w krajowej produkcji elektrycznej [%]
1.	Niemcy	176,3	26,4
2.	Rosja (2001r.)	79	7
3.	USA (2001r.)	72	2
4.	Grecja	63,8	59,2
5.	Australia (2001r.)	66	27
6.	Turcja	67	28
7.	POLSKA (2006r.)	59,6	34
8.	Czechy	48,8	69
9.	Chiny	45	3
10.	Kanada	36	10
11.	Serbia i Czarnogóra	33,9	68,6
12.	Rumunia	31,6	17,0
13.	Bułgaria	23,7	35,8
14.	Indie (2001r.)	24	4
15.	Tajlandia (2001r.)	19	17
16.	Węgry	11,8	24,7
17.	Hiszpania	8,2	2,0
18.	Macedonia (2001r.)	8	78

19.	Słowenia	4,8	25,0
20	Słowacja	3,0	5,7
21.	Bośnia	4,1	47,0
<b>Razem</b>		<b>901,0</b>	

## 2.2.2. Węgiel brunatny w Polsce

W perspektywie najbliższych kilkudziesięciu lat właściwie trudno byłoby znaleźć branżę przemysłu ciężkiego niosącą ze sobą taki ładunek pozytywnych propozycji na przyszłość, jaki niesie ze sobą górnictwo węgla brunatnego. Niełatwym zadaniem będzie wpisanie się w ten scenariusz w sposób, który przyniesie nam i otaczającemu nas środowisku największe korzyści. W dzisiejszych złożonych czasach obciążonych bezrobociem, trudno jest wyobrazić sobie branżę wydobywczą jako moc sprawczą, która będzie lekarstwem na dolegliwości związane z trwającym procesem transformacji ustrojowej. Jednak umiejętnie i mądrze wykorzystywane górnictwo węgla brunatnego może stać się środkiem znacznie łagodzącym objawy upadku przemysłu ciężkiego w Polsce. Podejmowane z olbrzymim wyczuciem, w pełni profesjonalne działania, związane z likwidowaniem wyeksploatowanych i powstawaniem nowych kopalń wydobywających węgiel brunatny, powinny spowodować harmonijny rozwój regionów związanych z tą branżą. Działania te podejmowane we właściwych momentach, przyczynić się powinny do zwiększenia zatrudnienia w rejonach górniczych, a co za tym idzie doprowadzać do łagodzenia napięć społecznych.

W Polsce rozpoznano ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych, udokumentowano ponad **14 miliardów Mg** zasobów w złożach pewnych, ponad 60 miliardów Mg w zasobach oszacowanych, a możliwości występowania paliwa w obszarach potencjalnie węglonośnych ocenia się na 140 miliardów Mg. Ze względu na ilość, jakość i dostępność zasobów możemy przyjąć, że węgiel brunatny będzie pełnił rolę strategicznego paliwa w polskiej energetyce przez co najmniej 50 lat.

Rejony występowania złóż węgla brunatnego w Polsce przedstawiono w tabeli 11 i na rysunku 5.

Zasoby geologiczne węgla brunatnego w Polsce pokazano w tabeli 12 oraz w tabeli 13,14 i 15.

**Tabela 11. Rejony złożowe węgla brunatnego w Polsce**

Nazwa rejonu złożowego	Ważniejsze złoża występujące w regionie
Zachodni	Turów, Mosty, Babina, Gubin, Cybinka, Sieniawa, Słubice-Rzepin
Północno- zachodni	Trzcianka, Więcbork, Nakło
Legnicki	Legnica, Ścinawa, Ruja
Wielkopolski	Mosina, Krzewino-Czempin, Szamotuły, Gostyń, Góra
Koniński	Pątnów, Adamów, Lubstów, Drzewce, Tomisławice, Mąkoszyn-Grochowiska, Morzyczyn, Dęby Szlacheckie, Piaski, Izbica Kujawska
Łódzki	Rogoźno
Bełchatowski	Bełchatów- Szczerców-Kamieńsk, Złoczew, Gorzkowice-Ręczno, Wieruszów
Radomski	Głowaczów, Wola Owadowska, Owadów





Tabela 13. „Małe” złoża węgla brunatnego w Polsce [4]

Nazwa złoża	Kat. rozp.	Zasoby geologiczne o cechach bilansowych	Zasoby według bilansu	Zasoby przem.	Pow. Złoża	Głęb. spągu	Miąższ. nadkl.	Miąższ. węgla	Liniowy współcz. N:W	współcz. dla przybierek	przem. wsp. N:W	Wart. opal. $Q_{i\text{sr}}^f$	Popiełn. $A_{\text{sr}}^d$	Calc. zaw. siarki $S_{\text{sr}}^d$
		tys. Mg	tys. Mg	tys. Mg	tys m <sup>2</sup>	m	m	m				kJ/kg	%	%
Czerwona Woda-Parzyce	D <sub>1</sub>	42 384	36 500*	bd	5 272	34,2	27,5	6,7	4,1	1,10	4,5	8 793	26,02	0,73
Łęki Szlacheckie SE	D <sub>1</sub>	49 776	0	bd	1 200	130,4	102,0	30,5	3,3	1,60	5,3	6 738	31,55	2,41
Wabrzeżno	D <sub>2</sub>	34 560	0	bd	6 000	46,0	39,4	6,7	5,9	1,10	6,5	6 025	43,63	bd
Słupca	D <sub>2</sub>	39 270	43 888*	bd	5 188	41,2	35,0	6,2	5,6	1,20	6,7	9 255	18,45	2,20
Nietków	D <sub>2</sub>	63 081	0	bd	5 500	110,3	61,9	10,9	5,7	1,20	6,8	8 370	26,28	1,68
Głowaczów -Pole Głowaczów	C <sub>2</sub>	76 287	76 287	bd	12 872	37,1	31,9	4,8	6,5	1,10	7,2	7 618	28,56	0,42
Uniejów -Pole Uniejów	C <sub>2</sub>	40 027	41 906	bd	10 760	28,2	25,7	3,1	6,7	1,10	7,4	6 557	41,45	1,88
Parowa-Ruszków-Węgliniec	D <sub>2</sub>	36 120	35 900	bd	3 500	67,5	58,9	8,6	6,8	1,20	8,2	9 023	22,48	1,88
Tomislawice	B+C <sub>1</sub>	54 900	53 559	36 000	7 394	46,1	40,7	6,5	6,9	1,20	8,3	8 967	24,42	1,08
Węglewice	D <sub>2</sub>	50 375	0	bd	1 250	183,6	152,0	31,6	4,9	1,70	8,3	10 423	15,80	0,52
Oborniki C	D <sub>2</sub>	110 368	0	bd	10 604	53,8	47,3	6,5	7,3	1,15	8,4	8 649*	22,54*	1,34*
Toporzysko-Czarnowo	D <sub>2</sub>	29 340	29 340*	bd	8 150	25,8	22,9	2,9	7,9	1,10	8,7	6 851	35,0	1,60
Piaski	B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	103 592	114 481	91 100	22 570	48,5	42,8	6,1	7,3	1,20	8,8	8 716	24,80	1,44
Krosno Odrzańskie -Pole Bieganów	D <sub>1</sub>	38 944	0	bd	2 804	92,1	80,9	11,2	7,2	1,30	9,4	8 880	17,17	1,18
Chełmce-Piotrków Kujawski -Pole Piotrków Kujawski	D <sub>1</sub>	22 472	22 472*	bd	9 810	68,6	60,9	7,7	7,9	1,20	9,5	7 187	37,07	1,46
Szubin	D <sub>1</sub>	20 660	20 660*	bd				7,5	8,0	1,20	9,6	7 315	30,9	2,63
Radziejów	D <sub>1</sub>	52 416	0	bd	2 750	56,4	50,3	6,1	8,2	1,20	9,9	8 295	28,59	2,04
Oczkowice	D <sub>1</sub>	80 151	81 619	bd	5 399	124,1	109,4	14,7	7,4	1,35	10,0	9 957	12,50	0,79
Morzyczyn	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	26 113	26 113	bd	4 087	53,9	47,9	5,7	8,4	1,20	10,1	7 043	34,18	1,84
Mąkoszyn-Grochowiska	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	48 798	50 186	41 500	7 305	55,0	49,5	5,9	8,8	1,20	10,6	8 382	28,53	1,04
Chełmce-Piotrków Kujawski Pole Chełmce	C <sub>2</sub>	44 348	44 348	bd	20 860	59,7	53,6	6,1	9,2	1,15	10,6	6 957	35,42	1,30
Przewóz-łowa-Węgliniec	D <sub>2</sub>	22 880	23 000*	bd	2 010	91,5	81,5	10,0	8,2	1,30	10,7	8 282	28,30	2,14
Rogów	D <sub>2</sub>	48 750	48 750*	bd	3 250	107,2	94,7	12,5	7,6	1,45	11,0	7 792	27,72	0,84
Głowno	D <sub>2</sub>	37 440	0	bd	6 000	55,6	50,4	5,2	9,7	1,15	11,2	bd	bd	bd
Janowo (pole Mielżyn)	D <sub>2</sub>	22 537	0	bd	5 606	69,7	63,0	6,7	9,4	1,20	11,3	8 178	27,31	1,57
Oborniki B	D <sub>2</sub>	81 829	0	bd	8 316	82,2	74,0	8,2	9,0	1,25	11,3	8 649*	22,54*	1,34*
Dęby-Izbica Kujawska A	C <sub>1</sub>	112 616	69 594	90 100	15 070	80,7	72,3	8,0	9,0	1,25	11,3	8 377	25,19	1,46
Włocławek	D <sub>1</sub>	55 103	20 900*	bd	11 200	47,4	43,2	4,2	10,3	1,15	11,8	8 122	30,43	3,14
Pogorzela	D <sub>2</sub>	142 560	0	bd	4 000	233,2	203,5	29,7	6,8	1,80	12,2	9 606	16,82	1,67
Wieruszów	D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub>	117 600	117 600*	bd	12 000	75,8	68,3	7,5	9,1	1,35	12,3	8 367	26,23	0,64
Ścinawa-Głogów 11	D <sub>2</sub>	116 964	0	bd	3 420	232,3	203,8	28,5	7,2	1,80	12,9	9 996*	11,20*	0,56*
Radojewice	D <sub>1</sub>	83 914	0	bd	10 860	70,3	63,2	6,3	10,0	1,30	13,0	8 489	25,72	1,34
Osięciny-Kąkowa Wola	D <sub>2</sub>	132 940	0	bd	25 930	72,7	66,9	5,8	11,5	1,15	13,2	4 951*	35,00	2,50
Wójcin	D <sub>2</sub>	20 664	134 400*	bd	2 100	92,2	84,0	8,2	10,2	1,30	13,3	7 831	33,08	1,03
Rogi-Rudnica	D <sub>2</sub>	76 464	0	bd	11 800	66,4	61,0	5,4	11,3	1,20	13,6	8 319	26,71	1,20
Drezdenko	D <sub>2</sub>	141 432	0	bd	14 200	97,2	88,9	8,3	10,7	1,30	13,9	6 431	37,84	0,59
Wola Mąkolska	D <sub>2</sub>	43 010	0	bd	6 400	68,9	63,3	5,6	11,3	1,25	14,1	bd	bd	bd
Młodzikowo-Czarnotki	D <sub>2</sub>	58 320	0	bd	8 100	96,5	88,4	8,1	10,9	1,30	14,2	9 764	13,28	0,23
Chlebowo	D <sub>1</sub>	83 469	0	bd	3 462	189,0	169,0	20,1	8,4	1,70	14,3	9 542	19,55	2,04
Sulmierzyce	D <sub>1</sub>	89 951	89 900*	bd	3 880	191,2	172,0	19,3	8,9	1,70	15,1	9 705	15,18	0,26
Rawicz-Skoraszewice	D <sub>1</sub>	35 445	35 445*	bd	290	132,8	122,0	10,8	11,3	1,40	15,8	10 002	9,58	0,80
Łęki Szlacheckie NW	D <sub>1</sub>	44 200	0	bd	3 000	118,1	117,1	11,0	10,6	1,55	16,5	7 036	31,41	0,92
Ścinawa-Głogów 10	D <sub>2</sub>	114 240	0	bd	3 400	268,6	240,6	28,0	8,6	2,00	17,2	9 996*	11,20*	0,56*
Rzetnia	D <sub>2</sub>	46 000	46 000*	bd	6 000	148,4	135,5	12,9	10,5	1,65	17,3	7 493	30,62	0,41
Cykowo-Sepno-Racot	D <sub>2</sub>	110 592	0	bd	7 200	161,9	149,1	12,8	11,6	1,60	18,6	9 704	16,23	1,08

Tabela 14. „Średnie” złoża węgla brunatnego w Polsce [4]

Nazwa złoża		Kat. rozp.	Zasoby geologiczne o cechach bilansowych	Zasoby według bilansu	Zasoby przem.	Pow. złoża	Oś dłuższa	Oś krótsza	Głęb. spągu	Miąższ. nadkl.	Miąższ. węgla	Liniowy współcz. N:W	współcz. dla przybierek	przemysl. wsp. N:W	Wart. opal. Q <sub>i sr</sub>	Popieln. A <sub>d sr</sub>	Calc. zaw. siarki S <sub>d sr</sub>
			tys. Mg	tys. Mg	tys. Mg	tys m <sup>2</sup>	M	m	m	m	m	m			kJ/kg	%	%
Radomierzyce		D <sub>1</sub>	180 000	180 000	bd	22 320			95,3	77,3	18,0	4,3	1,25	5,4	7 880	31,61	0,65
Nakło		D <sub>1</sub>	254 100	255 000*	bd	11 700			147,8	128,3	19,5	6,6	1,40	9,2	7 976	24,22	1,22
Rów Poznański Północ	Pole Naramowice	D <sub>1</sub>	212 400	212 000*	bd	6 000	4 000	2 000	190,9	162,0	28,9	6,3	1,55	9,8	9 546	12,30	1,82
Rzepin		C <sub>2</sub>	249 528	249 528	bd	20 356			93,7	80,8	12,2	7,9	1,25	9,9	9 060	15,14	1,20
Środa Wielkopolska		D <sub>2</sub>	249 600	0	bd	20 000			103,0	92,6	10,4	8,9	1,30	11,6	bd	bd	bd
Krosno Odrzańskie	Pole Cybinka Wschód	D <sub>1</sub>	178 683	109 326*	bd	10 976			136,6	123,1	13,5	9,1	1,40	12,7	9 599	15,12	1,94
Lubsko		D <sub>1</sub>	152 835	0	bd	11 225			122,5	110,2	12,3	9,6	1,35	13,0	8 961	23,80	1,35
Krosno Odrzańskie	Pole Sądów	C <sub>2</sub>	226 469	226 469	bd	14 823			127,5	115,3	12,2	10,2	1,40	14,3	9 165	18,80	1,38
Dobrosulów		D <sub>1</sub>	190 680	0	bd	7 620			193,6	174,3	19,3	9,0	1,65	14,9	9 311	18,01	1,83
Bukowiec		D <sub>2</sub>	274 536	0	bd	18 600			156,6	144,3	12,3	11,7	1,45	17,0	8 478	25,00	1,17

Tabela 15. „Największe” złoża węgla brunatnego w Polsce [4]

Nazwa Złoże		Kat. rozp.	Zasoby geologiczne o cechach bilansowych	Zasoby według bilansu	Zasoby przem.	Pow. złoża	Głęb. spągu	Miąższ. nadkl.	Miąższ. węgla	Liniowy współcz. N:W	współcz. dla przybierek	przemysł. wsp. N:W	Wart. opal. Q <sub>i</sub> <sup>d</sup> <sub>sr</sub>	Popieln. A <sup>d</sup> <sub>sr</sub>	Całk. zaw. siarki S <sup>d</sup> <sub>t</sub> <sup>sr</sup>
			tys. Mg	tys. Mg	tys. Mg	tys m <sup>2</sup>	m	m	m	m			kJ/kg	%	%
Rogóżno		C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	623138	551 295	bd	18 785	189,5	153,9	35,6	4,3	1,50	6,5	9 265	21,73	2,32
Gubin	Pole Gubin	B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	1 050 835	282 664	bd	73 300	126,6	106,6	20,0	5,3	1,35	7,2	9 257	15,62	1,64
Złoczew		C <sub>2</sub>	485 622	485 622	bd	8 750	259,1	213,0	46,2	4,5	1,70	7,7	8 462	21,67	1,18
Legnica-Ścinawa	Pole Legnica Zachód	B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	863 648	863 648	bd	37 331	158,8	137,8	21,0	6,6	1,40	9,2	9 769	15,87	0,86
Rów Poznański Południe	Pole Mosina	D <sub>1</sub>	1 580 544	1 541 018	bd	39 143	227,5	193,9	33,6	5,8	1,60	9,3	9 206	18,61	0,62
Mosty	Pole Mosty	C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	381 120	175 394	bd	20 500	82,7	73,6	9,1	8,0	1,25	10,0	9 387	18,10	1,56
Gubin	Pole Gubin-Brody	D <sub>1</sub>	1 934 342	522 000	bd	109 740	154,7	135,9	18,8	7,2	1,40	10,1	9 536	16,62	2,66
Trzcianka		B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	610 177	300 077	bd	91 610	46,4	41,8	4,6	9,0	1,12	10,1	8 663	19,46	1,81
Rów Poznański Południe	Pole Czempin-miasto	D <sub>2</sub>	361 080	0	bd	10 200	219,5	190,0	29,5	6,4	1,60	10,3	9 354	18,07	???
Rów Poznański Południe	Pole Pogorzela	D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub>	827 639	0	bd	176 326	233,2	203,5	29,7	6,1	1,70	10,4	9 606	16,82	1,67
Legnica-Ścinawa	Pole Legnica Wschód	B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	839 312	839 312	bd	38 143	155,4	137,3	18,1	7,6	1,40	10,6	8 877	20,89	1,33
Rów Poznański Południe	Pole Gostyń	C <sub>2</sub>	1 988 830	1 988 830	bd	49 200	245,4	211,7	33,7	6,3	1,70	10,7	8 864	20,62	1,33
Rów Poznański Północ	Pole Szamotuły	D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub>	829 440	790 681	bd	32 000	176,9	155,3	21,6	7,2	1,50	10,8	10 162	12,00	0,39
Legnica-Ścinawa	Pole Ruja I	D <sub>1</sub>	331 933	140 000*	bd	18 036	139,2	124,8	14,4	8,4	1,40	11,8	9 496	17,27	0,60
Torzym		C <sub>2</sub>	1 005 500	843 879	bd	39 269	180,8	159,5	21,4	7,9	1,50	11,9	9 504	16,80	1,80
Rów Poznański Południe	Pole Krzywiń	C <sub>2</sub>	666 507	666 507	bd	18 100	249,9	216,6	33,3	7,1	1,70	12,1	9 331	16,12	0,70
Rów Poznański Południe	Pole Poniec-Krobia	D <sub>1</sub>	1 749 739	0	bd	97 900	204,3	131,1	14,7	8,9	1,38	12,3	9 188	18,77	0,61
Rów Poznański Południe	Pole Czempin	C <sub>2</sub>	1 011 085	1 034 578	bd	25 700	231,9	198,5	33,4	7,6	1,65	12,5	9 475	16,55	1,10
Poniec-Krobia		D <sub>2</sub>	1 749 737	1 749 737*	bd	97 860	204,3	131,1	14,7	9,2	1,38	12,7	9 190	18,77	0,61
Krosno Odrzańskie	Pole Cybinka	C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	573 300	237 487	bd	29 240	136,6	123,1	13,5	9,1	1,40	12,7	9 407	17,40	1,28
Legnica-Ścinawa	Pole Legnica Północ	C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	1 465 405	1 025 356	bd	53 094	209,1	186,1	23,0	8,1	1,60	13,0	9 106	19,02	1,56
Góra		D <sub>1</sub>	818 400	400 000*	bd	27 500	220,9	196,1	24,8	7,9	1,65	13,0	9 755	14,50	0,72
Rów Poznański Południe	Pole Poznań	D <sub>2</sub>	652 080	0	bd	28 600	186,1	167,1	19,0	8,8	1,52	13,4	9241*	15,46*	0,61*
Górzycza		D <sub>2</sub>	369 710	0	bd	43 660	70,6	64,8	5,8	11,2	1,22	13,7	7 147	33,78	1,31
Więcbork		D <sub>1</sub>	354 762	354 762*	bd	13 556	201,2	180,0	19,9	9,0	1,55	14,0	7 722	29,06	0,96
Legnica-Ścinawa	Pole Ścinawa	C <sub>2</sub> +D <sub>1</sub>	1 911 400	1 075 000	bd	57 838	214,6	192,0	22,6	9,1	1,60	14,6	9 996	11,20	0,56
Sulechów-Świebodzin		D <sub>2</sub>	315 093	315 090*	bd	21 550	169,7	154,3	15,4	10,0	1,50	15,0	9 006	21,09	2,24
Mosty	Pole Mosty NE	D <sub>1</sub>	332 620	0	bd	17 481	208,8	192,4	16,4	11,7	1,65	19,3	9 096	19,28	1,81

## 2.3. Węgiel kamienny

### 2.3.1. Węgiel kamienny na świecie

Węgiel jest największym nośnikiem energii pierwotnej na świecie. Udział ten stanowi ponad 35%. Największe zasoby węgla występują na świecie w Regionie Pacyfiku, następnie w Europie i Ameryce Północnej. Stan przemysłowych zasobów węgla na świecie przedstawiono w tabeli 16 [14].

Tabela 16. Zasoby przemysłowe węgla według stanu na koniec 2004 r.

Region/kraj	Zasoby [mln Mg]			Udział w zasobach światowych [%]	Wskaźnik wystarczalności zasobów [lata]
	antracyt i węgiel bitumiczny	węgiel subbitumiczny i brunatny	razem		
<b>Europa</b>	<b>84 105</b>	<b>171 711</b>	<b>255 816</b>	<b>28,1</b>	<b>232,7</b>
w tym: Rosja	49 088	107 922	157 010	17,3	>500
<b>Ameryka Północna</b>	<b>115 669</b>	<b>138 763</b>	<b>254 432</b>	<b>28,0</b>	<b>235</b>
w tym: USA	111 338	135 305	246 643	27,1	245
<b>Ameryka Płd. i Środkowa</b>	<b>7 701</b>	<b>12 192</b>	<b>19 893</b>	<b>2,2</b>	<b>290</b>
w tym: Brazylia	0	10 113	10 113	1,1	>500
Kolumbia	6 230	381	6 611	0,7	120
<b>Centralna Azja</b>	<b>28 151</b>	<b>3 128</b>	<b>31 279</b>	<b>3,4</b>	<b>360</b>
<b>Bliski Wschód</b>	<b>419</b>	<b>0</b>	<b>419</b>	<b>0,0</b>	<b>399</b>
<b>Afryka</b>	<b>50 336</b>	<b>174</b>	<b>50 510</b>	<b>5,6</b>	<b>203</b>
w tym: RPA	48 750	0	48 750	5,4	201
<b>Region Pacyfiku</b>	<b>192 564</b>	<b>104 325</b>	<b>296 889</b>	<b>32,7</b>	<b>101</b>
w tym: Australia	38 600	39 900	78 500	8,6	215
Chiny	62 200	52 300	114 500	12,6	59
Indie	90 085	2 360	92 445	10,2	229
<b>Razem Świat</b>	<b>478 771</b>	<b>430 293</b>	<b>909 064</b>	<b>100,0</b>	<b>164</b>

Światową produkcję węgla kamiennego przedstawiono w tabeli 17. Z tabeli tej wynika, że zdecydowanym liderem w produkcji węgla są Chiny. Wydobyte w 2007 roku wynosiło tym kraju prawie 2,3 mld Mg.

Tabela 17. Światowa produkcja węgla kamiennego w latach 1994-2004

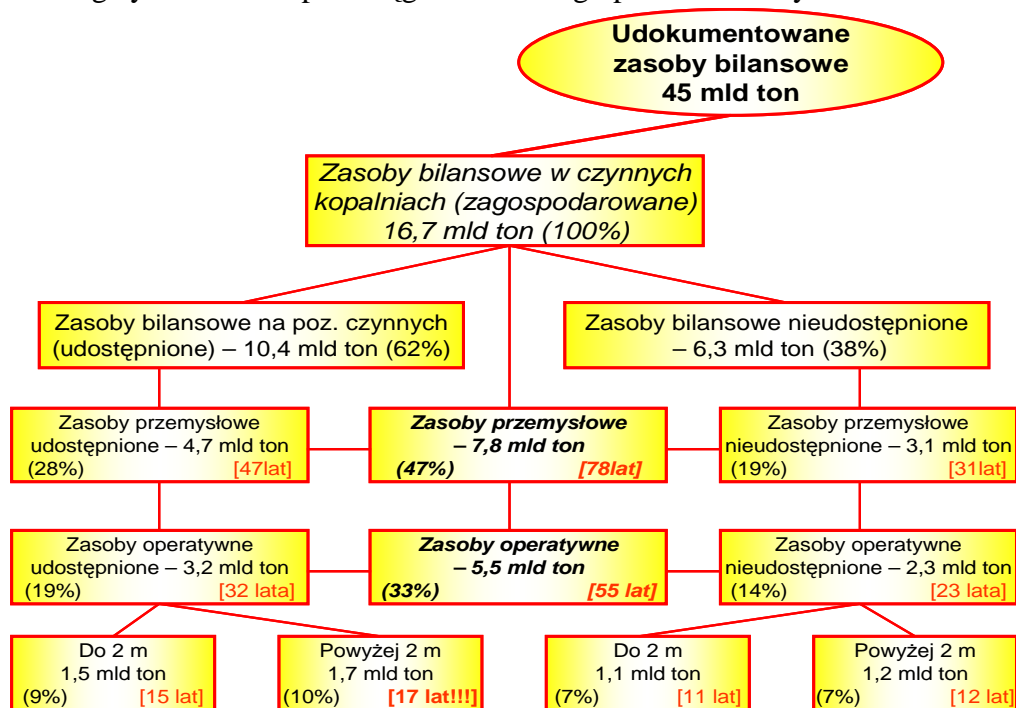
Państwo	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2004	2005
Rosja	176,8	176,9	152,9	146,7	140,5	152,4	165,5	164,8	163,5	177,4	209,9	210	222
Polska	133,9	137,2	138,0	137,8	115,7	111,9	103,3	104,0	103,7	102,9	101,2	100	98
Ukraina	91,3	83,5	74,1	75,5	75,8	61,9	61,6	60,6	61,2	63,8	62,4	63	b.d.

Niemcy	57,6	58,9	53,2	51,2	45,3	43,8	37,4	30,7	29,2	28,8	29,2	b.d.	b.d.
W.Brytania	49,3	54,6	50,2	48,5	41,2	37,1	31,7	31,9	30,0	28,3	25,0	b.d.	b.d.
<b>Europa</b>	<b>551,5</b>	<b>553,2</b>	<b>509,6</b>	<b>499,3</b>	<b>454,7</b>	<b>443,5</b>	<b>425,0</b>	<b>425,4</b>	<b>419,6</b>	<b>432,6</b>	<b>458,7</b>	<b>b.d.</b>	<b>b.d.</b>
Chiny	1 239,9	1 360,7	1 396,7	1 367,2	1305,5	1 238,3	1 231,2	1 268,0	1 397,8	1 470,1	1 956,2	1 956	<b>2226</b>
USA	857,7	858,6	885,2	910,4	935,7	919,2	896,4	950,2	917,9	893,9	932,5	933	<b>951</b>
Indie	257,8	273,4	285,6	295,8	297,9	296,7	310,4	324,6	337,8	358,4	373,2	373	<b>393</b>
Australia	176,7	191,1	193,4	206,8	221,1	223,7	239,4	264,2	273,2	274,9	285,2	285	<b>301</b>
RPA	195,8	206,2	206,4	220,1	223,0	223,5	224,2	223,6	220,2	240,0	237,9	238	<b>240</b>
Indonezja	32,3	41,1	50,2	55,1	61,2	72,0	76,6	92,5	103,4	115,3	129,1	129	<b>140</b>
<b>Świat</b>	<b>3 556,1</b>	<b>3 708,2</b>	<b>3 795,6</b>	<b>3 813,4</b>	<b>3 750,8</b>	<b>3 623,3</b>	<b>3 641,3</b>	<b>3 794,3</b>	<b>3 905,2</b>	<b>4 230,3</b>	<b>4 629,5</b>	<b>4 629</b>	<b>4 973</b>

b.d. – brak danych

### 2.3.2. Węgiel kamienny w Polsce

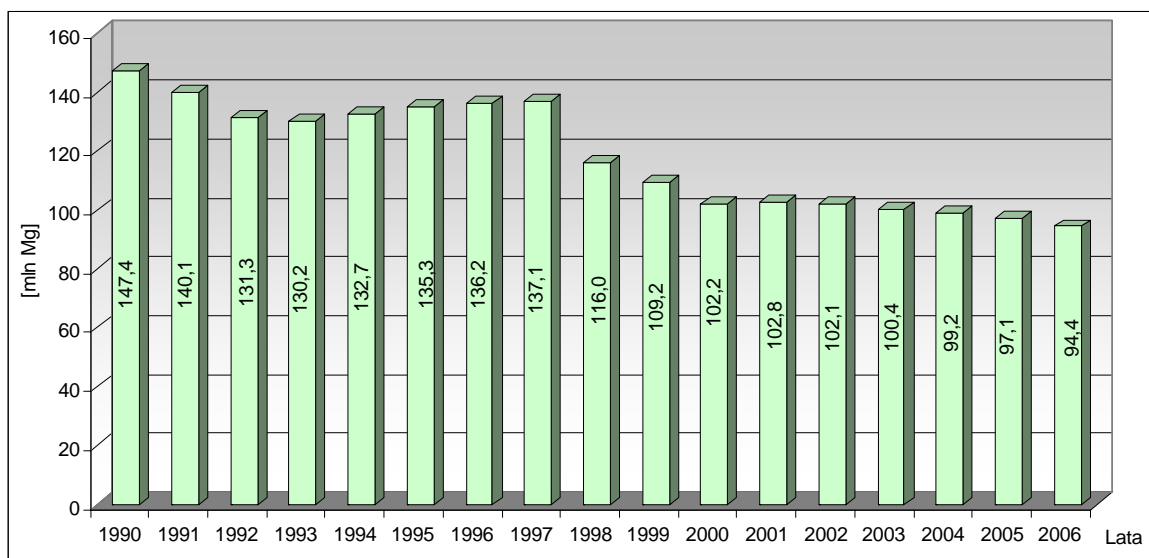
Polska posiada ponad 45 mld Mg udokumentowanych zasobów bilansowych węgla kamiennego. Stan bazy zasobowej węgla kamiennego i możliwości eksploatacyjne przedstawiono na rysunku 6 i w tabeli 17. Z danych tych wynika generalny wniosek, że możliwości eksploatacyjne węgla kamiennego w kopalniach obecnie czynnych zmniejszają się do 2030 roku o ponad połowę od obecnego wydobycia. Wydobycie węgla kamiennego oraz liczbę czynnych kopalń przedstawiono na rysunkach 7 i 8. Organizację sektora węgla kamiennego, zdolności produkcyjne i ranking żywotności kopalń węgla kamiennego pokazano na rysunku 6 i w tabeli 18.



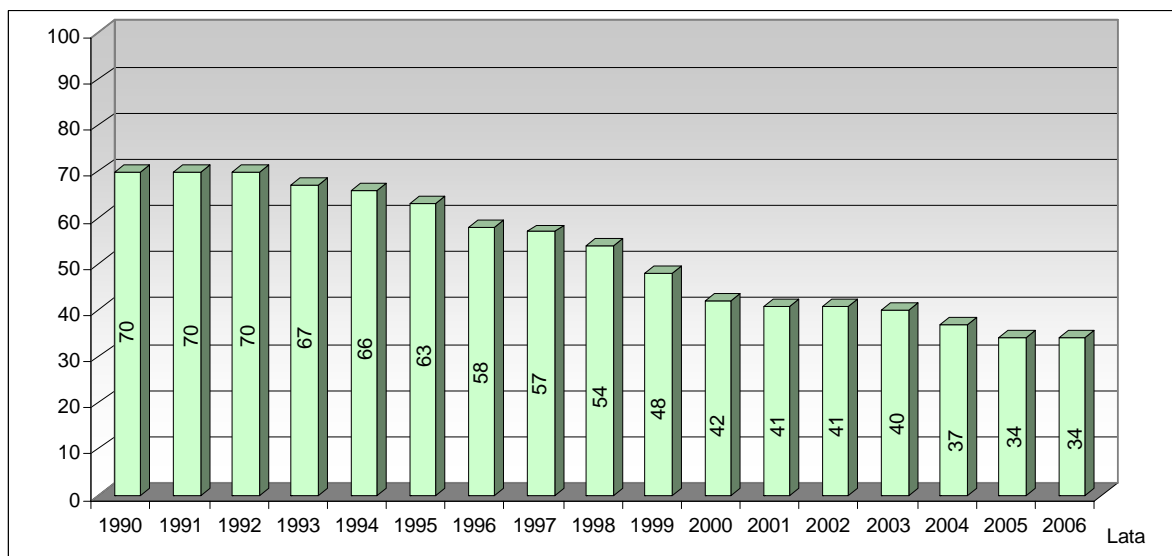
Rysunek 6. Baza zasobowa węgla kamiennego Polsce [7]

Tabela 18. Przegląd rozwoju wydobycia węgla kamiennego w Polsce do 2050 roku [7]

ROK	ILOŚĆ KOPALŃ	POZIOM WYDOBYCIA [mln ton]
2010	33	90-100
2020	24	60-65
2030	16	40-45
2040	12	30-35
2050	10	28-32



Rysunek 7. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce



Rysunek 8. Liczba czynnych kopalń węgla kamiennego w Polsce

Tabela 19. Struktura zużycia węgla kamiennego w Polsce w 2004 roku

Udział węgla w produkcji	
	Udział procentowy
<b>energii elektrycznej</b>	<b>96%</b>
<i>przy czym udział węgla kamiennego</i>	<b>63%</b>
<b>ciepła</b>	<b>77%</b>
Struktura w krajowym zużyciu węgla kamiennego:	
	Udział procentowy
elektrownie i elektrociepłownie	<b>52%</b>
ciepłownie, przemysł i inne działy	<b>27%</b>
Koksownie	<b>15%</b>
<b>elektroenergetyka przemysłowa</b>	<b>6%</b>

## 2.4. Ropa naftowa

Ropa naftowa stanowi obecnie największy nośnik energii elektrycznej na świecie. Tendencja ta trwać będzie przez najbliższe 20 lat. Największe zasoby przemysłowe posiada Region Bliski Wschód -zasoby te stanowią ponad 60 % światowych rezerw ropy naftowej. Natomiast, jeżeli chodzi o kraje to ponad 20 % znajduje się w Arabii Saudyjskiej. Stan zasobów przemysłowych przedstawiono w tabeli 20 [14].

Według przedstawionych danych, ropy naftowej na świecie wystarczy na około 40 lat. Krajem w Europie, który wydobywa największą ilość ropy naftowej jest Wielka Brytania. Polska wydobywa niewielkie ilości tego surowca. Wydobycie ropy naftowej w Polsce plasuje nasz kraj na ósmym miejscu.

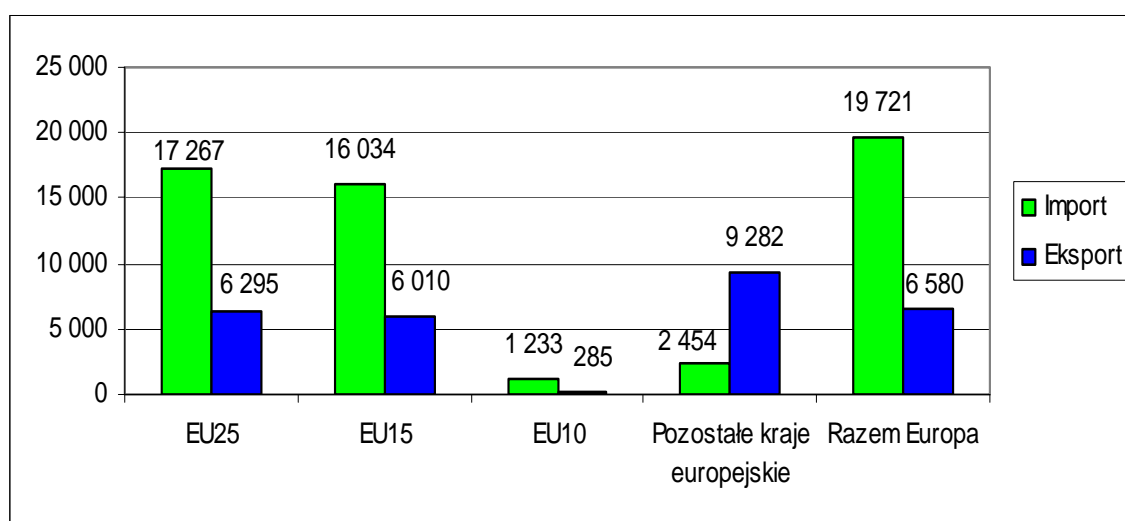
Na rysunku 10 przedstawiono zakres importu i eksportu ropy surowej oraz produktów ropy naftowej w EU.

Tabela 20. Światowe zasoby przemysłowe ropy naftowej według stanu na koniec 2004 r.

Region/kraj	Zasoby		Udział w zasobach światowych [%]	Wskaźnik wystarczalności zasobów [lata]
	mld barylek	mld Mg		
<b>Europa</b>	<b>91,5</b>	<b>12,5</b>	<b>7,7</b>	<b>16,0</b>
w tym: Rosja	72,3	9,9	6,1	21,3
<b>Ameryka Północna</b>	<b>61,0</b>	<b>8,0</b>	<b>5,1</b>	<b>11,8</b>
w tym: USA	29,4	3,6	2,5	11,1
<b>Ameryka Południowa i Środkowa</b>	<b>101,2</b>	<b>14,4</b>	<b>8,5</b>	<b>42,0</b>
w tym: Wenezuela	77,2	11,1	6,5	70,8
<b>Centralna Azja</b>	<b>47,7</b>	<b>6,6</b>	<b>4,0</b>	<b>66,8</b>



w tym:	Azerbejdżan	7,0	1,0	0,6	<b>60,2</b>
	Kazachstan	39,6	5,4	3,3	<b>83,6</b>
<b>Bliski Wschód</b>		<b>733,9</b>	<b>100,0</b>	<b>61,7</b>	<b>81,6</b>
w tym:	Iran	132,5	18,2	11,1	<b>88,7</b>
	Irak	115,0	15,5	9,7	<b>&gt;100</b>
w tym:	Kuwejt	99,0	13,6	8,3	<b>&gt;100</b>
	Katar	15,2	2,0	1,3	<b>42,0</b>
	Arabia Saudyjska	262,7	36,1	22,1	<b>67,8</b>
	Zjedn. Europy Arabskie	97,8	13,0	8,2	<b>&gt;100</b>
<b>Afryka</b>		<b>112,2</b>	<b>14,9</b>	<b>9,4</b>	<b>33,1</b>
w tym:	Libia	39,1	5,1	3,3	<b>66,5</b>
	Nigeria	35,3	4,8	3,0	<b>38,4</b>
<b>Region Pacyfiku</b>		<b>41,1</b>	<b>5,5</b>	<b>3,5</b>	<b>14,2</b>
w tym:	Chiny	17,1	2,3	1,4	<b>13,4</b>
<b>Razem Świat</b>		<b>1 188,6</b>	<b>161,9</b>	<b>100,0</b>	<b>40,5</b>



**Rysunek 9. Import i eksport ropy w kraju UE i pozostałych krajach europejskich w 2004 r.**

Światowa produkcja ropy naftowej osiągnęła w 2005 roku 3 923 Mt. Największymi producentami są Arabia Saudyjska 519 Mt, Rosja 470 Mt i USA 307 Mt.

## 2.5. Gaz ziemny

Gaz ziemny jest obecnie nośnikiem energii pierwotnej, z którego produkuje się ponad 20% energii elektrycznej. W okresie najbliższych 40 lat gaz ziemny stanie się liderem w produkcji energii elektrycznej. Stan zasobów gazu ziemnego na świecie przedstawiono w tabeli 21 [14].

Tabela 21. Światowe zasoby gazu ziemnego według stanu na koniec 2004 r.

Region/kraj		Zasoby [mld m <sup>3</sup> ]	Udział w zasobach [%]	Wskaźnik wystarczalności zasobów [lata]
<b>Europa</b>		<b>54,89</b>	<b>30,60</b>	<b>59,7</b>
w tym:	UE 25	2,75	1,50	12,8
	Rosja	48,00	26,70	81,5
<b>Ameryka Północna</b>		<b>7,32</b>	<b>4,10</b>	<b>9,6</b>
w tym:	USA	5,29	2,90	9,8
<b>Ameryka Południowa i Środkowa</b>		<b>7,10</b>	<b>4,00</b>	<b>55</b>
w tym:	Wenezuela	4,22	2,40	>100
<b>Centralna Azja</b>		<b>9,13</b>	<b>5,10</b>	<b>69,4</b>
w tym:	Turkmenistan	2,90	1,60	53,1
	Uzbekistan	1,86	1,00	33,3
<b>Bliski Wschód</b>		<b>72,83</b>	<b>40,60</b>	<b>&gt;100</b>
w tym:	Iran	27,50	15,30	>100
	Irak	3,17	1,80	>100
w tym:	Kuwejt	1,57	0,90	>100
	Katar	25,78	14,40	>100
	Arabia Saudyjska	6,75	3,80	>100
	Zjedn. Europy Arabskie	6,06	3,38	>100
<b>Afryka</b>		<b>14,06</b>	<b>7,80</b>	<b>96,9</b>
w tym:	Algeria	4,55	2,50	55,4
	Nigeria	5,00	2,80	>100
<b>Region Pacyfiku</b>		<b>14,21</b>	<b>7,90</b>	<b>43,9</b>
w tym:	Chiny	2,23	1,20	54,7
	Indonezja	2,56	1,40	34,9
	Malezja	2,46	1,40	45,7
<b>Razem Świat</b>		<b>179,53</b>	<b>100,00</b>	<b>66,7</b>

Z regionów na świecie największe zasoby gazu ziemnego posiada Bliski Wschód, Europa i Region Pacyfiku. Z krajów największe zasoby posiada Rosja, Iran i Katar. Największą ilość gazu w 2005 roku wydobyla Rosja ponad 627 mld m<sup>3</sup> a następnie USA 517 mld m<sup>3</sup> i Kanada 187 mld m<sup>3</sup>.

Największą ilość gazu ziemnego wydobywa w Europie Wielka Brytania, Holandia i Niemcy.

Polska podobnie jak w przypadku ropy naftowej wydobywa niewielką ilość gazu ziemnego. Wydobycie naszego kraju plasuje Polskę na siódmym miejscu w Europie.

Dane dotyczące importu gazu ziemnego do Europy oraz udział w strukturze energii pierwotnej i zużycia na mieszkańca w niektórych krajach UE przedstawiono w tabeli 22.

Tabela 22. Import gazu ziemnego do Europy w 2004 r. [mld m<sup>3</sup>]

Kraj/region	Razem import	Kierunek importu				
		z innych krajów Europy*	Rosja	Bliski Wschód	Afryka	Region Pacyfiku
<b>UE25</b>	<b>343,39</b>	<b>150,24</b>	<b>123,08</b>	<b>5,39</b>	<b>64,50</b>	<b>0,18</b>
<b>UE15</b>	<b>300,24</b>	<b>144,69</b>	<b>85,92</b>	<b>5,39</b>	<b>64,06</b>	<b>0,18</b>
Austria	7,80	1,80	6,00			
Belgia	19,25	16,20	0,20		2,85	
Dania	0,27	0,27				
Finlandia	4,61		4,61			
Francja	44,68	25,55	11,50	0,08	7,55	
Grecja	2,75		2,20		0,55	
Hiszpania	27,25	2,21		5,31	19,55	<b>0,18</b>
Holandia	13,56	10,89	2,67			
Irlandia	3,70	3,70				
Luksemburg	1,30	1,30				
Niemcy	91,76	54,02	37,74			
Portugalia	3,56				3,56	
Szwecja	1,05	1,05				
Wielka Brytania	11,40	11,40				
Włochy	67,30	16,30	21,00		30,00	
<b>UE10</b>	<b>43,15</b>	<b>5,55</b>	<b>37,16</b>	<b>0</b>	<b>0,44</b>	<b>0</b>
Cypr	0					
Czechy	9,80	2,62	7,18			
Estonia	0,90		0,90			
Litwa	2,60		2,60			
Łotwa	1,40		1,40			
Malta	0					
Polska	9,10	1,20	7,90			
Słowacja	7,30		7,30			
Słowenia	1,10	0,10	0,56		0,44	
Węgry	10,95	1,63	9,32			
<b>Pozostałe kraje</b>	<b>37,12</b>	<b>4,23</b>	<b>25,06</b>	<b>3,56</b>	<b>4,27</b>	<b>0</b>
<b>Europa</b>	<b>380,51</b>	<b>154,47</b>	<b>148,14</b>	<b>8,95</b>	<b>68,77</b>	<b>0,18</b>

\* Z wyłączeniem Rosji

Największym importerem gazu w Europie są Niemcy. Na dalszych miejscach plasują się Francja, Włochy i Belgia. Pomimo to, że podstawowym nośnikiem energii dla polskiej energetyki jest węgiel, w ostatnich kilku latach obserwuje się zainteresowanie wykorzystaniem gazu dla celów energetycznych. Prowadzone są prace nad zwiększeniem wydobycia tego surowca w kraju przez PGNIG S.A.

## 2.6. Paliwo jądrowe

Energetyka jądrowa produkuje obecnie około 7% energii elektrycznej na świecie. Prognozy na 2050 rok zakładają podwojenie wytwarzania energii elektrycznej do około 13%.

Energię jądrową można uzyskać w wyniku dwóch rodzajów reakcji pomiędzy jądrami atomowymi [7]:

1. rozszczepienie jąder ciężkich (fission); ciężki jądra atomowe uranu lub plutonu bombardowane neutronami ulegają podziałowi na jądra lżejsze i w skutek różnicy mas przed i po reakcji (tzw. defekt masy) otrzymuje się znaczne ilości energii;
2. syntezy jąder lekkich (fussion); w wyniku reakcji termojądrowej polegającej na łączeniu jąder lekkich izotopów wodoru (deuteru i trytu) w jądra helu otrzymuje się duże ilości energii.

Paliwo jądrowe to materiał rozszczepialny wykorzystywany w reaktorach jądrowych w celu uzyskania energii. Zawiera on najczęściej wzbogacony uran  $^{235}\text{U}$ , który może występować w następujących formach fizykochemicznych:

- jako ciało stałe:
  - metaliczne: uran naturalny lub wzbogacony izotop  $^{235}\text{U}$ ; stosowanie jego stwarza poważne problemy wynikające z anizotropii własności fizycznych (wydłużanie i pęcznienie pod wpływem napromieniowania), w warunkach normalnej eksploatacji uranu nie przekracza temperatury  $620^{\circ}\text{C}$ ;
  - tlenkowe: dwutlenek uranu  $\text{UO}_2$ ; posiada niezmienną strukturę do temperatury topnienia, tj.  $2800^{\circ}\text{C}$ , jest obojętny względem czynników chłodzących, posiada stosunkowo niski współczynnik przewodności cieplnej;
  - węglkowe: węgliki uranu  $\text{UC}$ ,  $\text{UC}_2$ ; posiadają większą przewodność cieplną niż  $\text{UO}_2$ , łatwo reagują z wodą;
- w postaci ciekłej (jako roztwór siarczanu lub azotanu uranylu),
- jako gaz (sześćfluorek uranu  $\text{UF}_6$ ).

Drugim materiałem wykorzystywanym jako paliwo jądrowe jest izotop plutonu  $^{239}\text{Pu}$ .

W skorupie ziemskiej uran występuje 100 razy częściej niż metale szlachetne (srebro, złoto). Jego zasoby szacuje się na 41 bln ton, z czego 75% jest w ziemi, a 25% w morskich wodach. Obecnie wydobywa się pokłady 0,1÷0,5% uranu w kopalniach odkrywkowych i głębinowych. Największe jego zasoby oraz wydobycie posiadają kraje: Kanada (30%), Australia (25%), południowa i Środkowa Afryka, Brazylia, Rosja, USA, Francja i Szwecja. Małe ilości występują również w Niemczech, Polsce i Czechach.

Zawartość średnia uranu oceniana jest na 2 gramy na tonę gleby. Natomiast w węglu zawartość ta wynosi około 7 gramów na tonę. Trzeba mieć świadomość tego, że są miejsca na powierzchni Ziemi (np. Kowary), gdzie zawartość uranu w glebie osiąga poziom 7ppm (7 gramów na tonę).

Wykorzystanie zasobów złóż uranu uzależnione jest od kosztów jego wydobycia. Przyjęto dwie kategorie złóż uranu:

- 1) złoża których koszt wydobycia 1kg uranu jest mniejszy od 80 USD;

2) złoża których koszt wydobycia 1kg uranu zawiera się w przedziale 80÷130 USD.

Ponadto klasyfikacja złóż Uranu dzieli je dalej na:

- zasoby geologiczne rozpoznane i udokumentowane RAR (Reasonably Assured Resources),
- zasoby których występowania należy się spodziewać EAR (Estimated Additional Resources),
- zasoby przypuszczalne SR (Speculative Resources).

Zasoby te przedstawiono w ilości energii elektrycznej którą można z nich otrzymać w reaktorach jądrowych wodnych pracujących na otwartym cyklu paliwowym.

Światowe zasoby uranu:

RAR – 100 800 [TWh],

EAR - 50 100 [TWh],

SR - 400 000 [TWh].

Z powyższego wykazu zauważamy, że największy procent stanowią zasoby przypuszczalne SR. Łącznie światowe zasoby uranu umożliwiają produkcję ponad 550 000 TWh energii elektrycznej.

Uran jest metalem ciężkim, który otrzymujemy z rud uranowych. Najbardziej znaną z nich jest smółka uranowa, składająca się w 95% z tlenku uranu i występująca nieraz w postaci wielotonowych bloków. Większość pozostałych rud zawiera o wiele mniej uranu. Wydobycie staje się opłacalne, gdy tona rudy zawiera co najmniej 1 kg uranu.

Ruda wydobyta w kopalniach głębinowych lub odkrywkowych musi najpierw zostać poddana przeróbce na drodze skomplikowanych procesów fizykochemicznych z udziałem kwasu, ługu i chemikaliów. Procesy te polegają na kruszeniu, mieleniu i wyługowaniu; wzbogaca rudę do 70÷80% uranu w postaci związku zwanego uranianem amonu  $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$  o jasnożółtej barwie, tzw. yellow cake, czyli „żółte ciasto”. Jest to produkt wyjściowy do dalszych procesów.

Czysty uran jest dla elektrowni jądrowych nieprzydatny, gdyż składa się tylko z 0,7% rozszczepialnego  $^{235}\text{U}$ , a pozostałe 99,3% stanowi nieco cięższy, nierozszczepialny  $^{238}\text{U}$ .

Rozwój energetyki jądrowej związany jest również ściśle z zasobami paliwa. Przyjmuje się, że wyprodukowanie 1TWh energii elektrycznej potrzebne jest 25 ton uranu naturalnego. Opierając się na kryterium ekonomicznej opłacalności pozyskania uranu, wielkość zasobów kształtuje się różnie według autorów. Przy obecnej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych wynoszącej około 3 PWh (3000TWh) rocznie, zużycie uranu naturalnego kształtować się będzie na poziomie 75 000 ton uranu naturalnego. Tak więc wyczerpywanie zasobów uranu powoduje działania mające na celu ich oszczędzanie.

Wykorzystanie uranu może być znacząco zwiększone poprzez napromieniowanie neutronami uranu 238. Powstały w wyniku tej reakcji pluton jest izotopem rozszczepialnym i może być wykorzystywany jako składnik paliwa jądrowego. Proces jest efektywny w przypadku oddziaływania neutronów prędkich z  $^{238}\text{U}$ . Wykorzystanie reaktorów na neutronach prędkich w sposób zdecydowany zwiększa wykorzystanie surowca paliwowego, jakim jest uran.

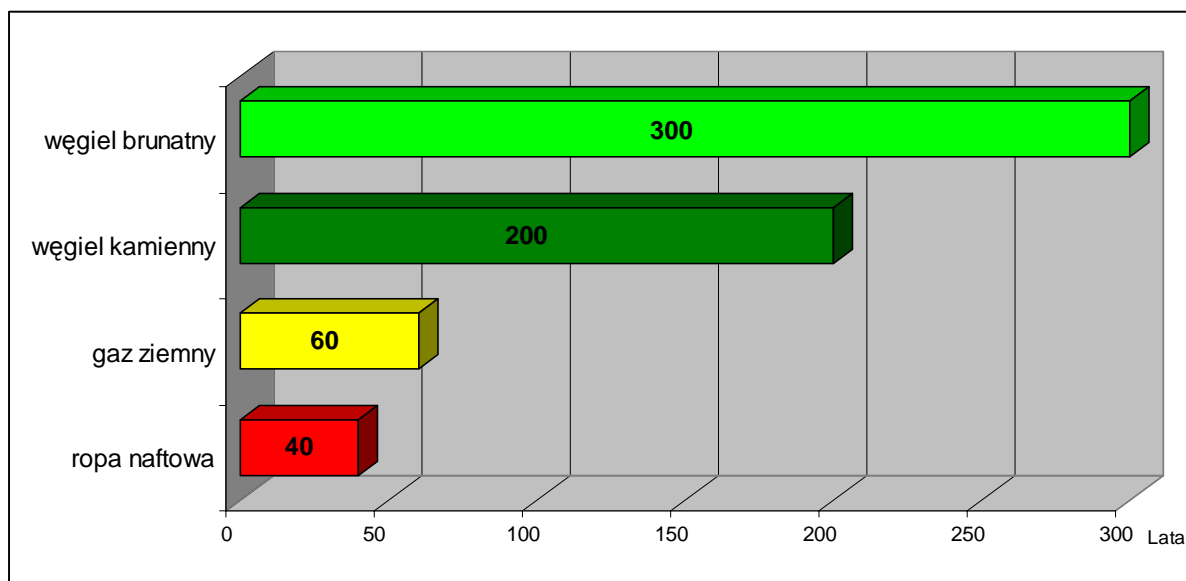
W tego typu reaktorach na wyprodukowanie 1 TWh energii elektrycznej konieczne jest około 400 kg uranu. Tak więc reaktory powielające zasadniczo zmieniają wielkość światowych zasobów

uranu, a tym samym przyczyniają się do zmniejszenia ilości wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych przeznaczonych do składowania w głębokich formacjach geologicznych.

Na uwagę zasługuje fakt, że reaktory powielające na neutronach prędkich umożliwiają wykorzystanie tzw. cyklu torowego do wytwarzania izotopów rozszczepialnych. Zawartość toru w środowisku przyrodniczym jest dużo większa niż uranu osiąga w niektórych złożach poziom 7%.

## 2.7. Podsumowanie

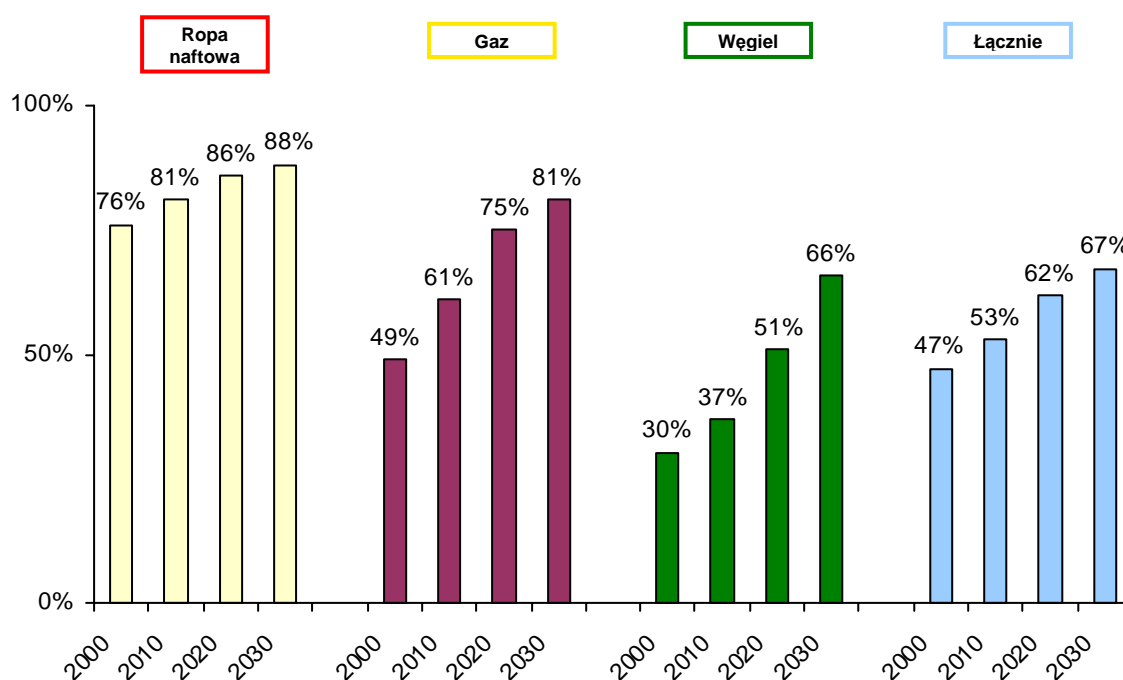
Z przedstawionych danych wynika, że do 2020 roku liderem - nośnikiem energii pierwotnej jest węgiel, a na drugim miejscu gaz ziemny. Natomiast z analizy tabeli 5 wynika, że na najbliższe 40 lat węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny mają wyrównane pozycje i stanowią od 60 do 70% w ogólnym bilansie surowców kopalnych do produkcji energii elektrycznej świata. W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że ropa naftowa i gaz ziemny mają ograniczoną wystarczalność - rysunek 11.



Rysunek 10. Wystarczalność światowych zasobów podstawowych nośników energii pierwotnej

Analizując powyższe prognozy dochodzimy do wniosku, że za 40-60 lat świat stanie przed bardzo ważnym problemem braku ponad 40% nośników energii pierwotnej i energii elektrycznej.

Innym strategicznym zagadnieniem jest problem uzależnienia się od importu surowców energetycznych. W najgorszej sytuacji są kraje europejskie – rysunek 12. W okresie do 2030 roku w krajach EU 25 uzależnienie wynosić będzie około 70%. Najgorsza sytuacja przedstawiać się będzie w przypadku ropy naftowej – wystąpi brak blisko 90% (rysunek 12).



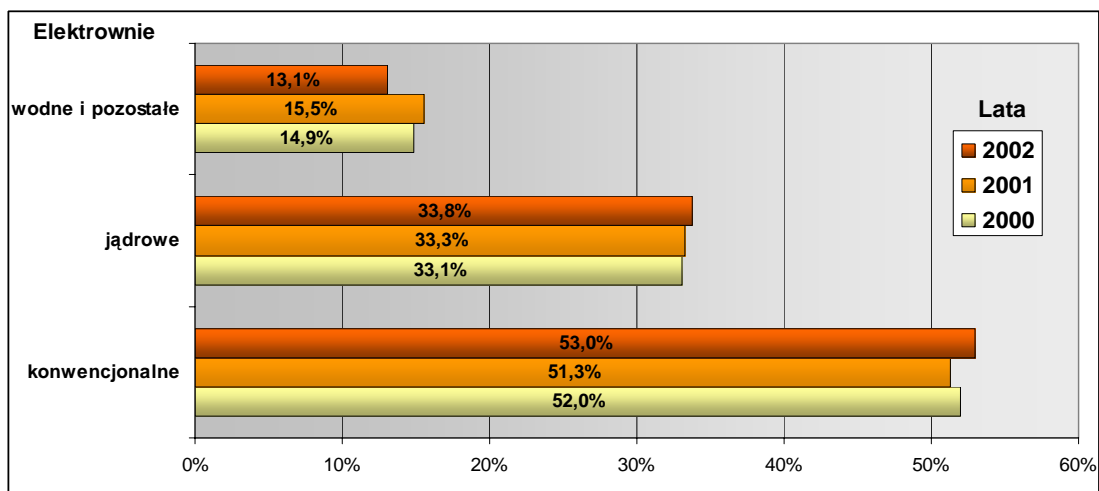
Rysunek 11. Uzależnienie krajów 25 UE od importu surowców energetycznych

### 3. Elektroenergetyka polska na tle krajów europejskich.

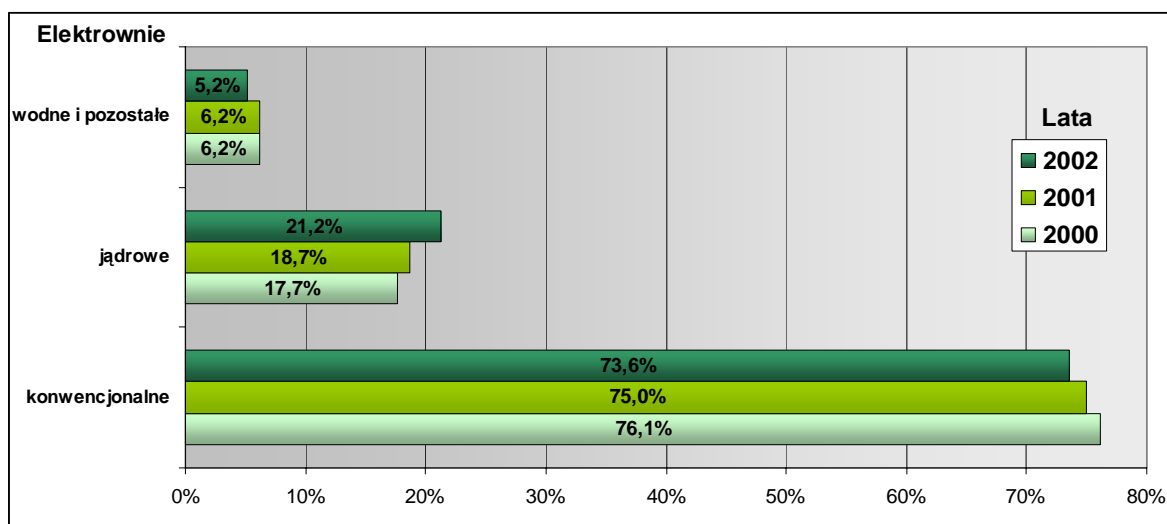
W 2002 roku kraje „starej” Unii produkowały ponad 2527 TWh energii elektrycznej a kraje przystępujące do Unii tylko 309 TWh energii elektrycznej. Porównując wielkość produkcji energii elektrycznej w krajach UE z produkcją energii elektrycznej w krajach, które przystąpiły do UE widać, że kraje piętnastki produkują ponad 8 razy więcej energii niż 10 krajów, które przystąpiły do UE [7].

W 2002 roku produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 130,1 TWh, co stanowiło 42% całej energii wytworzonej przez kraje kandydujące i ponad 5% produkcji krajów UE. Struktura w Polsce za rok 2002 jest jednak zdecydowanie odmienna w porównaniu ze średnią strukturą dla państw UE i pozostałych państw akcesyjnych. W Polsce aż 98,4% wyprodukowanej energii elektrycznej pochodzi z elektrowni konwencjonalnych, a tylko 1,6% z elektrowni wodnych i pozostałych. W Unii Europejskiej średnio 52% energii produkują elektrownie konwencjonalne, 33,1% elektrownie jądrowe, a 14,9% elektrownie wodne i pozostałe. W krajach dziesiątki średnio 76,1% energii produkują elektrownie konwencjonalne, 17,7% elektrownie jądrowe, a 6,2% elektrownie wodne i pozostałe. Zbliżoną do Polski strukturę pozyskiwania energii z poszczególnych źródeł wśród krajów Unii Europejskiej mają takie państwa, jak: Grecja, Holandia, Irlandia, Portugalia i Włochy, a wśród krajów wchodzących do UE: Cypr, Estonia i Malta – ponad 80% wyprodukowanej energii pochodzi z elektrowni konwencjonalnych.

Na rysunkach 13 i 14 pokazano udział poszczególnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii w krajach Unii Europejskiej i udział poszczególnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii w krajach akcesyjnych.



Rysunek 12. Udział poszczególnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej



Rysunek 13. Udział poszczególnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii elektrycznej w krajach akcesyjnych

Zajmując się szeroko pojętą energetyką musimy zdać sobie sprawę z rzeczy nieuchronnej, jaką jest wyczerpywanie się konwencjonalnych źródeł energii. Jeżeli nawet przewidujemy, że rozpoznane zasoby węgla brunatnego, przy obecnym poziomie wydobycia, zabezpieczą dostawy do elektrowni na „aż” 500 lat, to niestety, patrząc na historię rozwoju ziemskiej cywilizacji, właściwszym byłoby stwierdzenie, że jest to zabezpieczenie dostaw na „tylko” 500 lat. Węgiel, ropa czy gaz są surowcami, których nie przybędzie w cudowny sposób w skorupie ziemskiej. Dziś świat coraz częściej i coraz skuteczniej sięga po niekonwencjonalne źródła energii, takie jak: wiatr, słońce, woda i źródła geotermalne. Przyjrzyjmy się bliżej strukturze wykorzystania tych źródeł w Europie i na świecie [7].



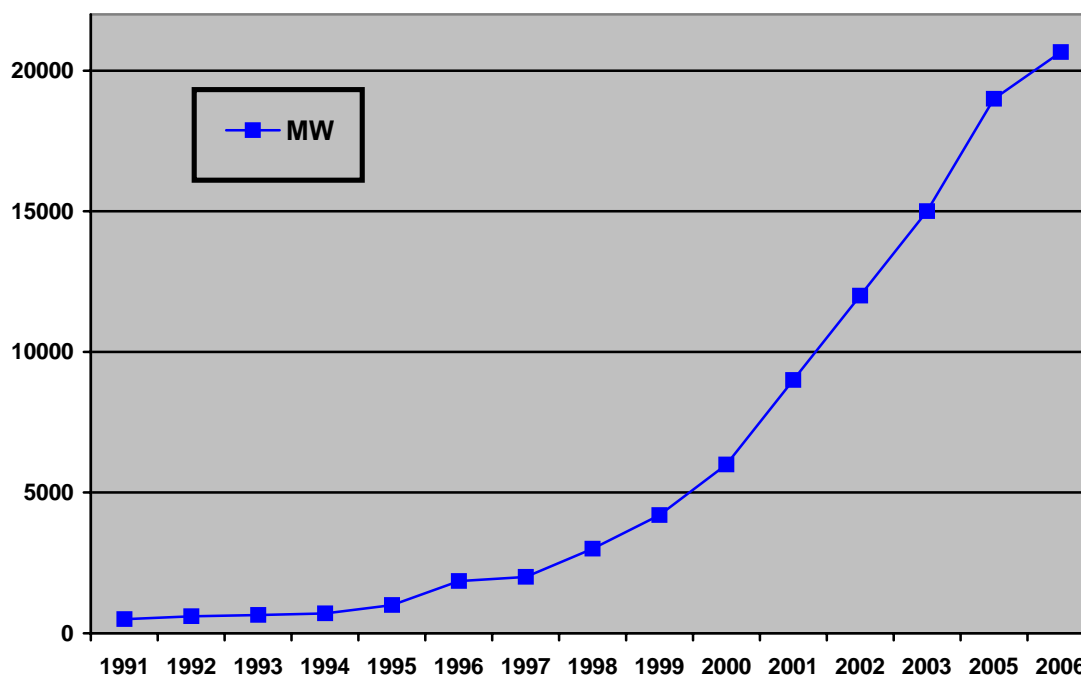
**Tabela 23. Moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie**

Region	Rok 2001 [MW]	Rok 2002 [MW]	Rok 2006 [MW]
Europa w tym:	17 249	22 558	
Unia Europejska	17 120	22 331	48120
Pozostałe państwa w tym: Polska	129 30	227 60	152,5
Ameryka Północna w tym:	4 452	3 929	
Stany Zjednoczone Kanada	4 245 207	4 708 221	
Azja w tym:	2 220	2 466	
Indie	1 507	1 702	
Chiny	399	399	
Japonia	300	351	
Pozostałe państwa	14	14	
Pozostałe kontynenty	392	426	
<b>Cały świat</b>	<b>24 313</b>	<b>30 379</b>	<b>73 900</b>

O dynamice rozwoju mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych świadczy tylko porównanie mocy w UE w 2002 i 2006 roku. W 2002 roku moc elektrowni wiatrowych wynosiła 22 tys. MW, a już na koniec 2006 roku ponad 48 tys. MW, jest to przyrost w okresie 3 lat o ponad 100%. W 2007 roku zainstalowano w Polsce ponad 80 MW w elektrowniach wiatrowych. Liderem w ilości zainstalowanej mocy w elektrowniach wiatrowych są Niemcy – ponad 20,6 tys. MW na koniec 2006 roku (rysunek 15).

**Tabela 24. Moc elektrowni wiatrowych w UE stan na 2006 rok**

Kraj	Moc (MW)	Kraj	Moc (MW)
Austria	819	Łotwa	27
Belgia	167	Litwa	7
Bułgaria	22	Luksemburg	35
Czechy	26	Malta	0
Dania	2916	Holandia	1 219
Estonia	30	Polska	152.5
Finlandia	82	Portugalia	1716
Francja	1567	Słowacja	5
Niemcy	20661	Pozostałe kraje UE	1123.5
Grecja	573	Hiszpania	11614
Węgry	17	Szwecja	500
Irlandia	746	Wielka Brytania	1987
Włochy	2134	<b>UE razem</b>	<b>48 120</b>



Rysunek 14. Łączna moc pochodząca z elektrowni wiatrowych w Niemczech

Polska nie posiada elektrowni jądrowych. W planach perspektywicznych pierwsze siłownie jądrowe mają pracować przed 2025 rokiem.

Na świecie – stan na 31.12.2001 r. – pracowało 438 reaktorów, a w budowie było 36 sztuk. W tabelach 25 i 26 przedstawiono udział energii jądrowej w energii pierwotnej w niektórych krajach [14].

Tabela 25. Udział energii jądrowej w energii pierwotnej w niektórych krajach (milion toe)

Wyszczególnienie	Lata		Wzrost 2004/1995 [%]	Udział w strukturze energii pierwotnej	
	1995	2004		1995	2004
Francja	85,4	101,4	118,7	36,2	<b>38,6</b>
Hiszpania	12,5	14,3	114,4	2,5	<b>9,8</b>
Niemcy	36,9	37,8	108,3	10,5	<b>11,4</b>
USA	160,4	187,9	117,2	7,6	<b>8,0</b>
Japonia	65,1	64,8	99,5	13,2	<b>12,6</b>
Płd. Korca	15,2	29,6	194,7	10,2	<b>13,6</b>
Rosja	22,5	32,4	144,0	3,4	<b>4,8</b>
Ukraina	16,0	19,7	123,1	10,8	<b>13,8</b>
Chiny	2,9	11,3	389,6	0,3	<b>0,8</b>
Indie	1,7	3,8	223,5	0,7	<b>1,0</b>
Świat	526,1	624,3	118,7	6,2	<b>6,1</b>
OECD	462,3	529,6	114,5	9,4	<b>9,6</b>
UE	195,6	223,4	114,2	12,5	<b>12,9</b>
<b>Reszta Świata</b>	<b>63,8</b>	<b>94,6</b>	<b>148,3</b>	<b>1,8</b>	<b>2,0</b>

Tabela 26. Energetyka jądrowa w krajach UE

Kraj	Udział w %	
	Zużycie nośników energii pierwotnej	Produkcja energii elektrycznej
Francja	44,0	77,8
Litwa	42,0	79,5
Szwecja	35,0	39,3
Słowacja	25,0	57,3
Belgia	23,0	56,0
Finlandia	16,0	27,0
Węgry	14,0	23,3
Niemcy	12,6	27,5
R. Czeska	12,0	31,1
Hiszpania	12,0	23,5
UK	9,0	23,3
Holandia	2,0	4,2
<b>Razem UE</b>	<b>16,0</b>	<b>32,5</b>

Obecnie występuje bardzo wiele typów reaktorów jądrowych, z tymże w elektrowniach jądrowych znalazło zastosowanie tylko pięć typów, w których wytwarzanie energii elektrycznej jest konkurencyjne do elektrowni klasycznych [8].

Należą do nich:

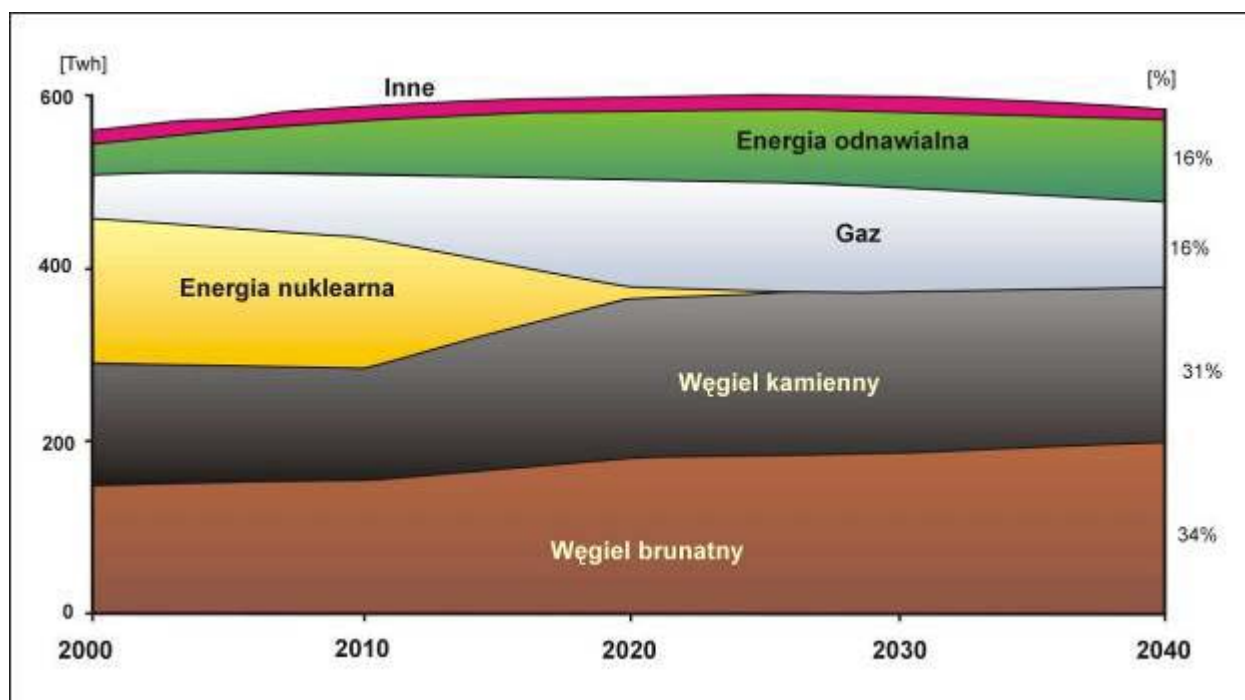
1. Reaktory wodne:
  - Ciśnieniowe reaktory wodne
    - PWR (*Pressurized Water Reaktor*),
    - WWER (*Wodo-Wodjanoj Energeticzieskij Reaktor*);
  - Reaktory z wrzącą wodą:
    - BWR (*Boiling Water Reaktor*)
    - RBMK (*Reaktor Bolszoi Moszcznosti Kanalnyj*);
  - Reaktory z ciężką wodą:
    - HWR (*Heavy Water Reaktor*),
    - CANDU (*Canadian Deuterium Uranium Reaktor*).
2. Reaktory chłodzone gazem:
  - GCR (*Gas-cooled Reaktor*),
  - AGR (*Advanced Gas-cooled Reaktor*).
3. Reaktory prędkie powielające chłodzenie ciekłym metalem
  - LMFBR (*Liquid Metal Fast Breeder Reaktor*).
4. Reaktory prędkie chłodzone gazem dysocjującym
5. Reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem:
  - HTGR (*High Temperature Gas-cooled Reaktor*).

Na świecie największym producentem energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są USA, a w Europie – Francja. Natomiast w tabeli 27 przedstawiono liczbę elektrowni (bloków) w sąsiedztwie Polski.

Tabela 27. Elektrownie jądrowe w sąsiedztwie Polski (stan w lutym 2005 r.)

Kraj	Liczba elektrowni Liczba bloków ( )	Typ reaktora	Łączna moc brutto [MW]
Niemcy	13(11I)	BWR, PWR	21 723
Czechy	2(6)	WWER	3 760
Słowacja	2(6)	WWER	2 640
Węgry	1(4)	WWER	1 866
Rumunia II	2(2)	PHWR	1 412
Ukraina	4(12)	WWER	9 835
Litwa	1(1)	RBMK	1 300
Rosja	3(10)	RBMK, WWER	10 000
Szwecja	4(10)	BWR	9 524
<b>Łącznie</b>	<b>32(62)</b>	-	<b>62 060</b>

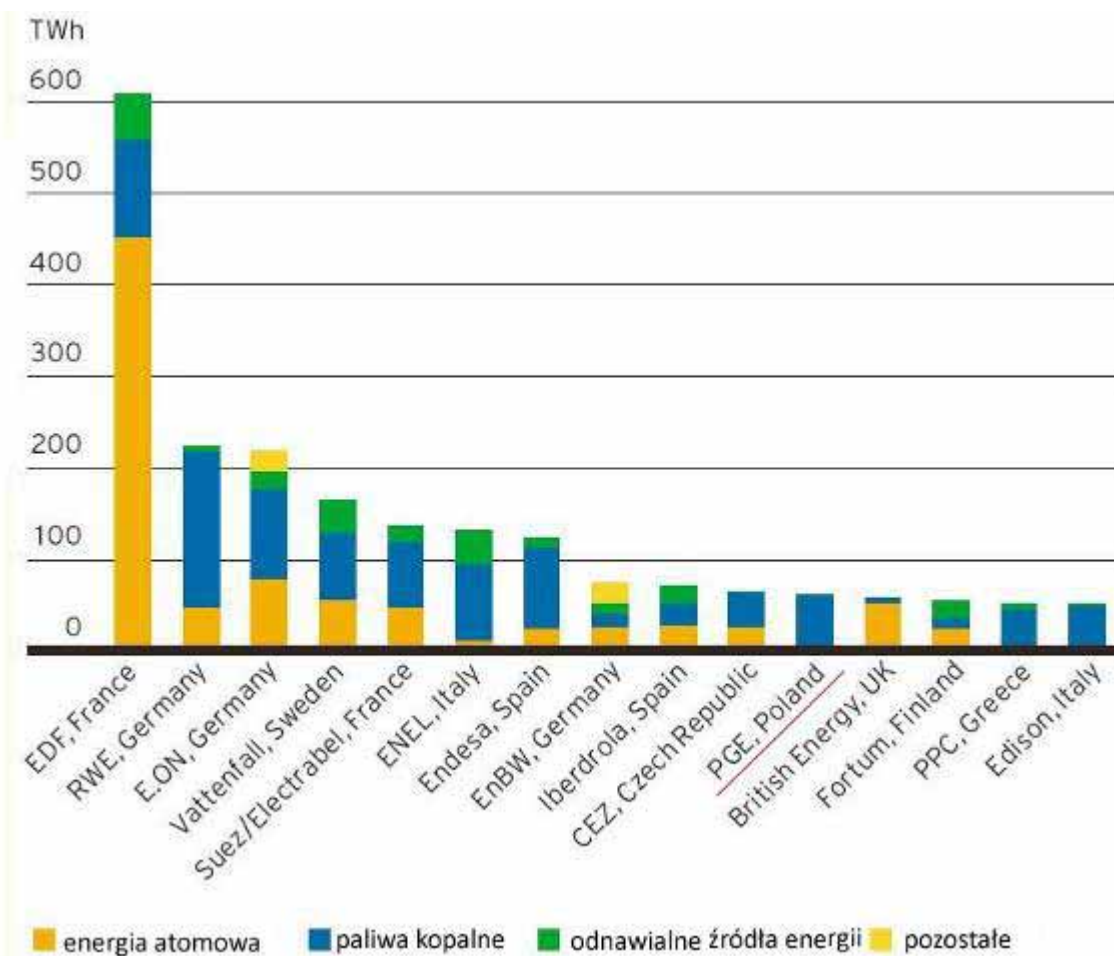
Natomiast na rysunku 16 przedstawiono prognozę struktury paliw do wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech do 2040 roku. Strategia energetyczna Niemiec jest bardzo wymowna. Niemcy utrzymują ponad 60% energii elektrycznej z węgla. Z rysunku zauważa się wzrost produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego. Energia nuklearna jest po roku 2020 wygaszana.



Rysunek 15. Prognoza struktury paliw służących do wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech do 2040 roku [7]

Na rysunku 16 przedstawiono wielkość produkcji energii elektrycznej oraz strukturę ich wytworzenia przez największe europejskie koncerny energetyczne w 2006 roku. Wśród nich wymienić można Polską Grupę Energetyczną S.A., która jednak znacznie ustępuje w wielkości produkcji energii elektrycznej największym jej producentom. Powoduje to, że polskie firmy są zbyt

słabe aby konkurować o dostęp do globalnych zasobów surowców energetycznych (np. gazu ziemnego). Jest to kolejnym argumentem za koniecznością wykorzystania rodzimych surowców energetycznych.



Rysunek 16. Produkcja energii elektrycznej największych europejskich koncernów energetycznych w 2006 roku (w TWh)

#### 4. Założenia polskiej polityki energetycznej

Opracowane przez ośrodki światowe perspektywy rozwojowe energetyki obejmują na ogół wydłużone horyzonty czasowe 30 i 50-letnie. W opracowaniach zrealizowanych przez zespoły rządowe w Polsce przyjęto okresy dwudziestoletnie. Scenariusze rozwoju energetyki na ogół przedstawia się wariantowo, ze względu na złożoność występujących zależności. Wykorzystywane do ich sporządzenia są parametry w postaci zmiennych losowych, mieszczące się w przedziałach prawdopodobieństwa. W gospodarce rynkowej, a zwłaszcza w jej globalnym wymiarze ich wartości są zależne od przebiegu wielu nierozpoznanych procesów przyrodniczych i przyszłych osiągnięć technologicznych.

Od rozpoczęcia transformacji politycznej i gospodarczej w 1989 roku zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym Polski, a w szerszym aspekcie polityki energetycznej, stały się przedmiotem licznych opracowań i debat na najwyższym szczeblu. Pierwsze założenia polityki

energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej na lata 1990-2010 zostały opracowane w sierpniu 1990 roku, kolejne zaś były redagowane w październiku 1995 roku, w lutym 2000 i w kwietniu 2002 roku, również w formie oceny realizacji założeń z roku 2000 i ich korekty. Ostatni oficjalny dokument na temat polityki energetycznej Polski został opracowany w 2004 roku i przyjęty przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 roku. Obecnie „nowa” polityka energetyczna Polski jest opracowywana z planem zatwierdzenia przez rząd w połowie roku 2008 [1, 7].

W *POLITYCE ENERGETYCZNEJ POLSKI do 2025 r.* przyjętej przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r. przedstawiono dwa scenariusze. W obu scenariuszach założono 3-proc. średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

- ◆ *Scenariusz referencyjny* ze średnioroczną stopą wzrostu PKB-5,3 % i z łącznym wzrostem energii elektrycznej o 131,3 TWh ze 141,5 do 272,8 TWh.
- ◆ *Scenariusz przyspieszony* ze średnioroczną stopą wzrostu PKB-5,3 % i z łącznym wzrostem energii elektrycznej o 132,6 TWh ze 141,5 do 274,1 TWh.

Przyjęto zróżnicowany przyrost PKB, wyższy w latach 2005-2010 - o wartości 5,8 %, a w latach 2011-2025 w wysokości 5,1 %. Zróżnicowano także przyrost zużycia energii elektrycznej w wariantach referencyjnym, wzrastający od 2,55 % w latach 2005-10 do 4,08 % w latach 2021-2025. W przyspieszonym od 3,42 % w latach 2005-2010 do 3,02 % w latach 2021-2025. Zapotrzebowanie energii elektrycznej w obu scenariuszach i występujące różnice przedstawiono w tabeli 28.

**Tabela 28. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną brutto w wariantach referencyjnym i przyspieszonym w latach 2005 - 2025 (Polityka energetyczna..., 2004)**

Lp.	Warianty	2003	2005	2010	2015	2020	2025
1.	Referencyjny	141,5	146,0	168,5	191,8	225,6	<b>272,8</b>
2.	Przyspieszony	141,5	148,1	176,8	205,6	237,3	<b>274,1</b>
3.	<b>Różnice między wariantami</b>	-	<b>2,1</b>	<b>8,3</b>	<b>13,8</b>	<b>11,7</b>	<b>1,3</b>

**Tabela 29. Przyrosty zapotrzebowania na energię elektryczną brutto w wariantach referencyjnym i przyspieszonym, prognozy w przedziałach wieloletnich**

Lp.	Warianty	2003-2010		2010-2015		2015-2020		2020-2025	
		TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
1.	Referencyjny	27,0	19,1	23,2	13,8	33,8	17,6	47,2	<b>20,9</b>
2.	Przyspieszony	<b>35,3</b>	<b>24,9</b>	<b>28,8</b>	<b>16,2</b>	<b>31,7</b>	<b>15,4</b>	<b>36,8</b>	<b>15,5</b>

W tabeli 29 zestawiono wynikające z danych zawartych w prognozie przyrosty zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych okresach. Są one bardzo zróżnicowane i mieszczą się w przedziale od 13,8 do 24,9 %. Przewidziany wzrost zapotrzebowania na energię

elektryczną jest stosunkowo wysoki i mieści się dla okresów pięcioletnich w przedziale 23,2 do 47,2 TWh.

Zapewnienie dostaw energii elektrycznej w takich wielkościach będzie wymagać oddania do eksploatacji w każdej pięcioletniej elektrowni o mocy zainstalowanej od 4 do 5 tys. MW, porównywalnej z Elektrownią "Bełchatów". Zapotrzebowanie podstawowych paliw na produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu zestawiono w tabeli 30 i 31 dla wariantów referencyjnego i przyspieszonego.

**Tabela 30. Prognoza zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej –wariant referencyjny**

<b>WARIANT REFERENCYJNY</b>										
<i>(dane obejmują również całkowite zużycie paliw na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła)</i>										
<b>Nośnik</b>	<b>Jedn.</b>	<b>2003</b>	<b>2003 [%]</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2025 [%]</b>	<b>2025 2003</b>
Węgiel brunatny	Mtoe	12,4	32,72%	12,1	12,8	12,9	11,91	13,6	20,61%	1,10
	mln t	60,0		58,5	62,0	62,5	57,5	66,8		
Węgiel kamienny	Mtoe	23,7	62,53%	22,8	24,9	26,6	35,6	37,8	57,28%	1,59
	mln t	46,2		44,4	48,5	51,8	69,3	73,6		
Produkty naftowe	Mtoe	0,5	1,32%	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,90%	1,20
Gaz ziemny	Mtoe	0,8	2,11%	1,3	2,5	5,0	6,3	7,6	11,52%	9,50
	mld m <sup>3</sup>	0,6		1,6	2,1	4,1	5,2	6,2		
Paliwo jądrowe	Mtoe	-	-	-	-	-	-	4,0	6,36%	-
Energia odnawialna	Mtoe	0,4	1,06%	0,5	0,8	1,2	1,5	2,0	3,03%	5,00
Pozostałe nośniki	Mtoe	0,1	0,26%	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,30%	2,00
<b>Ogółem</b>	<b>Mtoe</b>	<b>37,9</b>	<b>100%</b>	<b>37,4</b>	<b>41,8</b>	<b>46,5</b>	<b>56,1</b>	<b>66,0</b>	<b>100%</b>	<b>1,74</b>

**Tabela 31. Prognoza zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej –wariant przyspieszony**

<b>WARIANT PRZYSPIESZONY</b>										
<i>(dane obejmują również całkowite zużycie paliw na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła)</i>										
<b>Nośnik</b>	<b>Jedn.</b>	<b>2003</b>	<b>2003 [%]</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2025 [%]</b>	<b>2025 2003</b>
Węgiel brunatny	Mtoe	12,4	32,72%	12,2	13,1	13,3	12,3	13,6	20,56%	1,10
	mln t	60,0		59,0	63,0	64,0	59,5	66,8		
Węgiel kamienny	Mtoe	23,7	62,53%	23,2	26,2	28,6	37,1	37,9	57,43%	1,60
	mln t	46,2		45,2	51,0	55,7	72,2	73,8		
Produkty naftowe	Mtoe	0,5	1,32%	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,90%	1,2
Gaz ziemny	Mtoe	0,8	2,11%	1,3	2,6	5,4	6,9	7,6	11,52%	9,50
	mld m <sup>3</sup>	0,6	1,06%	1,1	2,1	4,4	5,7	6,2		
Paliwo jądrowe	Mtoe	-	-	-	-	-	-	4,0	6,36%	-
Energia odnawialna	Mtoe	0,4	1,06%	0,5	0,8	1,3	1,5	2,0	3,03%	5,00
Pozostałe nośniki	Mtoe	0,1	0,26%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,30%	2,00
<b>Ogółem</b>	<b>Mtoe</b>	<b>37,9</b>	<b>100%</b>	<b>38,0</b>	<b>43,5</b>	<b>49,4</b>	<b>58,6</b>	<b>66,1</b>	<b>100%</b>	<b>1,74</b>

W strukturze paliw do produkcji energii elektrycznej:

- węgiel brunatny zmniejsza swój udział z 32,72 % w 2003 roku do 20,6 % w 2025 roku,
- udział węgla kamiennego zmniejszy się odpowiednio z 62,53 % do 57,28 %,
- udział gazu ziemnego zwiększy się z 2,11 % do 11,52 %.

W prognozie przewidziano bardzo duży wzrost ilościowy węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej z 46,2 mln Mg w 2003 roku do 73,8 mln Mg w 2025. Przyrost węgla kamiennego wyniesie 27,6 mln Mg. Wzrost około 60 proc. w stosunku do 46,2 mln Mg w 2003. Zwiększone zapotrzebowanie na węgiel kamienny wymusza już dziś budowę szeregu nowych kopalń węgla kamiennego.

Wzrost węgla brunatnego określono na 6 mln Mg w 2025 roku, co stanowi 10% w stosunku do 60 mln Mg wykorzystanych w 2003 Mg. Zużycie gazu ziemnego przewidziano w ilości 6,2 mld m<sup>3</sup> w 2025 roku, czyli 7,75-krotnie więcej od 0,8 mld m<sup>3</sup> wykorzystywanego w 2003 roku. Wzrost energii odnawialnej określono w ilości pięciokrotnej z 0,4 Mtoe w 2003 do 2,0 Mtoe w 2025 roku. Dokument rządowy nie opiera rozwoju energetyki w Polsce o najtańsze paliwo, jakim jest węgiel brunatny. Tu nasuwa się pytanie, dlaczego preferuje się surowce energetyczne, z których produkować się będzie dużo droższą energię elektryczną? Dlaczego w pierwszym rządzie nie planuje się wykorzystać własne surowce energetyczne jak to robią wszystkie inne kraje na świecie? Przedmiotowy dokument zakłada znaczny wzrost zużycia węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej – co jest w sprzeczności z danymi przedstawionymi w tabeli 17. Podobnie Polityka Energetyczna wskazuje wykorzystywanie w 2025 roku ponad 67 mln Mg węgla brunatnego a nie wskazuje z których nowych kopalń węgla brunatnego ma on zostać dostarczony. Z obecnych czynnych kopalń węgla brunatnego wydobyć po 2022 roku spada do poziomu około 56 mln Mg. Dlatego na dziś należy stwierdzić, że założenia Polityki Energetycznej z 2005 roku są tylko „papierowe” i bez znacznej korekty Polityki oraz dużego przyspieszenia w budowie nowych mocy w oparciu o „pewne” nośniki energetyczne za parę lat będziemy jako kraj mieć poważne problemy energetyczne. Wymownym dowodem, że zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastało jest porównanie polskiego zużycia energii elektrycznej na osobę do tego wskaźnika w innych krajach (tabela 32). Zużycie w Polsce jest dwa razy mniejsze od np. Czech czy Rosji.

**Tabela 32. Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na mieszkańca**

Kraj	Zużycie energii elektrycznej kWh/mieszkańca w 1971 roku	Zużycie energii elektrycznej kWh/mieszkańca w 2004 roku
Australia	3 523	<b>11 126</b>
Kanada	9 167	<b>17 179</b>
Czechy	3 423	<b>6 224</b>
Francja	2 744	<b>7 689</b>
Niemcy	4 063	<b>7 030</b>
Włochy	2 154	<b>5 644</b>
Japonia	3 447	<b>8 076</b>
Polska	1 955	<b>3 418</b>
Hiszpania	1 533	<b>5 924</b>
Szwecja	7 674	<b>15 420</b>
W. Brytania	4 252	<b>6 206</b>
USA	7 616	<b>13 338</b>
Rosja	-	<b>5 642</b>
<b>Izrael</b>	<b>2 289</b>	<b>6 808</b>



Gospodarka polska dynamicznie się rozwija, a wraz z nią rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle i usługach, ale również w gospodarstwach domowych. Przykładowo w aglomeracji wrocławskiej zapotrzebowanie w ostatnich trzech latach rosło w tempie 10% każdego roku. W rezultacie, wg danych PSE Operator SA, z powodu wyczerpania się rezerw mocy, system krajowy elektroenergetyczny balansuje na granicy wydolności i wielokrotnie w ciągu 2007 r. znajdował się o krok od przymusowych wyłączeń odbiorców [18].

Z licznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną (najnowsza zawarta jest w projekcie Polityki energetycznej Polski do roku 2030) wynika, że w najbliższych latach nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną przy czym wskaźnik przyrostu waha się od 2,2% do 3,8% w skali rocznej. Z najbardziej ostrożnych szacunków wynika, że deficyt mocy podstawowej wystąpi już przed 2015 r. i to przy założeniu, że wszystkie jednostki będą pracować przy średnim wykorzystaniu mocy zainstalowanej na poziomie 55%. Ostry deficyt mocy szczytowej wystąpi już przed 2010 r., ubytki mocy szczytowej przekraczają 10%. Ilustrują to poniższe dane zawarte w tabeli 33 i 34.

**Tabela 33. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wg projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 roku [TWh]**

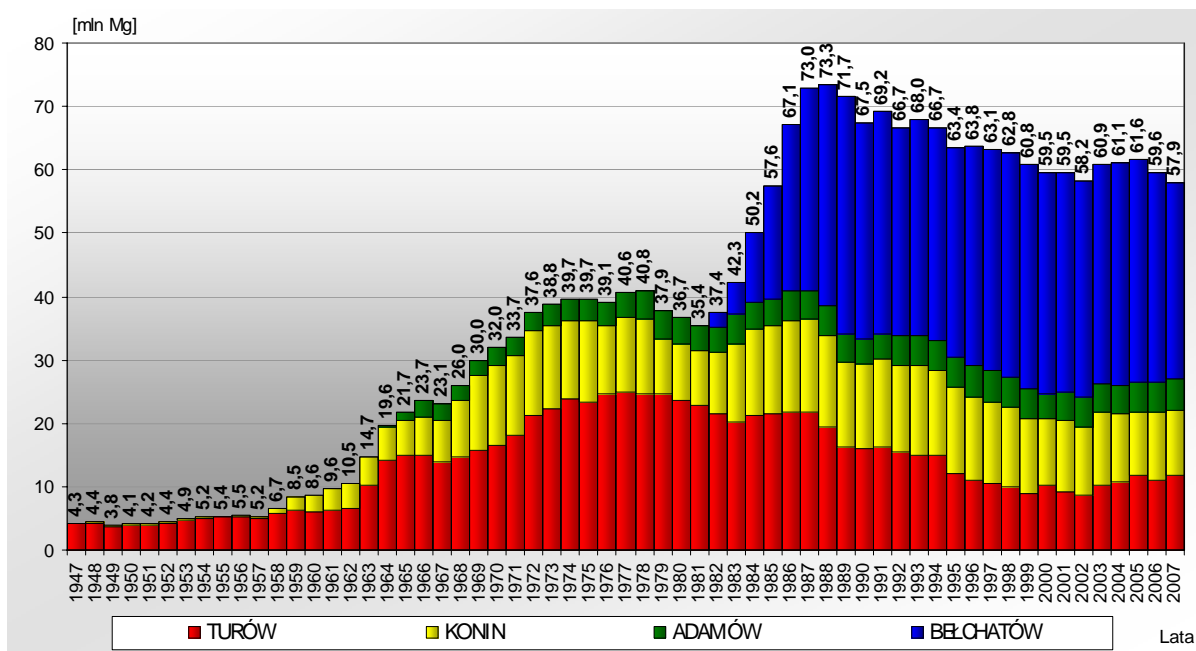
Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie brutto	146,1	163,3	181,6	204,5	243,0	279,8

**Tabela 34. Niezbędna moc brutto elektrowni i elektrociepłowni (spoza OZE-E)**

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie na energię elektryczną ze źródeł innych niż OZE-E [TWh]	142,2	151	167,3	187,9	223,3	257,3
Minimalna moc bloków przy 55% wykorzystaniu mocy zainstalowanej [MW]	29 514	31 341	34 724	39 000	46 347	53 404

W powyższych danych nie uwzględniono niezbędnych wyłączeń obiektów wynikających z zużycia technicznego oraz wymagań ochrony środowiska (około 40% mocy wytwórczych stanowią urządzenia liczące powyżej 30 lat, a około 34% - urządzenia mieszczące się w przedziale wiekowym 20-30 lat. Eksploatacja bloków starszych niż czterdziestoletnie jest ryzykowna i staje się coraz mniej opłacalna, a wprowadzenie ostrych wymagań ekologicznych przekreśli możliwość dalszej ich eksploatacji. Przyczyną regresu w energetyce jest brak możliwości inwestycyjnych wynikający przede wszystkim z niskiej rentowności sektora, która jest pochodną regulowanych niskich cen energii elektrycznej. Uwzględniając wyżej opisane trendy, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju powinno być oddawane rocznie około 1000 MW nowych mocy. Uruchomiony ostatnio nowy blok w Elektrowni Pątnów (464 MW) oraz będące w budowie dwa nowe bloki (2009 r. - Łągisza 460 MW i 2010 r. - Bełchatów 860 MW) posłużą w zasadzie do skompensowania części ubytku starych bloków, wyłączanych z eksploatacji z powodu wieku i niedotrzymywania wymogów ekologicznych. Jak widać suma budowanych nowych mocy w ciągu najbliższych trzech lat będzie o ok. 40% niższa od poziomu niezbędnego do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Węgiel brunatny jest obok węgla kamiennego podstawowym surowcem energetycznym do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Pochodzi z niego około 35% najtańszej obecnie energii elektrycznej. Energia z węgla brunatnego jest około 25% tańsza niż energia elektryczna z węgla kamiennego i ponad 100% cena ta jest mniejsza od energii elektrycznej z gazu czy energii uzyskanej z energetyki wiatrowej. Dlatego węgiel brunatny miał, ma i będzie miał w przyszłości podstawowe znaczenie w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Bezpieczeństwo energetyczne Polski wymaga dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w energię. Rozwój polskiej energetyki winien opierać się w pierwszym rzędzie na krajowych surowcach energetycznych tj. na węglu brunatnym i kamiennym. Byłoby dużym błędem gospodarczym nie w pełni wykorzystać „polskie złoto”- węgiel, a opierać rozwój energetyki na surowcach importowanych. Wykorzystanie rodzimych surowców energetycznych w okresie kilkudziesięciu lat daje także, co nie jest bez znaczenia, zatrudnienie dla wielu dziesiątków tysięcy ludzi w sektorze górniczym, energetycznym i w sektorach współpracujących. Analizując wydobywanie węgla brunatnego na świecie (tabela 10) można zauważyć, że w niektórych krajach jego udział w krajowej produkcji elektrycznej przekracza ponad 50%, a w Polsce około 35%. Więcej niż Polska wydobywają tzw. kraje „turystyczne” Grecja czy Turcja. Odkrywkowa eksploatacja węgla brunatnego nie przeszkadza w tych krajach w rozwoju turystyki na poziomie światowym. Wszystkie kraje na świecie posiadające zasoby węgla brunatnego eksploatują to paliwo i produkują z niego najtańszą energię elektryczną. Rozwój wydobywania węgla brunatnego w Polsce przedstawia rysunek 17. Maksymalne wydobywanie uzyskano w 1988 roku. Największy procentowy udział produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wynosił wówczas 40%. Od tego okresu nastąpił spadek wydobywania i produkcji energii elektrycznej z tego paliwa.



Rysunek 17. Wydobywanie węgla brunatnego w Polsce do 2007 roku.

## 4.1. Charakterystyka stanu polskiej elektroenergetyki

Energetyka polska jest jedną z największych w krajach Unii Europejskiej. Łączna moc zainstalowana przekracza 35 tys. MWe, na co składają się:

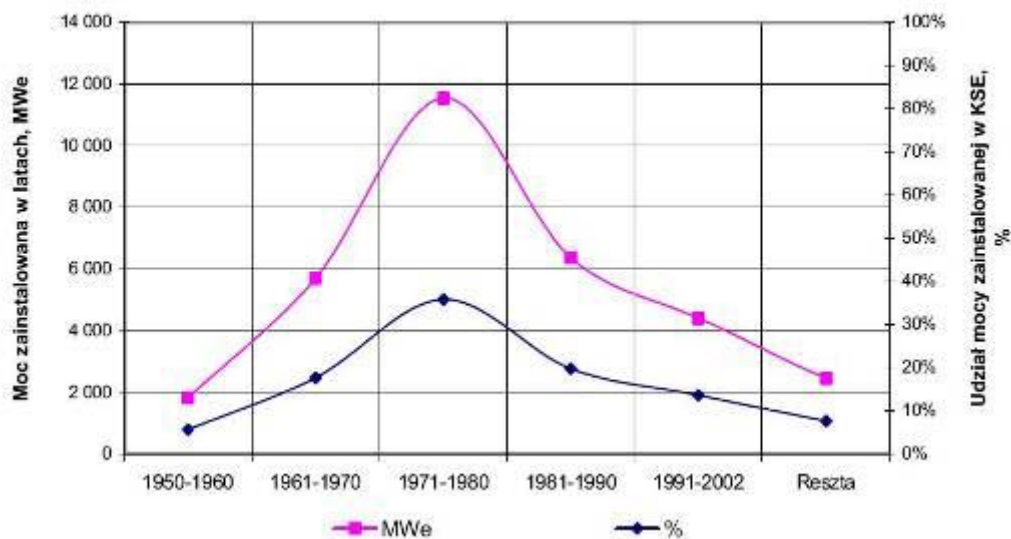
- elektrownie zawodowe,
- elektrociepłownie zawodowe,
- elektrociepłownie przemysłowe.

Krajowy system elektroenergetyczny dysponuje jedynie teoretyczną nadwyżką w stosunku do zapotrzebowania szczytowego, które w styczniu 2008 roku osiągnęło historyczną najwyższą wartość i przekroczyło 25 tys. MW (tabela 35).

Tabela 35. Moc zainstalowana elektrowni w Polsce na koniec 2006 roku [MW] [18]

	Kategoria	2005	2006
1.	Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	32 655	32 897
1.1.	Ciepłne, w tym:	30 476	30 713
1.1.1.	- na węglu kamiennym	20 385	20 629
1.1.2.	- na węglu brunatnym	9 216	9216
1.1.3.	- na gaz ziemny	854	847
1.2.	Wodne	2179	2184
2.	Elektrociepłownie przemysłowe	2 522	2 535
3.	Źródła odnawialne	227	283
	<b>Kraj ogółem</b>	<b>35 404</b>	<b>35 715</b>

Znaczna część mocy w systemie jest mocno wyeksploatowana, wiele z elektrowni jest zamortyzowanych powyżej 80%, nieraz nawet w 100%.



Rysunek 18. Wiek mocy w Krajowym Systemie Energetycznym

Większość pracujących obecnie urządzeń wytwórczych pochodzi z 20-lecia 1966-1985 (rysunek 18). W okresie tym oddano do eksploatacji łącznie ponad 21 tys. MW nowych mocy, głównie w ciepłych elektrowniach zawodowych. Budowane wówczas bloki energetyczne klasy 120 i 200 MW w większości przekroczyły już kryterialne z punktu widzenia żywotności najbardziej termicznie obciążonych elementów - 200 tys. godzin pracy.

Od początku lat 90. zostało oddanych do użytkowania około 7 tys. MW mocy, głównie bloków klasy 360 MW, powstały również pierwsze jednostki na gaz ziemny. Obecnie budowane są 3 duże bloki energetyczne o łącznej mocy 1 800 MW, z których jeden jest w fazie przekazywania do eksploatacji, zaś kolejne dwa są planowane do uruchomienia w roku 2009 i 2010.

Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, iż do końca roku 2015 nie zostaną wybudowane nowe, istotne dla KSE moce elektryczne. Wynika to z jednej strony z braku środków finansowych wytwórców energii elektrycznej, z drugiej zaś spowodowane jest wydłużającymi się okresami uzyskiwania stosownych zezwoleń, brakiem mocy wytwórczych u dostawców urządzeń, jak również ograniczonymi możliwościami biur konstrukcyjnych.

Podany wyżej rok 2015 stanowi w energetyce europejskiej, szczególnie zaś jej części opartej na paliwach kopalnych, istotną cezurę czasową z uwagi na planowane kolejne zaostrenie wymagań ekologicznych. Jeżeli obecne projekty prawne weszłyby w życie bez długich okresów dostosowawczych, będą skutkowały koniecznością wycofania z eksploatacji około 70% bloków, pracujących obecnie w Polsce. Skutki takich decyzji byłyby ogromnym ciężarem dla polskiej gospodarki.

Znaczna część istniejących bloków została w ostatnich latach zmodernizowana głównie w oparciu o Kontrakty Długoterminowe zawierane pomiędzy wytwórcami a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi. W ramach modernizacji i głębokich retrofitów uzyskano m.in.:

- przedłużenie żywotności urządzeń o ok. 100 tys. godzin pracy,
- poprawę sprawności wytwarzania o 3-4%,
- znaczną redukcję emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu poprzez zabudowę instalacji ochrony środowiska.

W przypadku konieczności przedwczesnego odstawiania bloków, zainwestowane na ten cel środki zostałyby częściowo zmarnowane.

Wytwórcy energii elektrycznej w Polsce planują do roku 2020 wycofanie znacznej części mocy zainstalowanej. Już dzisiaj powoduje to praktycznie **brak rezerwy mocy w systemie!** Zebrane dane wskazują iż moc osiągalna samych tylko elektrowni zawodowych zmniejszy się z poziomu ok. 25 000 MW do ok. 14 500 MW, z czego głębokie modernizacje mogą objąć kolejne 5 700 MW. Jedynie w odniesieniu do 8 300 MW, a więc tylko 1/3 mocy elektrowni zawodowych brak informacji o planowanych likwidacjach lub modernizacjach do roku 2020.

**Realizacja powyższego scenariusza przy jednoczesnym braku nowych mocy spowoduje nieuchronny już dramatyczny deficyt energii elektrycznej ze źródeł krajowych, którego nie wyrównają ograniczone możliwości importowe.**

Należy jednak pamiętać, że praktycznie jedynymi kierunkami możliwego obecnie importu energii do Polski są: system szwedzki z wykorzystaniem stałoprądowego połączenia kablowego (do 600 MW) oraz system ukraiński z wykorzystaniem wydzielonego bloku po stronie ukraińskiej pracującego na linii 220 kV Zamość -Dobrotwór (ok. 200 MW).

Sygnalizowany deficyt energii elektrycznej nie uwzględnia utraty kolejnych mocy związanych z ograniczeniem wydobycia węgla brunatnego, które może wynieść średnio 1,2 mln Mg rocznie. Spowodowane to może zostać zaprzestaniem udostępnienia pola centralnego złoża

„Kozmin” w KWB Adamów S.A. Jak obliczono w rozdziale 9 zmniejszenie podaży energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym o ok. **1 068 GWh** może doprowadzić do przerw w dostawach do odbiorców końcowych już w tym roku.

## **4.2. Obecne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat, w tym zagrożenie całkowitym załamaniem funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego**

Obecne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może wynikać z:

- niedostatecznej mocy w KSE w źródłach krajowych i dostępnych poprzez połączenia międzysystemowe - zagrożenie dla wszystkich odbiorców w kraju,
- nierównomiernego rozłożenia źródeł i odbiorów przy braku odpowiednich zdolności przesyłowych - zagrożenia dla odbiorców na obszarze części kraju.

Od kilku lat takie zagrożenia już się pojawiają okresowo, a w okresie najbliższych pięciu lat, bez podjęcia działań zapobiegawczych, problem będzie jeszcze narastał. Sygnały te świadczą o zwiększającym się zagrożeniu trwałą utratą równowagi między podażą i popytem. Zlekceważenie takich sygnałów doprowadziło w wielu krajach do wystąpienia bariery wzrostu gospodarczego poprzez niepełne pokrywanie popytu na energię elektryczną i utrzymywanie się wysokich cen energii elektrycznej przez wiele lat. W Polsce narastanie zagrożeń jest przyspieszane przez nieracjonalne regulacje unijne i krajowe.

Podstawowe czynniki wpływające na narastanie zagrożeń to:

- niedostateczne warunki dla budowy nowych źródeł, niezbędnych do pokrycia rosnącego, krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz w celu spełniania stale zaostrzanych wymogów ekologicznych i wynikających z ochrony klimatu,
- ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych w kraju i łączących z innymi systemami,
- nadmierna regulacja tłumiąca sygnały inwestycyjne i nie pozwalająca na efektywne wykorzystywanie wszystkich zasobów wytwórczych.

Taki stan jest niekorzystny dla konsumentów energii i dla firm sektora. Konieczne są szybkie, konsekwentne działania zarówno na poziomie rządowym, jak i sektorowym, jeżeli chce się uniknąć przerw w dostawach energii elektrycznej i zapobiec wystąpieniu trwałego deficytu mocy. W okresie najbliższych 5 lat, praktycznie nie będzie większych efektów z nowych inwestycji, poza tymi które już są realizowane. Niezbędne są pilne działania dla jak największego skrócenia okresu do pojawienia się następnych mocy i zdolności przesyłowych.

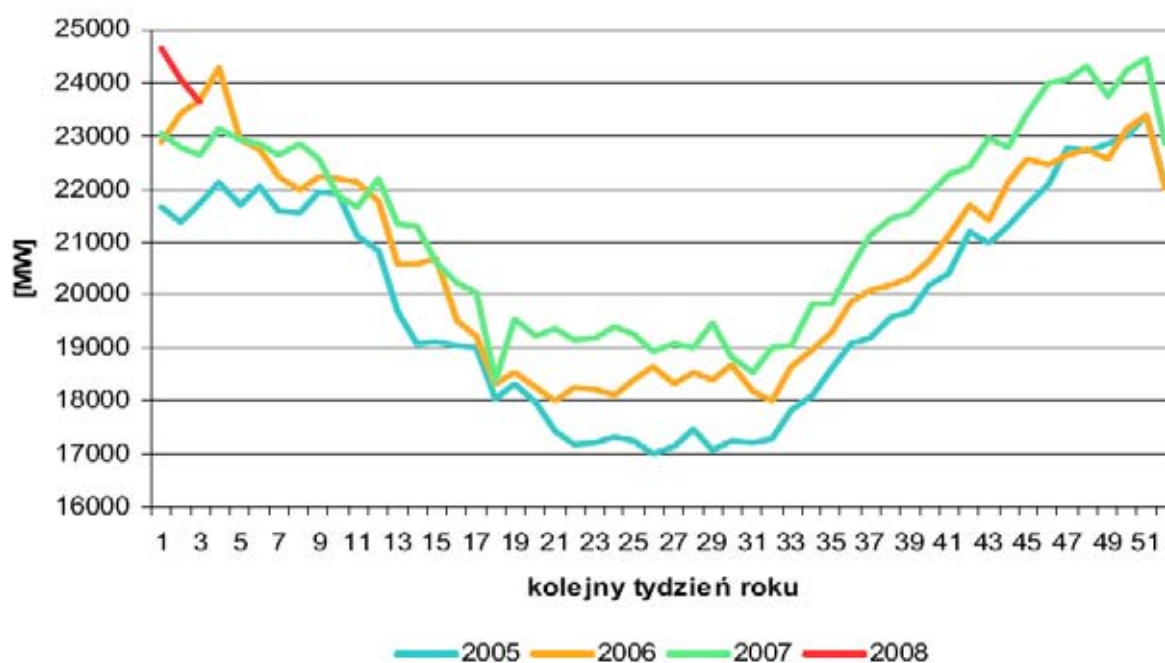
### **4.3.1. Trudności w pokryciu krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną**

Zakładane w najbliższych latach szybkie tempo wzrostu gospodarczego spowoduje wyższy od planowanego wcześniej wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej, wynikający zarówno z

potrzeb rozwijającej się gospodarki, jak i wzrostu zużycia na potrzeby gospodarstw domowych. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw szczególnie istotne znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Rejestrowane aktualnie dane wskazują na tendencję wzrostową na poziomie ok. 5% w skali roku (rysunek 19).

Nowym zjawiskiem jest znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w niektórych, dużych aglomeracjach miejskich. W szczególnym stopniu dotyczy to aglomeracji warszawskiej, gdzie w latach 2005-2007 zanotowano blisko 20% wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim. Wzrostowi zapotrzebowania na moc elektryczną towarzyszy znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na tzw. moc bierną stwarzając dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej a przez to zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców na określonym obszarze.

Oczekiwany wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych.



Rysunek 19. Krajowe zapotrzebowanie na moc w kolejnych tygodniach lat 2005-2008 roku (wartości średnie ze szczytów obciążenia dni roboczych) [18]

Uruchamianiu nowych jednostek wytwórczych w tym okresie towarzyszyć jednak będą odstawienia aktualnie pracujących jednostek wytwórczych, w części w celu ich modernizacji, ale likwidacja jednostek wytwórczych będzie stanowiła coraz większy procent. Jeżeli nie zmieni się polityka i decyzje Komisji Europejskiej w sprawie ochrony klimatu, a zwłaszcza przydziałów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, przyspieszona likwidacja wielu, nawet nie zamortyzowanych jednostek wytwórczych będzie koniecznością. Jednocześnie przydział uprawnień dla nowego bloku (Pątnów II) w ostatnim projekcie KPRU II na poziomie 70% potrzeb daje niezwykle negatywny sygnał dla inwestorów i kredytodawców. Może to zagrażać nawet już trwającym inwestycjom w Bełchatowie i Łagiszy.

Przy utrzymaniu średniego tempa wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną na poziomie 4% wymagane są roczne przyrosty netto krajowych zdolności wytwórczych na poziomie nie niższym niż 1000 MW. Stopień zaawansowania przygotowań do budowy kolejnych bloków nie zapewnia nawet połowy tej wielkości. Przyrosty mocy w źródłach rozproszonych i odnawialnych niewiele poprawiają bilans, zwłaszcza w lecie. W najbliższych latach należy skupić się na bardziej intensywnym wykorzystywaniu istniejącej mocy. Przy tym nie można pozwolić sobie na nieprzewidziane zmniejszenie produkcji energii elektrycznej spowodowane nieplanowanym ograniczeniem dostaw surowców energetycznych do elektrowni.

Zapewnienie wystarczających dostaw węgla dla produkcji energii elektrycznej, przy zakładanym wzroście krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz konieczność dotrzymania przyznanych limitów emisji zanieczyszczeń mogą mieć w najbliższej przyszłości kluczowe znaczenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

## **5. Technologie zwiększenia produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego**

W rozdziale przedstawiono możliwości zwiększenia produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego na tle europejskich osiągnięć w tej dziedzinie, a tym samym poziom wyzwań technicznych do bardzo szybkiego nadrobienia przez polską energetykę [11].

Obserwowany w ostatnich latach wzrost zainteresowania węglem jako paliwem spowodowany jest przede wszystkim rosnącymi wymaganiami ochrony środowiska. Do tego dochodzi gwałtowny wzrost cen innych nośników energii pierwotnej (np. przebicie psychologicznej granicy 100\$ za baryłkę ropy) oraz niepewność dostaw importowanych surowców jak ropa naftowa, gaz ziemny, czy nawet rudy uranu.

Umożliwiło to powrót do badań nad udoskonaleniem istniejących technologii wytwarzania energii z węgla oraz jego innym wykorzystaniem w przyszłości. Największy wkład nad unowocześnianiem energetyki opartej na węglu brunatnym mają koncerny niemieckie RWE Power i Vattenfall. Są one największymi producentami, a zarazem konsumentami węgla brunatnego. Roczne wydobycie tego surowca w Niemczech w 2007 roku osiągnęło 180,4 mln Mg co posłużyło do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach o mocy prawie 22 000 MW.

Przedstawione technologie wdrażane będą we wszystkich krajach UE z uwagi na realizację programu ochrony klimatu i charakteryzowały się będą znacznie większą redukcją emisji CO<sub>2</sub> oraz innych szkodliwych substancji.

### **5.1. Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez nadkrytyczne parametry pary**

Koncepcja wzrostu sprawności znajduje powszechne uznanie i akceptację, gdyż dąży do oszczędności paliwa, a jednocześnie opiera się na wykorzystaniu i doskonaleniu znanych i dojrzałych technologii energetycznych.

Na przykład obecnie sprawność wytwarzania energii elektrycznej w zależności od nośnika energii i źródła wytwarzania wynosi od 25% do 48%. Jak z tego wynika zwiększenie sprawności

wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o niskiej sprawności może doprowadzić do wielkich oszczędności w zużyciu paliwa, a co za tym idzie do znacznej redukcji emisji dwutlenku węgla.

Zwiększenie średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej może być osiągnięte poprzez wprowadzenie do praktyki przemysłowej nowoczesnych rozwiązań takich jak:

— **upowszechnienie bloków pracujących przy parametrach nadkrytycznych** (27÷29 MPa/570÷580°C) pozwalających na uzyskanie sprawności 44÷46%;

— **zastosowanie bloków pracujących przy ultra-nadkrytycznych parametrach pary** (35 MPa/720°C). Są to układy, nad którymi prowadzone są obecnie prace badawcze i prowadzone są projekty demonstracyjne, a celem tych prac jest doprowadzenie do rozwiązania, w którym energię elektryczną będzie się wytwarzało ze sprawnością osiagającą 55%;

Jednym ze stałych trendów w konstrukcji elektrowni węglowych jest podnoszenie parametrów pary świeżej [7]. Obecnie wszystkie nowobudowane bloki energetyczne w Polsce (Bełchatów II i Pątnów II) budowane są na ponadkrytyczne ciśnienie pary świeżej. Obserwuje się także stałe dążenie do zwiększania temperatury pary świeżej przy zastosowaniu materiałów akceptowalnych ekonomicznie. W niemieckich elektrowniach należących do RWE Power wdraża się technologię BoA 2&3. RWE przewiduje uruchomienie w 2010 bloku BoA o mocy 1 100 MW w elektrowni Neurath i w następnych latach drugiego takiego bloku.

W Niemczech prowadzony jest obecnie projekt, w ramach którego testuje się obieg o temperaturze pary 700°C (w obecnie stosowanych obiegach temperatura pary jest zazwyczaj niższa niż 600°C). Powinien on osiągnąć sprawność przekraczającą 50%.

## **5.2. Wzrost sprawności bloków energetycznych poprzez suszenie węgla brunatnego**

Do ważnych udoskonaleń, które zamierza się wprowadzić w elektrowniach należy wymienić także zwiększone rozdrobnienie i suszenie węgla brunatnego. Celem, który zamierza się osiągnąć w wyniku zastosowania tego procesu jest zwiększona sprawność netto produkcji energii elektrycznej od 4% do 6% .

Pobierany z bunkra węgiel brunatny za pomocą przenośnika jest kruszony przez dwa młyny bijakowe, gdzie po rozdrobnieniu przechodzi do komory suszenia. Odparowanie wody następuje w 110°C pod niewielkim nadciśnieniem za pomocą zanurzonej w wirującej warstwie węgla rurowego wymiennika ciepła. Czas przebywania węgla w komorze wynosi od 60 do 90 minut. Wychodzące opary porywają suszony pył węglowy, który jest zatrzymywany przez filtr. Pył ten jest podawany do kotła. Sprężarka wtłacza opary z powrotem do komory suszenia. Ustawione dysze w suszarce nadają ruch wirowy suszonej warstwie węgla brunatnego

Instalacja pilotowa WTA (Wirbelschicht Trocknung Anlage) do głębszego suszenia węgla jest sprawdzana w elektrowni Frechen oraz o większej wydajności w elektrowni Nideraussem. Dotychczas węgiel surowy jest podsuszany do 18 - 20% wilgotności i rozdrabniany do 0 - 2 mm. Udoskonalona instalacja WTA-2 pozwoli na osuszenie węgla do 8 – 12% w zależności od zawartości wilgoci we wprowadzanym węglu przy granulacji 0 – 1 mm. Zakończenie badań instalacji osuszania WTA-2 przewidziano na rok 2009 .



### **5.3. Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii spalania węgla brunatnego w tlenie**

Kolejnym z ważnych kierunków rozwoju energetyki węglowej jest spalanie w czystym tlenie. W spalinach ze spalania węgla w powietrzu azot stanowi około 80%, podczas gdy spalanie w tlenie daje spaliny złożone niemal wyłącznie z dwutlenku węgla i pary wodnej. Taki stan rzeczy znacznie ułatwia składowanie CO<sub>2</sub>. Niemniej jednak, spalanie w czystym tlenie jest procesem bardzo gwałtownym a dodatkowo tlen jest przyczyną szybkiej korozji wszystkich urządzeń. Z tego względu tlen, otrzymany z powietrza, miesza się ze spalinami pochodzącymi ze spalania, dzięki czemu otrzymuje się mieszaninę niezawierającą azotu, ale o stosunkowo niskiej zawartości tlenu. Umożliwia to na znaczne zmniejszenie gabarytów siłowni i uniknięcie konieczności wydzielania dwutlenku węgla ze strumienia spalin.

Vattenfall rozpoczął w 2006 budowę pilotowej instalacji o mocy 30 MW wytwarzającej energię elektryczną ze spalania w tlenie węgla brunatnego z wychwytywaniem CO<sub>2</sub> w niemieckiej elektrowni Schwarze Pumpe. W planach tego koncernu jest budowa elektrowni przemysłowej o mocy 1 000 MW z uruchomieniem przed 2020 z lokowaniem CO<sub>2</sub> w głębokich strukturach geologicznych pod ziemią .

### **5.4. Wytwarzanie energii elektrycznej w technologii IGCC**

Bardzo obiecującą technologią jest wytwarzanie energii elektrycznej w układach gazowo-parowych, zintegrowanych ze zgazowaniem węgla (IGCC). W technologii tej węgiel poddawany jest procesowi zgazowania, a uzyskany w ten sposób gaz palny, po oczyszczeniu, spalany jest w układzie gazowo-parowym. W chwili obecnej na świecie pracuje kilka tego typu układów, pełniących rolę instalacji pilotowych. Do podstawowych zalet tej instalacji należy potencjalnie wysoka sprawność (ocenia się, że może ona osiągnąć nawet 60%) oraz możliwość poligeneracji (w tym, przede wszystkim, produkcji wodoru). Podstawowym problemem, stojącym na drodze do komercyjnej popularności takich układów, jest kwestia oczyszczania i jakości gazu produkowanego w procesie zgazowania. Niemniej jednak ocenia się, że technologia ta dojrzała do komercyjnego stosowania .

Duże doświadczenie w opracowywaniu tej technologii ma RWE Power. Sprawdziła ona tę technologię na instalacji demonstracyjnej o mocy 450 MW (turbina gazowa 290 MW i parowa 160 MW). Aktualnie opracowywany jest projekt elektrowni z technologią IGCC zasilanej węglem brunatnym o mocy 450 MW, w której wykorzystane zostaną doświadczenia z instalacji doświadczalnej. Zakłada się, że elektrownia bez eliminacji CO<sub>2</sub> osiągnie sprawność 52%, z usuwaniem CO<sub>2</sub> i jego składowaniem 40%. Uruchomiona ma zostać w 2014. Nakłady na budowę elektrowni IGCC są jednak bardzo wysokie.

### **5.5. Implementacja czystych technologii węglowych przez energetykę opartą na węglu brunatnym w Polsce**

Dotychczasowe osiągnięcia polskiej energetyki opartej na węglu brunatnym w zakresie ograniczenia emisji siarki, tlenków azotu, a także pyłów należy ocenić pozytywnie. Natomiast nie udało się zasadniczo zredukować emisji dwutlenku węgla, co w myśl polityki ekologicznej Unii Europejskiej oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym stanowi obecnie najważniejsze wyzwanie. Wydaje się, że obecnie jedynym możliwym rozwiązaniem tego problemu jest przechwytywanie i sekwestracja CO<sub>2</sub>, czyli technologia CCS. Obecnie w Europie, głównie w Niemczech budowane są instalacje pilotażowe niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych elektrowni opalanych węglem brunatnym. W przyszłości wydaje się, że właśnie one zostaną zaimplementowane także i w Polskich elektrowniach. Wybudowany blok 464 MW w Pątnowie II i budowany obecnie nowy blok 833 MW w Bełchatowie charakteryzują się nadkrytycznymi parametrami pary, co umożliwi osiągnięcie około 41-42 % sprawności netto, przy sprawności brutto około 45%. Wydaje się, że w przyszłości aby móc zrekompensować straty energii w procesie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla konieczne będzie budowanie w Polsce bloków o sprawności netto ok. 50%. Utrzymywanie osiągniętego poziomu techniczno-technologicznego oraz zapewnienie możliwości jego doskonalenia wymaga systematycznego prowadzenia prac badawczych doraźnych, ale dotyczących kierunków przyszłościowych wydobywania i przetwórstwa węgla brunatnego.

Niestety środki przeznaczone na opracowanie nowych technologii pozyskania i przetwórstwa węgla są dalece niewystarczające i nieporównywalnie małe ze środkami przeznaczonymi na te cele przez inne kraje i koncerny międzynarodowe. Należy w pierwszej kolejności doprowadzić do opracowania zintegrowanych programów badawczych obejmujących kompleksowo cały proces wydobywczo-przetwórczy z ukierunkowaniem na nowe sposoby wykorzystania węgla brunatnego.

Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego deklaruje pełne wsparcie dla prowadzenia różnych badań nad nowoczesnym przetwórstwem węgla brunatnego. Proponuje wybudowanie doświadczalnej instalacji dla przechwytywania i sekwestracji CO<sub>2</sub> przy budowanym obecnie nowym bloku 833 MW w elektrowni w Bełchatowie oraz zbudowanie doświadczalnego zakładu zgazowania węgla wydobytego oraz prowadzenia prób nad biozgazowaniem i zgazowaniem węgla brunatnego w złożu.

Obecnie trwają prace nad projektem wdrożenia technologii CCS dla bloku 13 w BOT Elektrowni Bełchatów S.A. Instalacja CCS umożliwi usunięcie 1,7 miliona ton CO<sub>2</sub> z 10 milionów ton spalin rocznie co zmniejszy emisyjność CO<sub>2</sub> bloku o 30%. Do usunięcia CO<sub>2</sub> wykorzystanie zostanie technologia opartą na zastosowaniu mokrych płuczek aminowych, polegającą na absorpcji CO<sub>2</sub> ze spalin z wykorzystaniem roztworu amin (MEA) jako absorbenta, a następnie odzyskiwanie czystego CO<sub>2</sub> dla dalszego transportu i docelowego składowania. Usunięty dwutlenek węgla zostanie przetransportowany rurociągami i następnie zatłoczony do wytypowanych w ramach prac z IChPW składowisk podziemnych w odległości nie większej niż 100 km od BOT Elektrowni Bełchatów S.A.

Będzie to pierwsza instalacja tego typu w Polsce. Doświadczenia zdobyte w tym projekcie wyznaczą drogę do implementacji technologii CSS dla pozostałych elektrowni w Polsce.

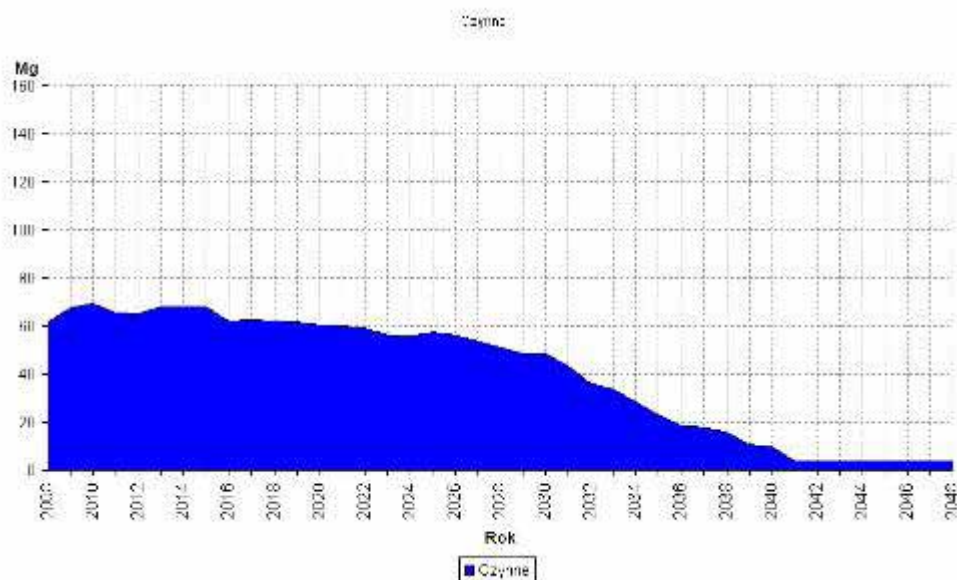
## 6. Węgiel brunatny w Polsce - stan obecny i perspektywy rozwoju

Węgiel brunatny w polskiej energetyce pełni od lat rolę paliwa strategicznego, o czym świadczy około 9 000 MW mocy zainstalowanych w elektrowniach opalanych węglem brunatnym i roczna produkcja energii elektrycznej tych elektrowni, która przekracza 50 TWh. Stanowi to około 25 % mocy zainstalowanej w polskich elektrowniach i około 35 % wyprodukowanej energii elektrycznej tańszej o około 25-30% od cen energii elektrycznej produkowanej z węgla kamiennego. Cena ta jest o prawie 100% mniejsza niż cena energii z gazu ziemnego i o ponad 200% mniejsza niż cena energii z oleju opałowego [7].

Wszystkie scenariusze rozwoju gospodarczego Polski, formułowane przez poszczególne rządy RP, przewidują wydobycie węgla brunatnego na poziomie około 65 mln Mg rocznie w 2030 roku – **są to programy „papierowe” nie mówiące z jakich złóż i w jakich regionach to wydobycie ma być realizowane.**

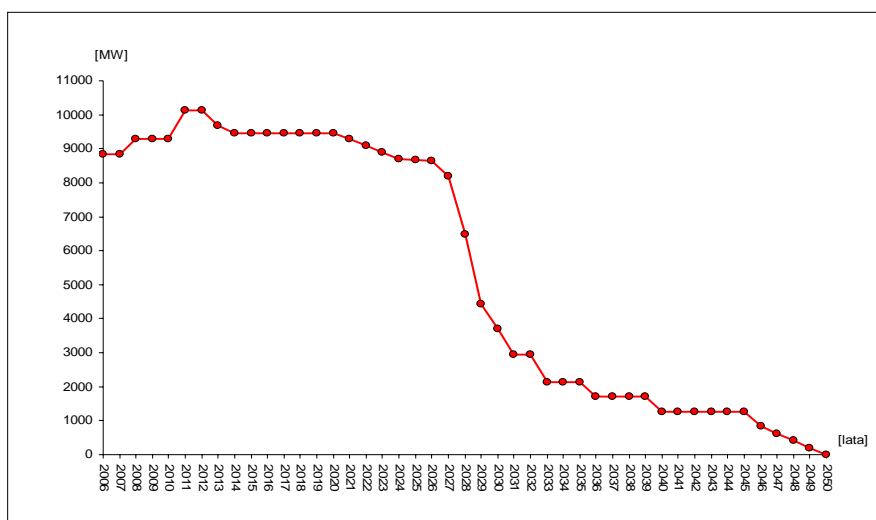
**Obecny poziom wydobycia będzie utrzymywał się przez ok. 15 lat, a następnie, jeśli nie zostanie uruchomione wydobycie węgla brunatnego na nowych perspektywicznych złóżach Legnica-Ścinawa czy Gubin-Mosty, zacznie spadać. Aby powstało nowe zagłębie górniczo-energetyczne potrzebny czas wynosi minimum 15-20 lat.**

Spadek wydobycia spowoduje spadek produkcji energii elektrycznej z tego paliwa co jest w sprzeczności do potrzeb energetycznych Polski w tym czasie. Możliwości wydobywcze węgla brunatnego i produkcji energii z tego paliwa z dotychczasowych czynnych rejonów (czynnych kopalń) przedstawiono na rysunkach 20 i 21.



Rysunek 20. Wydobycie w czynnych kopalniach bez uruchomienia wydobycia w nowych regionach górniczych węgla brunatnego

## Moc zainstalowana w elektrowniach na węgiel brunatnym do roku 2048



Rysunek 21. Spadek zainstalowanej mocy w elektrowniach na węgiel brunatny bez uruchomienia wydobycia w nowych regionach górniczych węgla brunatnego

Natomiast dotychczasowe analizy potrzeb energetycznych przedstawione w Polityce energetycznej Polski do 2025 roku z 2005 r. i w Programie dla elektroenergetyki z 2006 r. zakładają podwojenia do 2030 roku produkcji energii elektrycznej. Dla tych potrzeb w okresie do 2030 roku należy w naszym kraju zainstalować około 45 tys. MW nowych mocy i mocy zmodernizowanych w istniejących (starych) elektrowniach dla poprawy sprawności z poziomu 30-35% do poziomu 45-50% i dla dostosowania siłowni do nowych wyzwań ekologicznych. Bardzo istotnym zagadnieniem jest ciągle podwyższanie sprawności elektrowni opalanych węglem brunatnym w celu zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. **Do tego okresu zostanie wyłączonych ponad 15 tys. MW mocy w „starych” blokach energetycznych (tabela 36).**

Tabela 36. Przewidywania potrzeb energetycznych w Polsce do 2030 roku

Roczny przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną	4%
W 2007 roku moc zainstalowana	34 673 MW
Do 2030 roku wypadną stare bloki	15 000 MW
Do 2030 roku należy zainstalować	45 000 MW
W 2030 roku moc zainstalowana powinna wynieść	65 000 MW

Budowane i uruchamiane oraz planowane w najbliższym czasie do budowy elektrownie: Pątnów II 464 MW, Łagisza 460 MW, Bełchatów II 830 MW czy blok 500 MW w Turowie to nie

nowe moce - to „moce zamieniające stare bloki energetyczne” - które zastaną w tych elektrowniach wyłączane.

**Zapewnienie dostaw energii elektrycznej w zakładanych wielkościach wymaga oddawanie w naszym kraju do eksploatacji w każdej pięcioletniej nowej elektrowni o mocy zainstalowanej od 4 do 5 tys. MW, a więc porównywalnej z mocą Elektrowni Bełchatów.**

**W Polsce węgiel brunatny jak i kamienny nie tylko pozostaje najtańszym źródłem energii, ale też jedynym, dzięki któremu jesteśmy jako kraj samowystarczalni pod względem energetycznym. W przyszłości dla uzupełnienia brakującej mocy wytwórczych należy przewidzieć uruchomienie siłowni atomowych. Termin uruchomienia uwarunkowany będzie od uzyskania akceptacji społecznej. W tym miejscu należy przypomnieć, że budowana elektrownia atomowa w Żarnowcu w latach 90 tych ubiegłego stulecia z racji sprzeciwu społecznego została zaprzestana. Należy też inwestować w elektrownie wiatrowe. Prawdopodobnie do 2030 roku uruchomionych będzie w Polsce około 2-3 tys. MW mocy w elektrowniach wiatrowych - ale w tym miejscu należy stwierdzić, że te moce powinny być zarezerwowane w elektrowniach konwencjonalnych na wypadek braku wiatru. Jeżeli chodzi o energetykę wodną to w tym zakresie w Polsce nie należy liczyć na znaczne zwiększenie mocy. Elektrownie oparte na gazie czy ropie naftowej całkowicie powinny być zaniechane z rozważań z powodu zbyt wysokich kosztów wytwarzania energii elektrycznej.**

Kształtowanie się cen energii elektrycznej w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w roku 2006 przedstawia tabela 1. Cena energii w elektrowniach na węglu brunatnym były około 20% niższe niż na węglu kamiennym i o 100% niższe niż w elektrociepłowniach gazowych i 2,5 razy mniejsze niż w elektrowniach wodnych.

**Fakty te powinny być jedynymi, które winno się rozpatrywać przy budowaniu nowej strategii energetycznej dla Polski na następne 30-50 lat.**

**Reasumując na najbliższe 20 lat nie można (nie wolno) zakładać, że nasz kraj może podwoić produkcję energii elektrycznej z innych paliw poza węglem tak brunatnym czy kamiennym.**

## **6.1. Branża węgla brunatnego w Polsce**

Branża węgla brunatnego w Polsce składa się z pięciu odkrywkowych kopalń węgla brunatnego i pięciu elektrowni opalanych tym paliwem.

Poszczególne kopalnie węgla brunatnego rozpoczęły zdejmowanie nadkładu i wydobycie węgla w następujących latach:

- KWB „Adamów” - nadkład w 1959 roku, węgiel w 1964 roku,
- KWB „Bełchatów” - nadkład w 1977 roku, węgiel w 1980 roku,
- KWB „Konin” - nadkład w 1945 roku, węgiel w 1947 roku,
- KWB „Turów” - nadkład w 1947 roku, węgiel w 1947 roku,
- KWB „Sieniawa” początek wydobycia węgla około 1853 roku.

Natomiast elektrownie opalane węglem brunatnym o łącznej obecnie mocy około 8917 MW rozpoczęły pracę w następujących okresach:

- Elektrownia „Konin” 1958 rok, o mocy 600 MW, obecnie o 193 MW
- Elektrownia „Adamów” 1964 rok, o mocy 600 MW,

- Elektrownia „Pątnów” 1967 rok, o mocy 1200 MW, obecnie uruchamiany jest najnowocześniejszy blok energetyczny w Polsce o sprawności 43% o mocy 464 MW (wymienione elektrownie tworzą obecnie Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów - Konin w skrócie ZE PAK)
- Elektrownia „Turów” 1962 rok, o mocy 2100 MW,
- Elektrownia „Bełchatów” 1981 rok, o mocy 4360 MW.

Od początku działalności w polskich kopalniach węgla brunatnego wydobyto około 2,309 mld Mg węgla, zdejmując łącznie ponad 9,056 mld m<sup>3</sup> nadkładu, nabyto ponad 33 000 ha terenów pod działalność górnictwem oraz oddając lub sprzedając w tym czasie terenów zrehabilitowanych ponad 13 000ha.

Kopalnie węgla brunatnego szczególną rolę wyznaczają zadaniom związanym z ochroną gruntów, powietrza i wody. Górnicy w polskich kopalniach węgla brunatnego systematycznie i zgodnie z kanonami sztuki górnictwa dokonywali i dokonują rekultywacji i zagospodarowania terenów „odzyskiwanych” w miarę przesuwania się frontów eksploatacyjnych. Kopalnie nie posiadają zaległości w rekultywacji terenów poeksploatacyjnych. Rekultywacja terenów pogórnictwa prowadzona przez kopalnie wielokrotnie oceniana była przez przedstawicieli krajowych i zagranicznych instytucji. Niezależni eksperci pracujący dla tak szacownych instytucji jak: Unia Europejska czy Bank Światowy oceniali i oceniają, że prace rekultywacyjne prowadzone są na najwyższym europejskim poziomie, zapewniającym wykorzystanie przekazywanych terenów pokopalnianych do produkcji rolnej, leśnej lub dla potrzeb rekreacji. Nowym elementem zagospodarowania wyrobisk poeksploatacyjnych jest tworzenie dużych akwenów wodnych służących dla celów rekreacyjnych jak również stanowiących rezerwuary słodkiej wody w Polsce i to w okresie ujemnego bilansu wodnego na dużym obszarze naszego kraju. Łącznie w wyrobiskach poeksploatacyjnych obecnie czynnych kopalń węgla brunatnego będzie „zmagazynowanych” ponad 5 mld m<sup>3</sup> słodkiej wody - będzie to wielki skarb dla polskiej gospodarki i ekosystemu.

Strategię rozwoju branży węgla brunatnego w Polsce, dotyczącą obecnie czynnych kopalń, przedstawiono w tabeli 37. W KWB „Adamów” S.A. wydobywanie w obecnie czynnych odkrywkach: Adamów, Władysławów i Koźmin. W celu zapewnienia wystarczającej ilości węgla brunatnego dla elektrowni Adamów planowane jest uruchomienie w 2008 roku wydobywania w polu centralnym złoża „Koźmin”. Wydobywanie z tych odkrywek wynosić będzie średnio 4,4 mln Mg węgla rocznie. Zakończenie działalności kopalni „Adamów” przewiduje się po roku 2023. W kopalni BOT KWB „Bełchatów” S.A. wydobywanie z odkrywki Bełchatów i odkrywki Szczerców, planowanej do uruchomienia w 2008 roku kształtować się będzie średnio od 35,0 do 42,5 mln Mg węgla rocznie. Odkrywka Bełchatów zakończy wydobywanie w 2019 roku a odkrywka Szczerców w 2038 roku, co oznacza, że eksploatacja węgla z BOT KWB „Bełchatów” S.A. trwać będzie do 2038 roku. W KWB „Konin” S.A. wydobywanie z obecnie czynnych odkrywek oraz z odkrywek uruchamianych sukcesywnie: Tomisławice w około 2010 roku i Piaski po 2012 roku oraz z odkrywki Ościstowo po 2015 roku zapewni dostawy do ZE PAK SA na poziomie 10-11 mln Mg węgla rocznie do roku 2026. W następnych latach wydobywanie będzie stopniowo zmniejszane aż do roku 2040. W kopalni BOT KWB „Turów” S.A. wydobywanie do roku 2048 będzie kształtowało się na poziomie 9-13 mln Mg węgla na rok.

Wydobywanie węgla brunatnego w Polsce, w obecnie czynnych kopalniach, przedstawiono w tabeli 37.

**Tabela 37. Prognozowane wydobycie węgla brunatnego w polskich kopalniach odkrywkowych mln Mg**

Lata	KWB „Adamów” [mln Mg]	KWB „Bełchatów” [mln Mg]	KWB „Konin” [mln Mg]	KWB „Turów” [mln Mg]	Razem [mln Mg]
2008	4,4	34,0	10,4	12,9	<b>61,7</b>
2009	4,4	39,6	10,4	13,1	<b>67,5</b>
2010	4,4	40,5	10,4	13,9	<b>69,2</b>
2011	4,4	40,1	10,4	10,7	<b>65,6</b>
2012	4,4	39,7	10,4	10,7	<b>65,2</b>
2013	4,4	42,5	10,4	10,7	<b>68,0</b>
2014	4,4	42,5	10,4	10,7	<b>68,0</b>
2015	4,4	42,5	10,4	10,7	<b>68,0</b>
2016	4,4	37,3	10,4	9,92	<b>62,02</b>
2017	4,4	37,7	10,4	9,92	<b>62,42</b>
2018	4,4	37,6	10,4	9,92	<b>62,32</b>
2019	4,4	37,1	10,4	9,92	<b>61,82</b>
2020	4,4	35,8	10,4	9,92	<b>60,52</b>
2021	4,3	36,1	10,2	9,5	<b>60,1</b>
2022	3,1	36,3	10,2	9,5	<b>59,1</b>
2023	0,2	36,3	10,3	9,5	<b>56,9</b>
2024		35,8	10,3	9,5	<b>55,6</b>
2025		37,8	10,3	9,5	<b>57,6</b>
2026		36,4	10,3	9,5	<b>56,2</b>
2027		36,9	7,4	9,5	<b>53,8</b>
2028		36,9	4,5	9,5	<b>50,9</b>
2029		35,0	4,2	9,5	<b>48,7</b>
2030		35,0	4,2	9,5	<b>48,7</b>
2031		29,7	4,2	9,5	<b>43,4</b>
2032		22,6	4,0	9,5	<b>36,1</b>
2033		20,0	4,0	9,5	<b>33,5</b>
2034		15,0	3,8	9,5	<b>28,3</b>
2035		10,0	3,6	9,2	<b>23,1</b>
2036		7,1	2,5	9,2	<b>18,8</b>
2037		7,1	1,6	9,2	<b>17,9</b>
2038		5,0	1,6	9,2	<b>15,8</b>
2039			1,5	9,2	<b>10,7</b>
2040			0,6	9,2	<b>9,8</b>
Po 2040				29,3	<b>29,3</b>
<b>Razem</b>	<b>65,4</b>	<b>985,9</b>	<b>244,7</b>	<b>360,8</b>	<b>1 657</b>
Zakończenie wydobycia	2023 r.	2038 r.	2040 r.	2048 r.	2048 r.

Ogółem obecnie czynne kopalnie od 2008 roku do roku 2048 wydobędą 1 657 mln Mg węgla brunatnego. Łączne wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1945 – 2048 wyniesie około 3 969 mln Mg. Zrealizowanie prognozowanego do roku 2048 wydobycia zależy głównie od poziomu odbioru węgla. Głównymi odbiorcami tego paliwa są elektrownie opalane węglem brunatnym, takie jak ZE PAK S.A., gdzie pracują elektrownie „Pałków”, „Adamów” i „Konin” oraz elektrownia „Bełchatów” i elektrownia „Turów”. Elektrownie te podlegają obecnie pracom modernizacyjnym tak, aby zapewnić produkcję czystej i taniej energii elektrycznej. Elektrownie opalane węglem brunatnym będą spełniać wszystkie wymagania postawione Polsce przez UE oprócz CO<sub>2</sub>. Procesy modernizacyjne w elektrowniach BOT Elektrownia Bełchatów S.A. i BOT KWB Turów S.A. są w okresie końcowym.

Inaczej ma się sytuacja w ZE PAK SA. Proces modernizacyjny trwa. Po okresie spowolnienia budowy elektrowni „Pątnów II”, obecnie prace zostały zakończone i elektrownia „Pątnów II” rozpoczęła normalną pracę. Elektrownia „Pątnów II” budowana była na miejscu dwóch bloków 200 MW opalanych mazutem. Obecnie planowana jest modernizacja czterech z sześciu bloków 200 MW w elektrowni „Pątnów I”. Ewentualne zmiany zakresu i harmonogramu modernizacji Elektrowni „Pątnów I” mogą spowodować zmianę w planowanym wydobyciu węgla w kopalni „Konin”.

**Przedstawione powyższe plany branży węgla brunatnego nie stanowią o jej rozwoju i zwiększenia wydobycia. Pozwalają tylko na około 15 lat utrzymanie obecnej pozycji i następnie jego powolną likwidację w okresie, gdy Polska będzie potrzebowała zwiększonej produkcji taniej energii elektrycznej dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego i stabilnego rozwoju gospodarczego.**

## **6.2. Strategia rozwoju branży węgla brunatnego w XXI wieku w Polsce**

W perspektywie najbliższych kilkudziesięciu lat właściwie trudno byłoby znaleźć branżę przemysłu ciężkiego niosącą ze sobą taki ładunek pozytywnych propozycji na przyszłość, jaki niesie górnictwo węgla brunatnego. Podejmowane z olbrzymim wyczuciem, w pełni profesjonalne działania związane z likwidowaniem wyeksploatowanych i powstawaniem nowych kopalń wydobywających węgiel brunatny, powinny spowodować harmonijny rozwój regionów z tą branżą. Działania te podejmowane we właściwych momentach, przyczyniać się powinny do zwiększenia zatrudnienia w nowych rejonach górniczych, a co za tym idzie doprowadzić do łagodzenia napięć społecznych – na przykład po zmniejszeniu wydobycia miedzi w KGHM Polska Miedź S.A. po 2025 roku.

Ponieważ energia elektryczna wytwarzana z węgla brunatnego jest w obecnych warunkach najtańsza, to racjonalne i optymalne gospodarowanie zasobami węgla brunatnego jest jednym z ważniejszych zadań w nadchodzącym okresie. Patrząc na polskie górnictwo węgla brunatnego musimy przyznać, że jego atutami są rozpoznane złoża, doświadczona kadra techniczno-inżynierska, menadżerowie na europejskim poziomie, młodzi i wykształceni pracownicy na stanowiskach robotniczych oraz – rzecz nie do przecenienia w dobie wdrażania nowych technologii – zaplecze naukowo-techniczne w postaci wyższych uczelni współpracujących ściśle z przemysłem i liczne instytuty badawczo-projektowe oraz przedsiębiorstwa pracujące na rzecz przemysłu wydobywczego.

Przy ustalaniu źródeł pokrycia polskich potrzeb energetycznych, nadrzędnymi kryteriami powinny być kryteria ekonomiczne, powiązane z maksymalnym wykorzystaniem własnych surowców. Właściwe podejście do rozwiązywania tego tematu pozwoliłoby na utrzymanie aktywności zawodowej tysięcy ludzi, związanych z wydobyciem i przetworzeniem krajowych surowców energetycznych na energię elektryczną. Rozpatrując kryteria konkurencyjności ekonomicznej należy stwierdzić, że węgiel brunatny jest dziś liderem w tej kategorii, bowiem koszty wytworzenia energii elektrycznej z węgla brunatnego są około 30 % niższe niż z węgla kamiennego. Natomiast ceny energii sprzedanej z elektrowni opalanej węglem brunatnym są o ok. 20 % niższe od ceny energii z elektrowni opalanych węglem kamiennym.



### 6.2.1. Perspektywiczne złoża węgla brunatnego w Polsce

W naszym kraju rozpoznano ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych. Udokumentowano ponad 14 mld Mg zasobów w złożach pewnych, ponad 60 mld Mg w zasobach oszacowanych, a możliwość występowania w obszarach potencjalnie węglonośnych ocenia się na ponad 140 mld Mg – tabela 6 i 7. Nasz kraj ma wielkie bogactwo. Tym dzisiaj w pełni niedocenianym bogactwem jest WĘGIEL BRUNATNY. Ze względu na ilość, jakość i dostępność zasobów autorzy zakładają, że węgiel brunatny będzie pełnił rolę strategicznego paliwa w polskiej energetyce przez co najmniej 50, a nawet 100 lat.

Najnowszą charakterystykę i ocenę polskich złóż węgla brunatnego dokonali autorzy: Jacek R. Kasiński, Sławomir Mazurek i Marcin Piwocki w monografii pt. „Waloryzacja i ranking złóż węgla brunatnego w Polsce” w 2006 roku [4]. W opracowaniu autorzy dokonali analiz ponad 150 złóż węgla brunatnego i przedstawili charakterystykę złóż w ujęciu: złóż głównych, satelickich do złóż głównych i lokalnych. Dokonali również waloryzacji ekonomicznej złóż metodą sumy rang i metodą punktu utopijnego oraz ustalili ranking złóż węgla brunatnego w Polsce (tabela 38).

**Tabela 38. Porównanie miejsca na liście rankingowej złóż węgla brunatnego waloryzowanych metodą punktu utopijnego oraz metodą sumowania rang [4]**

*(nazwy złóż rozpoznanych wstępnie zaznaczono kolorem niebieskim, a złóż postulowanych do skreślenia z bilansu – kolorem czerwonym)*

Lp.	Nazwa złoża	Zasoby bilansowe	Analiza metodą punktu utopijnego	Analiza metodą sumowania rang
		(mln Mg)	pkt.	pkt.
1	Gubin	1 050,8	31 701	18
2	Rogóżno	623,1	16 997	15
3	Mosina	1580,5	14 146	19
4	Radomierzyce	180,0	12 603	17
5	Gubin-Brody	1934,3	12 431	12
6	Legnica Zachód	863,6	8 627	21
7	Złoczew	485,6	7 357	19
8	Czempin	1 011,1	6 610	17
9	Gostyń	1 988,8	5 047	18
10	Rzepin	249,5	3 925	15
11	Nakło	254,1	2 481	14
12	Trzcianka	610,2	2 411	14
13	Naramowice	212,4	2 369	17
14	Legnica Wschód	839,3	2 320	18
15	Piaski	103,6	2 078	15
16	Szamotuły	829,4	1 715	20
17	Czempin Miasto	361,1	1 516	16
18	Głowaczów	76,3	1 298	13

Lp.	Nazwa złoża	Zasoby bilansowe	Analiza metodą punktu utopijnego	Analiza metodą sumowania rang
		(mln Mg)	pkt.	pkt.
19	Czerwona Woda-Parzyce	42,4	1 269	18
20	Lęki Szlacheckie SE	49,8	1 152	15
21	Mosty	381,1	1 134	15
22	Oborniki pole C	110,4	1 059	16
23	Wąbrzeźno	34,6	1 025	13
24	Tomisławice	54,9	958	16
25	Chełmce	44,3	777	13
26	Słupca	39,3	768	14
27	Piotrków Kujawski	22,5	709	9
28	Węglewice	50,4	647	17
29	Krzywiń	666,5	618	19
30	Oczkowice	80,2	509	15
31	Parowa-Ruszków-Węgliniec	36,1	487	12
32	Uniejów	40,0	379	14
33	Toporzysko-Czarnowo	29,3	323	9
34	Torzym	1 005,5	314	14
35	Bieganów	38,9	312	13
36	Mąkoszyn-Grochowiska	48,8	272	14
37	Morzyczyn	26,1	145	11
38	Radziejów	52,4	121	12
39	Przewóz-Iłowa-Węgliniec	22,9	70	11
40	Rogów	48,8	57	9
41	Głowno	37,4	17	9

Z analizy waloryzacji ekonomicznej i wykonanego rankingu złóż wynika, że na czele klasyfikacji – „najlepszych” polskich złóż węgla brunatnego są dwa strategiczne złoża: GUBIN i LEGNICA- Zachód. Do tych poszczególnych „najlepszych” złóż należy zaliczyć- złoża satelickie:

- złożo GUBIN = złożo Gubin-Brody i złożo Mosty,
- złożo LEGNICA-Zachód = złożo Legnica-Wschód oraz złoża Legnica-Ścinawa-Głogów (o zasobach prognostycznych około 10 mld Mg).

Wykonana waloryzacja ekonomiczna jest „ważna” na okres jej wykonania. Dlatego należy ją ciągle badać i uaktualniać. W generalnym rankingu złóż spełnia dwa zasadnicze zadania, pozwalające na:

- odrzucenie z dalszych rozważań wszystkich złóż, których potencjalna eksploatacja nie będzie ekonomicznie opłacalna (wymóg charakterze bezwzględnym);
- sporządzenie listy rankingowe złóż pod kątem kolejności przyszłego zagospodarowania (wymóg o charakterze względnym), który powinien być modyfikowany czynnikami ekonomicznymi i pozaekonomicznymi.

Reasumując, przedstawiony ranking polskich złóż węgla brunatnego uzasadnia do praktycznych rozważań nad ich wykorzystania do budowy nowych kompleksów górniczo-energetycznych opalanych tym paliwem i powinny na dziś podjęte być następujące działania:

- wprowadzenie skutecznej ochrony powierzchni złóż przed dalszym zagospodarowaniem (zabudową), temat bardzo ważny i pilny,
- szczegółowa inwentaryzacja elementów środowiska na obszarze wpływu potencjalnej eksploatacji,
- badania socjologiczne stopnia akceptacji społecznej inwestycji,
- uzyskanie bardziej ścisłych danych na temat parametrów geologiczno-górniczych w toku dalszych uściślających badań geologicznych i w toku opracowywania wstępnych koncepcji zagospodarowania górniczego złóż.

**Ze względu na długi okres przygotowania i realizacji inwestycji górniczych (od kilku do kilkunastu lat) nieodzowne jest przyjęcie przez Rząd RP (Resort) Programu rozwoju energetyki. Brak Programu uniemożliwia wprowadzenie inwestycji do Koncepcji Krajowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego oraz wojewódzkich i gminnych planów zagospodarowania przestrzennego. Skutkuje to przeznaczaniem terenów nad złożami do celów niezwiązanych z działalnością górniczą (np. zabudowa, obiekty infrastruktury), co w przypadku podjęcia decyzji o realizacji inwestycji spowoduje wzrost kosztów, a niekiedy może przekreślić możliwość budowy kopalni.**

Dla ochrony złóż węgla brunatnego (a także innych kopalni) niezbędna jest zmiana dotychczasowych obowiązujących przepisów prawa. *Prawo ochrony środowiska* ochronę złóż sprowadza do sformułowania obowiązków przedsiębiorcy już eksploatujące złożę. Nie reguluje w ogóle kwestii ochrony złóż niezagospodarowanych, poza jakimkolwiek regulacjami prawnymi są obszary perspektywiczne z możliwymi do udokumentowania zasobami. Również *Prawo geologiczne i górnicze* nie zabezpiecza w dostatecznym stopniu złóż przed niegórniczym zagospodarowaniem terenu nad złożem, bowiem obowiązek zaznaczenia granic udokumentowanego złoża w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego jest niewystarczający dla ich ochrony. Nowelizacji wymagają tu przepisy innych aktów prawnych, które regulują gospodarkę złożami w sposób niewystarczający, albo są nie spójne. W związku zaliczeniem poszukiwania, rozpoznania i wydobywania węgla brunatnego sposobem odkrywkowym do celów publicznych (ustawa o gospodarce nieruchomościami) konieczne jest dokonanie stosownych zmian w ustawie *Prawo geologiczne i górnicze* w ust, 7 dotyczących własności złóż kopalni, a szczególnie interpretacji tego przepisu stanowiącej o kryterium (metody eksploatacji) zaliczania złoża węgla brunatnego, jako składnika nieruchomości gruntowej. Przy takiej kwalifikacji złoża węgla brunatnego eksploatowane sposobem odkrywkowym nie mogą być zaliczane do strategicznych zasobów naturalnych kraju w myśl przepisów ustawy z 2001 r. o zachowaniu narodowego charakteru strategicznych zasobów kraju.

### 6.3. Strategia rozwoju wydobycia węgla brunatnego w Polsce

Według oceny Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego w Polsce, polskie górnictwo i elektrownie opalane tym węglem oraz polska gospodarka jest dobrze przygotowana do wyzwań na najbliższe 50 lat [5, 7, 9].

Założeniem Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego jest oczywiście jak najlepsze wykorzystanie już eksploatowanych złóż, łącznie ze złożami satelitarnymi. Fakt ten jednak nie wpłynie w sposób znaczący na wydłużenie czasu działania czynnych kopalń.

W związku z tą sytuacją Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego przygotowało scenariusz utrzymania znaczącego wydobycia węgla brunatnego w dalszej przyszłości, przez maksymalne wykorzystanie czynnych kopalń i zagospodarowanie nowych złóż. Program ten prezentowany był między innymi na plenarnym zebraniu Komitetu Górnictwa i Komitetu Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN w listopadzie 2001 roku, oraz na III, IV i V Międzynarodowym Kongresie Górnictwa Węgla Brunatnego w 2002, 2004 i 2007 roku oraz na VIII Zjeździe Górnictwa Odkrywkowego w 2006 roku w Kielcach jak również na Polskim Kongresie Górniczym w Krakowie w 2007 roku.

Wśród licznych polskich złóż węgla brunatnego (przedstawionych w tabeli 13 do 14) PPWB uznało, że za najbardziej predysponowane do zagospodarowania należy uznać złoża węgla brunatnego położone w rejonie Legnicy i Gubina, ale trwają też analizy nad zagospodarowaniem innych złóż poza wymienionymi w rozdziale 6.1. w rejonach obecnie czynnych kopalń:

- złożo „Złoczew” dla BOT KWB „Bełchatów” S.A.,
- złożo „Radomierzyce” dla BOT KWB „Turów” S.A.,
- złoża „Dęby Szlacheckie” oraz „Rogóżno” dla kopalń zagłębia konińskiego-tureckiego tj. KWB „Adamów” S.A. i KWB „Konin” S.A. (tabela 39).

Tabela 39. Główne parametry geologiczno-górniczne wybranych perspektywicznych złóż węgla brunatnego

Nazwa złoża/ kompleksu złożowego	Kategoria rozpozna- nia	Zasoby geologicz- ne (mln Mg)	Wartość opalowa (kJ/kg)	Zawartość siarki (%)	Zawartość popiołu (%)	Liniowe N:W
Legnica- Ścinawa	od B do D <sub>2</sub>	14 522,0	8500-9996	0,54- 2,58	11,20-18,58	<b>6,6 do 9,1</b>
Gubin-Mosty- Brody	od B do D <sub>2</sub>	4 215,0	9 204-9550	0,55-1,26	14,10-19,58	<b>6,7 do 11,7</b>
Złoczew	C <sub>2</sub>	485,6	8 462	1,18	21,67	<b>4,5</b>
Dęby Szlacheckie- Izbica Kujawska	C <sub>1</sub>	112,6	8 377	1,46	25,19	<b>9,0</b>
Rogóżno	od C <sub>1</sub> do D <sub>1</sub>	623,1	9 265	2,32	21,73	<b>4,3</b>
<b>Radomierzyce</b>	<b>D<sub>1</sub></b>	<b>180,0</b>	<b>7 880</b>	<b>0,65</b>	<b>31,61</b>	<b>4,3</b>

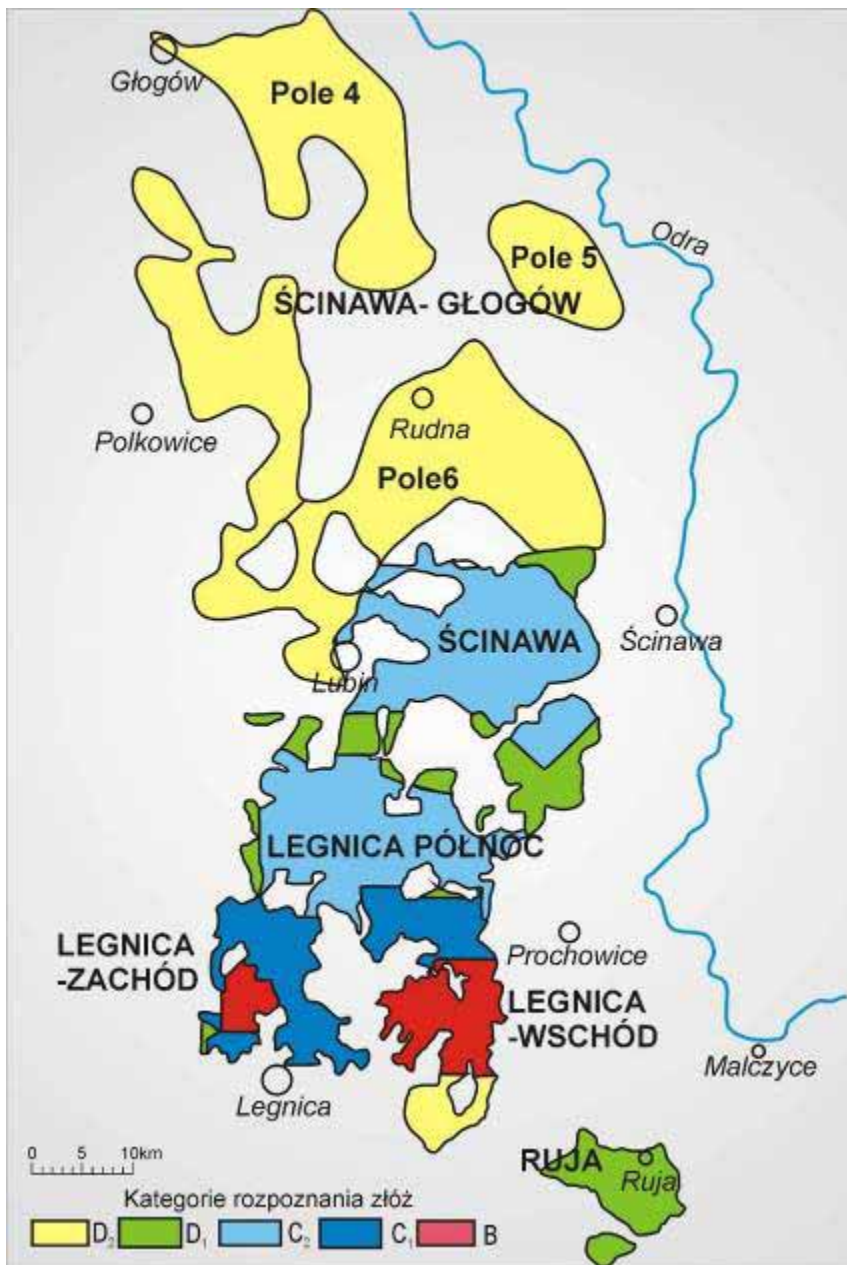
Na rysunkach 22 do 24 przedstawiono rejon występowania złóż wymienionych powyżej.

## Złoże węgla brunatnego Legnica

W okolicach Legnicy, na obszarze pomiędzy Głogowem, a Wądrożem Wielkim, występują bardzo bogate złoża węgla brunatnego, których zasoby geologiczne przekraczają 15 mld Mg - rysunek 22 i 23.



Rysunek 22. Miejsce występowania złóż legnickich i gubińskich oraz złoża Radomierzyce w rejonie złóż turoszowskich



**Rysunek 23. Mapa zasobów węgla brunatnego w kompleksie złożowym Legnica-Ścinawa**

Centralnym elementem kompleksu jest złożo Legnica, w skład którego wchodzi trzy pola: Legnica-Północ, Legnica-Wschód i Legnica-Zachód, o łącznych bilansowych zasobach geologicznych ponad 3 mld Mg. Obok złoża Legnica w skład kompleksu wchodzi: złożo Ruja, Ścinawa i obszar perspektywiczny Ścinawa-Głogów, w skład którego wchodzi 11 pól złożowych. Węgiel ze złoża Legnica jest w całości węglem energetycznym dobrej jakości, a jego znaczna część zasobów spełnia kryteria dla węgla brykietowego i wytłelnego (tabela 40) [13].

Tabela 40. Zasoby węgla brunatnego w kompleksie złóż Legnica-Ścinawa

Lp.	Złoże	Geologiczne zasoby bilansowe					
		udokumentowane			prognostyczne		razem
		B	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Legnica Północ	-	-	1 025,4	440,1	-	1 465,5
2	Legnica Wschód	483,1	339,5	18,7	-	-	839,3
3	Legnica Zachód	168,4	618,6	76,7	-	-	863,7
4	Ruja	-	-	-	349,5	121,9	471,4
5	Ścinawa	-	-	1 568,6	342,8	-	1 911,4
6	Ścinawa-Głogów - pole 4	-	-	-	-	2 196,0	2 196,0
7	Ścinawa-Głogów - pole 5	-	-	-	-	779,0	779,0
8	Ścinawa-Głogów - pole 6	-	-	-	-	5 995,7	5 995,7
<b>OGÓŁEM:</b>		<b>651,5</b>	<b>958,1</b>	<b>2 687,4</b>	<b>1 132,4</b>	<b>9 092,6</b>	<b>14 522,0</b>
Węgiel brykietowy							
1	Legnica Północ	-	-	467,5	-	-	467,5
2	Legnica Wschód	-	375,8	-	-	-	375,8
3	Legnica Zachód	-	621,5	-	-	-	621,5
<b>OGÓŁEM:</b>		<b>-</b>	<b>997,3</b>	<b>467,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 464,8</b>

Kompleks złożowy Legnica-Ścinawa jest rejonem o ogromnych zasobach węgla brunatnego, niewątpliwie najbogatszym Polsce i jednym najbogatszym w Europie. Zasoby bilansowe wynoszą łącznie 14 522 mld Mg. W pięciu udokumentowanych złożach łączne zasoby określono na 5,551 mld Mg, a w trzech największych polach złoża Ścinawa-Głogów, bezpośrednio sąsiadującym ze złożem Ścinawa- na 8,971 mld Mg.

Perspektywy dalszego powiększenia zasobów rysują się w trzech rejonach:

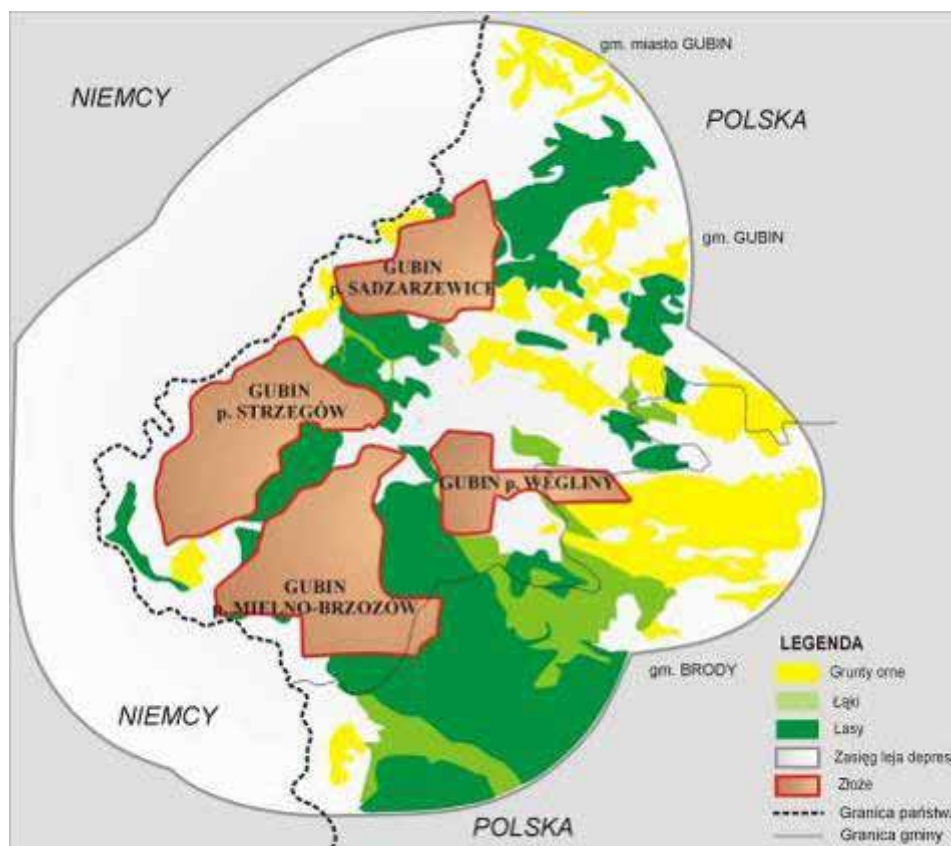
- w rejonie północnym, na obszarze pomiędzy złożami: Legnica-Północ i Ścinawa;
- w rejonie zachodnim, na zachód od złóż Legnica-Zachód (na terenach opuszczonych przez armię rosyjską);
- w rejonie południowym, na południe od złóż Ruja.

### Złóża węgla brunatnego rejonu Gubin-Mosty- Brody

Na podstawie wieloletnich badań można stwierdzić, że na obszarze złożowym Gubin-Mosty-Brody występują znaczne zasoby węgla brunatnego rysunek 20 i 22. Łączne zasoby udokumentowane (kat. C2-B) i prognostyczne (kat.D2-D1) o cechach bilansowych wynoszą 4,215 mld Mg. Największe zasoby znajdują się w rozległym złożu pokładowym utworzonym przez złoża: Gubin, Gubin-Zasieki- Brody i Lubsko o sumarycznych zasobach bilansowych udokumentowanych oraz prognostycznych w ilości 3 230 mld Mg – tabela 41. Bardzo ważnym pozytywnym elementem w przyszłych rozważaniach nad ewentualnym zagospodarowaniem tych złóż jest fakt, że teren przyszłej budowy kopalni czy elektrowni jest mało zabudowany [7].

Tabela 41. Węgle brunatne obszaru Gubin-Mosty-Brody; dane charakterystyczne złóż

Nazwa złoża lub obszaru	Zasoby bilansowe [mln Mg]		Grubość węgla śr. [m]	N:W śr.	Popielność śr. A <sup>d</sup> [%]	Wartość opałowa śr. Q <sub>i</sub> <sup>r</sup> [kJ/kg]	Siarka całkowita śr. S <sub>i</sub> <sup>r</sup> [%]	Powierzchnia [km <sup>2</sup> ]
	kat. C <sub>2</sub> -B	kat. D <sub>2</sub> -D <sub>1</sub>						
Gubin	288,7	854,6	18,9	6,7 : 1	15,62	9257	0,82	73,3
Mosty	175,4	161,1	18,1	7,6 : 1	17,17	9482	0,90	20,5
Babina-Pustków	20,9	19,2	9,0	-	14,10	9420	0,70	4,3
Babina-Żarki	142,2	-	9,0	-	18,28	9332	0,55	12,0
<b>Złoża perspektywiczne o zasobach prognostycznych</b>								
Gubin-Zasieki-Brody	-	1934,3	18,8	7,2 : 1	16,62	9536	1,33	145,4
Chlebowo	-	83,5	20,1	8,4 : 1	19,58	9344	1,08	17,4
Lubsko	-	152,8	12,3	9,6 : 1	19,27	9204	1,09	44,6
Na płn.wsch. od Mostów	-	332,6	16,4	11,7 : 1	18,37	9262	1,26	130,1
<b>Trzebiel-Tuplice</b>	-	<b>50,0</b>	<b>10,0</b>	-	<b>16,90</b>	<b>9550</b>	<b>0,76</b>	<b>4,0</b>



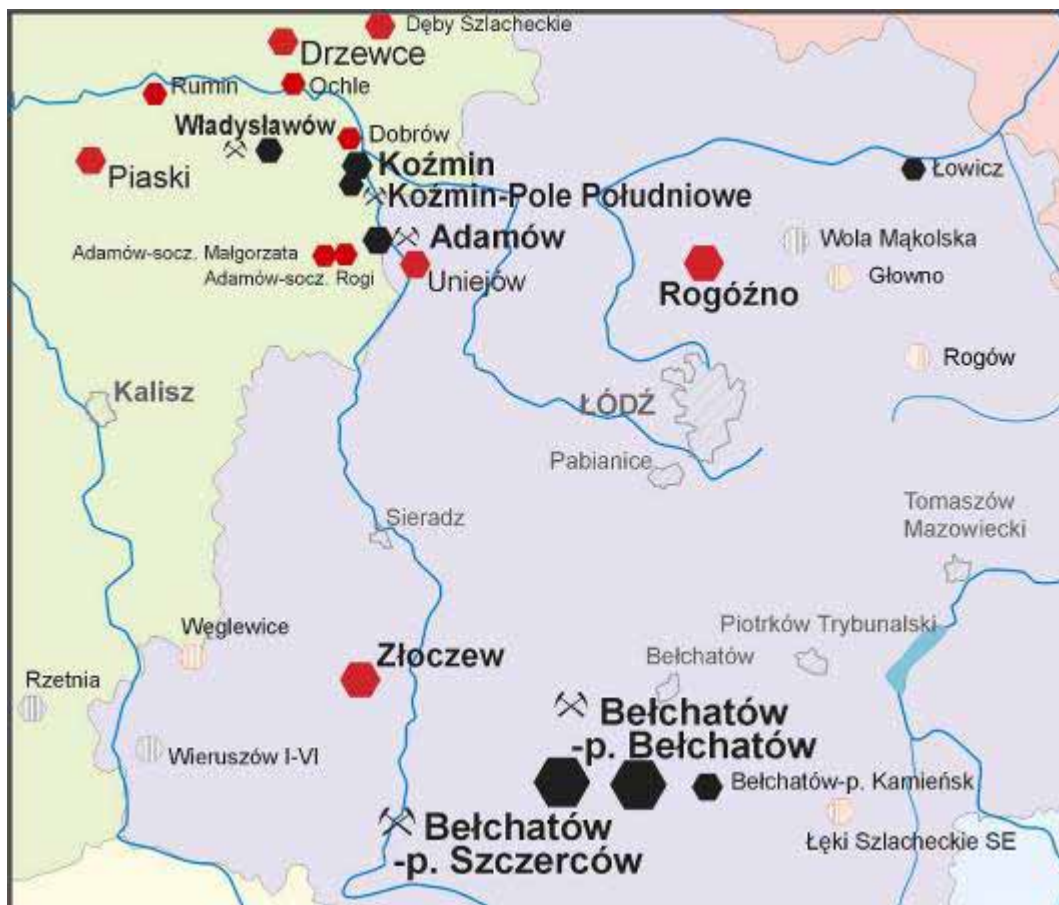
Rysunek 24. Złoże Gubin-Mosty



Na podstawie wieloletnich badań można stwierdzić, że na obszarze złożowym Gubin-Mosty występują znaczne zasoby węgla brunatnego. Łączne zasoby udokumentowane (kat. C2-B) i prognostyczne (kat.D2-D1) o cechach bilansowych wynoszą 4,215 mld Mg. Największe zasoby znajdują się w rozległym złożu pokładowym utworzonym przez złoża: Gubin, Gubin-Zasieki-Brody i Lubsko o sumarycznych zasobach bilansowych udokumentowanych oraz prognostycznych w ilości 3 230 mld Mg. Bardzo ważnym pozytywnym elementem w przyszłych rozważaniach nad ewentualnym zagospodarowaniem tych złóż jest fakt, że teren przyszłej budowy kopalni czy elektrowni jest mało zabudowany.

### Złoże węgla brunatnego Złoczew i Rogóżno

Rozmieszczenie złóż: Złoczew i Rogóżno na tle KWB Adamów S.A. i BOT KWB Bełchatów S.A. przedstawiono na rysunku 25, a zasoby geologiczne w tabeli 39.



Rysunek 25. Złoże Złoczew i Rogóżno

### Konińskie złoża węgla brunatnego: złożo Dęby-Szlacheckie-Izbica Kujawska

Na rysunku 26 pokazano rozmieszczenie złóż eksploatowanych i perspektywicznych KWB Adamów S.A. i KWB Konin S.A., a tym położenie złoża Dęby-Szlacheckie i Izbica-Kujawska.



Rysunek 26. Złóża eksploatowane i perspektywiczne KWB „Adamów” S.A. i KWB „Konin” S.A.

## Złoże węgla brunatnego Radomierzyce

Położenie złoża Radomierzyce tle BOT KWB „Turów” S.A. i złóż legnickich oraz gubińskich przedstawiono na rysunku 22 a zasoby geologiczne w tabeli 37.

## 6. Strategia rozwoju branży w oparciu o perspektywiczne złoża węgla brunatnego

Z analizy waloryzacji ekonomicznej i wykonanego rankingu złóż wynika, że na czele klasyfikacji – „najlepszych” polskich złóż węgla brunatnego do zagospodarowania w pierwszej kolejności są dwa strategiczne złoża:

- złożo LEGNICA-Zachód = złożo Legnica-Wschód oraz złoża Legnica-Ścinawa-Głogów (o zasobach około 14,5 mld Mg),
- złożo GUBIN = złożo Gubin-Mosty-Brody (o zasobach około 4,25 mld Mg).

Bardzo interesującymi z punktu widzenia wydłużenia czasu funkcjonowania kopalń i pracy elektrowni w czynnych zagłębiach górniczo-energetycznych jest zagospodarowanie :

w Bełchatowie - złoża ZŁOCZEW z zasobami ok. 486 mln Mg,

w Turowie - złoża Radomierzyce z zasobami ok. 180 mln Mg,

w zagłębiu konińsko-turkowskim - złóż: Tomislawice, Piaski, Ościsłowo, Dęby Szlacheckie, Mąkoszyn-Grochowiska i Rogózno oraz udostępniane pole centralne złoża Koźmin [7, 8].



foresight „Scenariusze wydobycia i przetwórstwa węgla brunatnego” współfinansowanego ze środków UE przez Poltegor-Instytut z Wrocławia w 2007 roku. Wskazują one na opłacalność inwestycji górnictwo-energetycznej na węglu brunatnym w tym rejonie.

Wszystkie maszyny i urządzenia mogą zostać zaprojektowane i dostarczone przez przemysł polski. Po 7 latach od rozpoczęcia budowy przewiduje się, w zależności od koniunktury, możliwość uruchomienia drugiego frontu eksploatacyjnego i podwojenie wydobycia węgla. Po uruchomieniu drugiego frontu wydobywczego łączne wydobycie może sięgnąć ok. 50 - 60 mln Mg/rok, co pozwoli na pokrycie zapotrzebowania na paliwo elektrowni o łącznej mocy 8800 MW przy sprawności netto ponad 46%, w pełni zastępując po roku 2030 obecne elektrownie pracujące w Polsce w oparciu o węgiel brunatny. Planowane wydobycie węgla brunatnego nowej kopalni "Legnica" na tle kopalń czynnych przedstawiono w tabeli 44.

## 6.2. Założenia do eksploatacji złóż gubińskich

W rejonie Gubina na złożu Gubin-Mosty-Brody można zbudować podobną kopalnię i elektrownię jak na złożu Legnica tj. w pierwszym etapie wydobycie powinno się kształtować na poziomie około 25 mln Mg na rok a docelowo około 50-60 mln Mg rok. Docelowo paliwo zabezpieczy pracę elektrowni o mocy około 8800 MW i o sprawności ponad 46 % netto. Termin uruchomienia wydobycia i produkcji energii elektrycznej z tego węgla brunatnego uzależniony jest od terminu uruchomienia zagospodarowania złóż legnickich. W harmonogramie przedstawionym w tabeli 44 założono, że wydobycie rozpoczyna się około 2030 roku. W realizacji kolejność zagospodarowania tych złóż może być odwrotna. Bardzo ważnym pozytywnym elementem w przyszłych rozważaniach nad ewentualnym zagospodarowaniem tych złóż jest fakt, że teren przyszłej budowy kopalni czy elektrowni jest mało zabudowany a wodę do chłodzenia elektrowni można pobierać z rzeki Odry. W zagospodarowaniu złóż gubińskich sprzyja fakt, że po drugiej stronie granicy Niemcy wydobywają z tej samej platformy złożowej węgla brunatnego w kopalni Jänschwalde 15 mln Mg węgla i spalają go w elektrowni o tej samej nazwie o mocy 3000 MW.

## 6.3. Założenia do eksploatacji złoża Złoczew w BOT KWB „Bełchatów”

Złoże węgla brunatnego „Złoczew” jest jednym ze złóż satelitarnych złoża Bełchatów, zlokalizowanym w odległości ca 40 km od elektrowni Bełchatów. Rozciąga się wąskim pasem szerokości 1 – 1,5 km na przestrzeni ok. 10 km z południowego zachodu na północny wschód. Odwiercone otwory w latach 1961 – 1964 oraz wykonane badania, dały podstawę do opracowania w 1965r „Opinii geologicznej o przydatności przemysłowej złoża węgla brunatnego rejonu Złoczew”. Złoże oceniono jako perspektywiczne dla przemysłu. W wyniku prac geologiczno-poszukiwawczych powstała dokumentacja geologiczna złoża w kat. C2. Zagospodarowanie węgla poprzez dostawy do funkcjonującej Elektrowni pozwoliłoby na wydłużenie pracy nowobudowanego bloku o mocy 833 MW o ok. 100 000 godzin poza rok 2038 tj. ok. 14 lat. Oddanie do eksploatacji bloku 833 MW o wysokiej sprawności brutto około 45,4% (o sprawności netto 41,7%) planuje się w 2010 roku. W tym miejscu należy zaznaczyć, że żywotność bloków nr 1 i 2 w Elektrowni Bełchatów o mocy 360 MW jest ograniczona ich czasem pracy tylko do 220 tys.

godzin. Pozostałe bloki-10 sztuk poddawane są Kompleksowemu Programowi Rekonstrukcji Technicznej i Modernizacji z terminem zakończenia 2012 rok. Powyższa modernizacja wydłuży żywotność tych bloków do 320 tys. godzin pracy. W docelowym bilansie mocy Elektrowni Bełchatów po uruchomieniu nowego bloku 858 MW i wycofaniu dwóch bloków o mocy 2 razy 360 MW nastąpi przyrost mocy tylko o około 138 MW.

#### **6.4. Założenia do eksploatacji złoża Radomierzyce w BOT KWB „Turów”**

W Elektrowni „Turów” zakończono odnowę techniczno-ekologiczną bloków o nr 1-6 . Blok nr 7 został całkowicie wyłączony z pracy a bloki 8, 9, i 10 poddawane są gruntownym remontom z terminem zakończenia na koniec 2012 roku. Obecna moc elektrowni wynosi 2088 MW na pierwotne 2200 MW. W związku z likwidacją bloku nr 7 istnieje możliwość zainstalowaniu na jego miejscu nowoczesnej jednostki wytwórczej o mocy 500 MW. Wstępne plany zakładają uruchomienie tego bloku około 2015 roku. Udokumentowane zasoby węgla brunatnego w złożu Turów i w perspektywnym złożu Radomierzyce w pełni uzasadniają budowę nowego bloku o mocy 500 MW. W przypadku nie uruchomienia tego nowego bloku deficyt mocy w Elektrowni Turów będzie na poziomie 112 MW a przypadku uruchomienia bloku 500MW będzie nadwyżka w stosunku do mocy pierwotnej – przed modernizacją - na poziomie 388 MW.

#### **6.5. Założenia do eksploatacji złóż perspektywnych w zagłębiu konińsko-turkowskim dla Elektrowni ZE PAK**

Kopalniami które dostarczają węgiel brunatny do Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (ZE PAK S.A.) jest KWB Adamów S.A. i KWB Konin S.A.

W KWB Adamów S.A. uruchamiane jest obecnie wydobywanie z pola centralnego złoża „Kozmin”. Po wyczerpaniu zasobów ze złóż Adamów, Władysławów i Kozmin w 2023 roku według obecnej strategii zakończy pracę Kopalnia i Elektrownia „Adamów” o mocy 600MW.

Obecnie trwają rozważania nad przedłużeniem pracy Elektrowni „Adamów”. Plany te mogą być zrealizowane według dwóch scenariuszy:

1. Kopalnia „Adamów” zagospodaruje złożo Piaski udokumentowane przez KWB „Konin”, a Kopalnia „Konin” w zamian zagospodaruje złożo Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska i Mąkoszyn-Grochowiska - wówczas należałoby wybudować na miejscu bloków 120 MW w Elektrowni „Adamów” – jeden blok 464 MW o sprawności jak w Elektrowni „Pątnów II”.
2. Kopalnia „Adamów” zagospodaruje złożo Rogóżno – wówczas możliwe jest wybudowanie jednego lub dwóch bloków 850 MW o sprawności ponad 46% w miejscu obecnie pracujących bloków Elektrowni „Adamów”.

W KWB „Konin” dla realizacji wydobywania przynajmniej do 2040 roku uruchamiane będzie złożo Tomislawie (kopalnia otrzymała koncesję na eksploatację tego złoża w styczniu 2008 roku), Piaski i Ościslówo w rezerwie do ewentualnego zagospodarowania pozostają złoża Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska i Mąkoszyn-Grochowiska.

Natomiast w Elektrowni „Pątnów” rozpoczął pracę blok 464 MW o sprawności brutto 44% (o sprawności netto 41%) w Elektrowni Pątnów II i planowana jest modernizacja 4 bloków 200 MW z 6-ciu w Elektrowni „Pątnów I”. Zmodernizowane bloki winny mieć zdecydowanie większą sprawność niż tzw. „stare”, co w sposób zdecydowany poprawiłoby zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> w elektrowni „Pątnów”. Elektrownia „Konin” z mocą około 193 MW pracować będzie głównie jako elektrociepłownia dla miasta Konina.

**ZE PAK S.A. jest niezbędnym źródłem energii umożliwiającym pracę Krajowego Systemu Energetycznego w środkowej i północnej Polsce. Od chwili powstania został zbudowany taki układ sieci przesyłowych, który opierał się na mocach wytwórczych zainstalowanych w PAK.** Od wielu lat planowane jest wzmocnienie sieci NN linią 400kV przechodzącą przez Konin. Również planowane jest wybudowanie wzdłuż wybrzeża nowej linii, która będzie częścią Ringu Bałtyckiego. Realizacja planów napotyka na trudności. W tym czasie zapotrzebowanie na energię w północnej Polsce istotnie wzrosło i konieczność sprostania oczekiwaniom odbiorców obciąża od lat ten sam układ: elektrownie PAK i sieci 200 kV i 110 kV.

**Podsumowując zagłębie konińsko-tureckie węgla brunatnego należy zauważyć, że elektrownie te w tej części kraju odgrywają bardzo ważną rolę w gospodarce energetycznej kraju z powodu centralnego położenia.** Podstawową kwestią jest zmniejszenie strat z powodowanych przesyłem energii. Przy ewentualnej likwidacji energetyki na węglu brunatnym należy bezwzględnie wybudować energetykę na inne paliwo w tym rejonie.

W tym rejonie mogą wystąpić dwa scenariusze w rozwoju mocy ZE PAK S.A. w 2030 roku:

#### **1. Scenariusz minimalny :**

Elektrownia „Adamów”- 0 mocy,

Elektrownia „Konin”- 193 MW,

Elektrownia „Pątnów”: 464 MW – Elektrownia „Pątnów II” i 900 MW-Elektrownia „Pątnów I”.

Razem 1557 MW na około 2800 MW mocy pierwotnej.

#### **2. Scenariusz maksymalny :**

Elektrownia „Adamów” 850 lub 1700 MW,

Elektrownia „Konin”- 193 MW,

Elektrownia „Pątnów”: 464 MW –Elektrownia „Pątnów II” i 900 MW – Elektrownia „Pątnów I”.

Razem 3257 lub 2407 MW na około 2800 MW mocy pierwotnej zainstalowanej po wybudowaniu ZE PAK.

**Warunkiem dopracowania właściwej strategii na następne dziesięciolecia kopalń i elektrowni rejonu konińsko-turkowskiego i jej późniejsze wdrażanie jest przeprowadzona szybka konsolidacja KWB „Adamów” S.A., KWB „Konin” S.A. i ZE PAK S.A. wraz ewentualnym partnerem branżowym.**

Przedstawione plany działalności branży należy uznać za realny wariant przedłużenia eksploatacji węgla brunatnego, to jednak z pewnością nie wyczerpują one wszystkich możliwości z

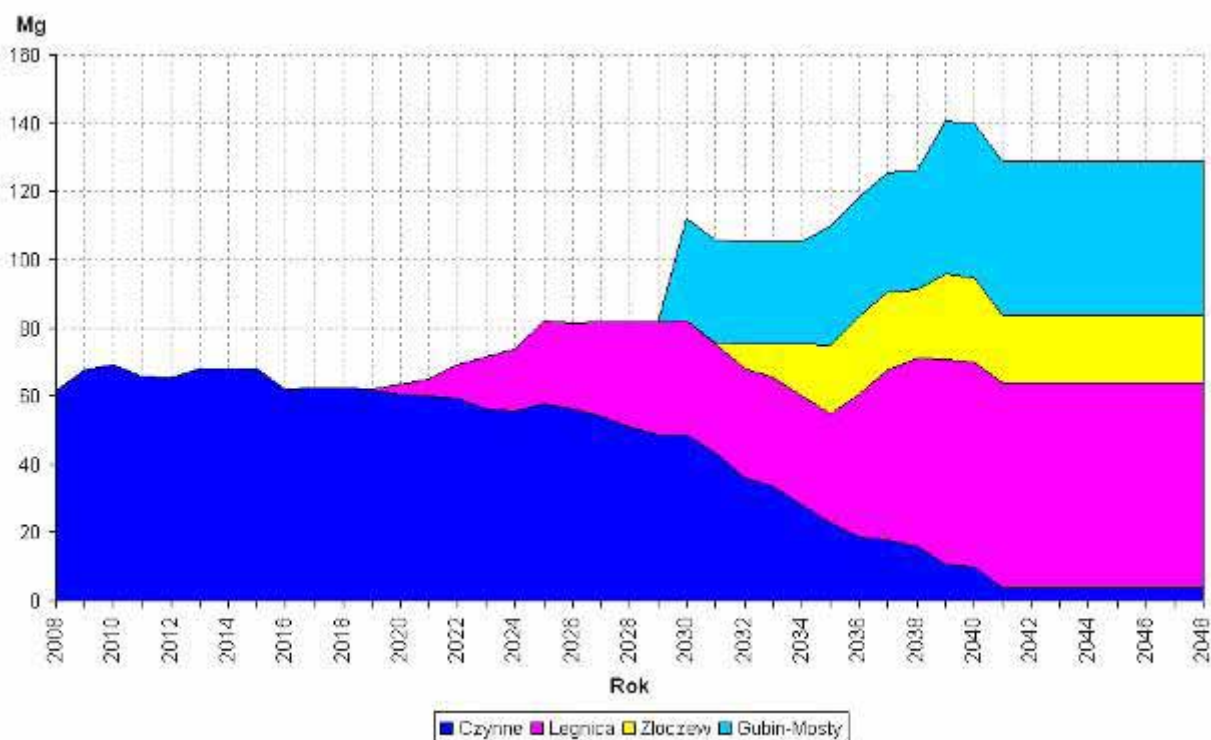
efektywnym wydobywaniem tego paliwa – tabela 44. **Plany takie powinny opierać się na nowej strategii energetycznej dla Polski określającej potrzeby energetyczne kraju w na następne 30-50 lat.** Zawierać powinny analizę techniczno-ekonomiczną, sporządzaną dla różnych źródeł pochodzenia energii elektrycznej. Dokładna analiza wykazałaby niewątpliwie, że węgiel brunatny powinien być bazą do produkcji energii elektrycznej na skalę znacznie większą niż ma to miejsce obecnie. Jeżeli z bilansu energetycznego wynikałoby większe zapotrzebowanie na energię z węgla brunatnego, to należałoby zaplanować także wcześniejsze zagospodarowanie szeregu innych złóż węgla brunatnego, przedstawionych w tabeli 44.

**Tabela 44. Optymalne możliwości wydobywania węgla brunatnego w Polsce na złożach w odkrywkach czynnych i w kopalniach perspektywicznych [7].**

Rok	KWB „Adamów” + Rogóźno	KWB „Bełchatów” + Złoczew	KWB „Konin”	KWB „Turów”]	KWB „Legnica”	KWB „Gubin-Mosty”	Razem
2008	4,4	34,0	10,4	12,9			61,7
2009	4,4	39,6	10,4	13,1			67,5
2010	4,4	40,5	10,4	13,9			69,2
2011	4,4	40,1	10,4	10,7			65,6
2012	4,4	39,7	10,4	10,7			65,2
2013	4,4	42,5	10,4	10,7			68,0
2014	4,4	42,5	10,4	10,7			68,0
2015	4,4	42,5	10,4	10,7			68,0
2016	4,4	37,3	10,4	9,92			62,02
2017	4,4	37,7	10,4	9,92			62,42
2018	4,4	37,6	10,4	9,92			62,32
2019	4,4	37,1	10,4	9,92			61,82
2020	4,4	35,8	10,4	9,92	3,0		63,52
2021	4,3	36,1	10,2	9,5	5,0		65,1
2022	3,1	36,3	10,2	9,5	10,0		69,1
2023	0,2	36,3	10,3	9,5	15,0		71,9
2024	(5)	35,8	10,3	9,5	18,0		73,6
2025	(10,0)	37,8	10,3	9,5	24,5		82,1
2026	(10,0)	36,4	10,3	9,5	25,2		81,4
2027	(10,0)	36,9	7,4	9,5	28,1		81,9
2028	(10,0)	36,9	4,5	9,5	31,0	10,0	91,9
2029	(10,0)	35,0	4,2	9,5	33,2	20,0	101,9
2030	(10,0)	35,0	4,2	9,5	33,3	30,0	112,0
2031	(10,0)	30,0	4,2	9,5	31,9	30,0	105,6
2032	(10,0)	30,0	4,0	9,5	31,9	30,0	105,6
2033	(10,0)	30,0	4,0	9,5	31,9	30,0	105,4
2034	(10,0)	30,0	3,8	9,5	31,9	30,0	105,2
2035	(10,0)	30,0	3,6	9,2	32,1	35,0	109,9
2036	(10,0)	25,0	2,5	9,2	41,5	35,0	113,2
2037	(10,0)	25,0	1,6	9,2	49,8	35,0	120,6
2038	(10,0)	25,0	1,6	9,2	55,4	35,0	126,2
2039	(10,0)	25,0	1,5	9,2	60,0	45,0	115,7
2040	(10,0)	25,0	0,6	9,2	60,0	45,0	114,8
2041-2048 Średniorocznie	(10,0)	20,0		3,7 (do 2048)	60,0	45,0	128,7
2049-2075 Średniorocznie	(10,0)	20÷5 (do 2055)			60,0	60,0	125,0
<b>Razem</b>	<b>65,4 (505 ze złoża Rogóźno)</b>	<b>1 379,4</b>	<b>244,7</b>	<b>360,8</b>	<b>2 812,7</b>	<b>2 240,0</b>	<b>7 103</b>

Na rysunku 27 przedstawiono łączne wydobycie w kopalniach czynnych: Adamów, Bełchatów, Konin i Turów i perspektywicznych: Legnica, Złoczew i Gubin–Mosty. Poziom wydobycia po zagospodarowaniu złóż legnickich zwiększa się do około 80 mln Mg na rok, a po uruchomieniu eksploatacji złóż Złoczewa i Gubin–Mosty wzrasta do poziomu 120 do 130 mln Mg. W tabeli 44 w kolumnie „razem” nie podsumowano prognozowanego wstępnie wydobycia węgla brunatnego ze złoża Rogóźno.

Należy jednoznacznie stwierdzić, że bez zagospodarowania złóż perspektywicznych zdolność wydobycia kopalń węgla brunatnego jest ograniczona z tendencją malejącą od 2021 roku (rysunek 27).

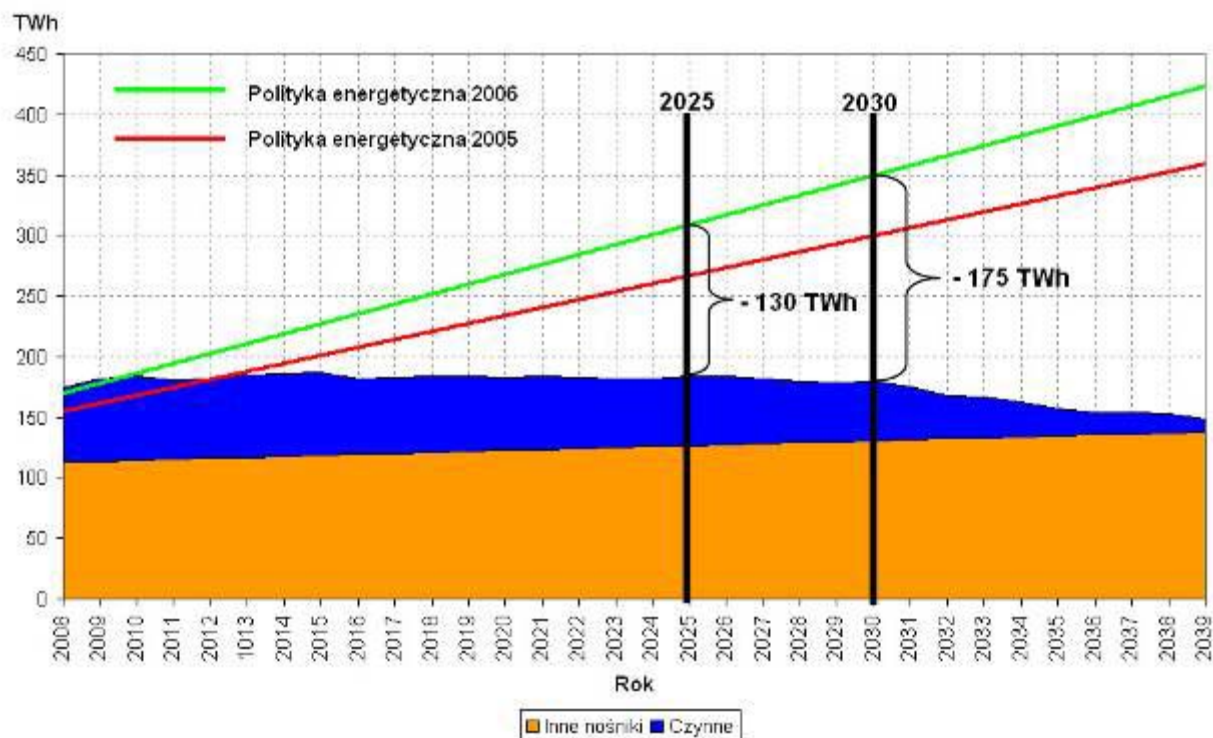


**Rysunek 27. Łączne wydobycie węgla brunatnego w kopalniach czynnych i w perspektywicznych.**

Natomiast na rysunkach 27 i 28 przedstawiono prognozę zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej w Polsce do 2030 roku. Dla porównania przyjęto maksymalne zapotrzebowanie na energię elektryczną wg prognoz 2006 roku (linia koloru zielonego).

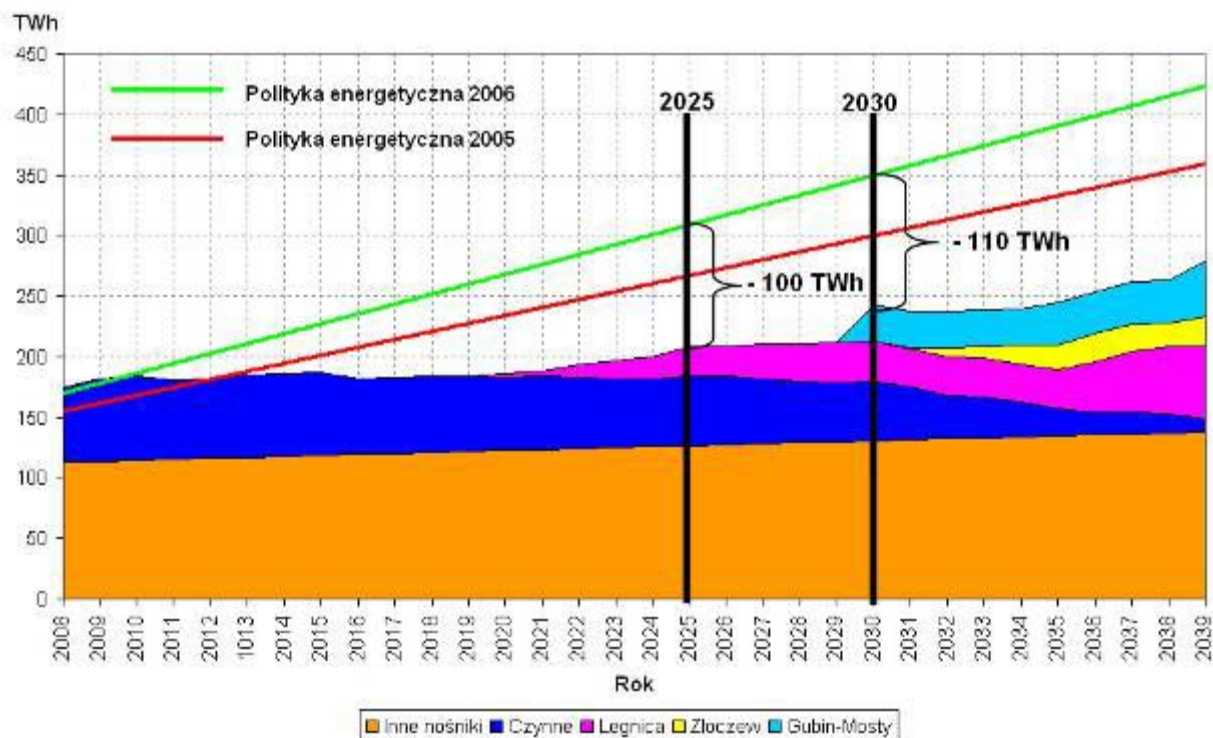
Na rysunku 28 pokazano sytuację energetyczną bez zagospodarowania perspektywicznych złóż węgla brunatnego przy założeniu, że produkcja energii elektrycznej z innych źródeł wzrasta – poza węglem brunatnym z poziomu 113 TWh w 2008 roku do poziomu 130 TWh w 2030 roku (rozwój energetyki odnawialnej). Zauważa się bardzo duży brak pokrycia produkcji energii do maksymalnego zapotrzebowania w 2030 roku - poziom braku produkcji energii elektrycznej wynosi około 175 TWh.





**Rysunek 28. Prognoza zapotrzebowania i produkcji na energię elektryczną przy wykorzystaniu obecnie czynnych kopalń węgla brunatnego (Założenie: Produkcja energii elektrycznej z innych źródeł wzrasta z 113 TWh w 2008 r. do 130 TWh w 2030 r.)**

Natomiast na rysunku 29 przedstawiono sytuację energetyczną w Polsce po zagospodarowaniu pierwszego złoża perspektywicznego Legnica (wpływ uruchomienia wydobycia i produkcji energii elektrycznej ze złóż Złoczew i Gubin-Mosty odnotowany będzie po 2030 roku). Produkcja energii elektrycznej z Elektrowni Legnica powoduje zmniejszenie deficytu produkcji energii elektrycznej w 2030 roku do poziomu 110 TWh. Wielkość braku spełnienia prognozowanego zapotrzebowania jest mniejszy ale utrzymuje się dalej na wysokim poziomie. Ten brak pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną stawia dla Polski bardzo duże wyzwania. W tym miejscu można postawić pytanie? Na jaki rozwój energetyki nasz kraj powinien się zdecydować. Czy na energetykę atomową czy na dalszy rozwój energetyki oparty na własnych rodzimych surowcach energetycznych tj. węgla kamiennym i brunatnym.



**Rysunek 29. Prognoza zapotrzebowania i produkcji na energię elektryczną przy wykorzystaniu obecnie czynnych kopalń węgla brunatnego i złóż perspektywicznych (Założenie: Produkcja energii elektrycznej z innych źródeł wzrasta z 113 TWh w 2008 r. do 130 TWh w 2030 r.)**

Nakreślone plany zagospodarowania perspektywicznych złóż węgla brunatnego w Polsce umożliwiają do 2075 roku wydobyć ponad 7,1 mld Mg węgla z przeznaczeniem głównie do spalania w nowoczesnych elektrowniach o sprawności netto ponad 45 % i z maksymalnym ograniczeniem emisji zanieczyszczeń, a w tym CO<sub>2</sub>. W bilansie wydobycia węgla nie uwzględniono dodatkowego wydobycia węgla ze złoża Rogóźno dla ewentualnych nowych bloków w Elektrowni „Adamów” - temat ten jest tylko zasygnalizowany. Pracujące elektrownie na węgiel brunatny powinny produkować głównie energię elektryczną bezemisyjną. Przewiduje się również zgazowanie węgla wydobytego dla produkcji paliw płynnych i gazowych. Planuje się również prowadzenie prób ze zgazowaniem węgla w złożu i tzw. biozgazowanie węgla w złożu z wykorzystaniem specjalnych szczepów bakterii i CO<sub>2</sub> z możliwością produkcji metanu. Na przykład koncepcja kopalni i elektrowni „Legnica” przewiduje zbudowanie zakładu zgazowania dla ponad 7 mln Mg węgla brunatnego na rok z możliwością produkcji około 500 tys. Mg wodoru, 30 tys. Mg siarki i ponad 140 tys. Mg argonu. **Produkcja energii elektrycznej oraz paliw płynnych i gazowych byłaby zasadniczym wkładem branży węgla brunatnego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju na XXI wiek - wiek bardzo niepelných dostaw importowanych paliw płynnych i gazowych jak również „szalejących” cen tych paliw.**

## **7. Możliwości polskiej gospodarki w rozwoju i budowie branży węgla brunatnego w XXI wieku**

Polska posiada wyspecjalizowane zaplecze naukowo-projektowe oraz produkcyjne w zakresie maszyn i urządzeń do eksploatacji odkrywkowej. Do zaplecza naukowego należy zaliczyć między innymi: **Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie**, **Politechnikę Wrocławską we Wrocławiu**, **Politechnikę Śląską w Katowicach** oraz szereg uczelni technicznych kształcących kadrę techniczną dla kopalń i wiele placówek i instytutów naukowych pracujących na rzecz branży węgla brunatnego. Do zaplecza projektowego w głównej mierze należy zaliczyć: **Poltegor-Projekt i Poltegor-Instytut we Wrocławiu**, **SKW w Zgorzelcu**, **Główny Instytut Górnictwa w Katowicach** oraz **Elektroprojekt w Warszawie** [7, 8, 9].

Liderem w projektowaniu kompletnych zakładów górniczych i maszyn oraz urządzeń do tych kopalń jest Poltegor-Projekt i Poltegor-Instytut oraz SKW. Firmy te zaprojektowały i dalej uczestniczą w rozbudowie czynnych obecnie kopalń węgla brunatnego w Polsce. W przeszłości głównym biurem projektowym w Jugosławii dla kopalń węgla brunatnego był Poltegor.

W zakresie budowy maszyn i urządzeń głównym zapleczem branży są: **FUGO S.A. w Koninie**, **KOPEX-FAMAGO S.A. w Zgorzelcu**, **FAMAK S.A. w Kluczborku**, **SEMPERTRANS S.A. Bełchatów**, **Fabryka Taśm Transporterowych Stomil Wolbrom S.A.**, **Huta Stalowa Wola S.A.**, **MAAG GEAR ZAMECH w Elblągu**, **ZRE BOT KWB Bełchatów**, **ELEKTROBUDOWA S.A. Katowice** i wiele innych firm produkujących urządzenia, ich części i podzespoły.

O możliwościach projektowych i produkcyjnych polskiego zaplecza branży paliwowo-energetycznej opartej na węglu brunatnym świadczy fakt, że polscy projektanci i inżynierowie wybudowali największą w Europie kopalnię i elektrownię w Bełchatowie. Polska myśl projektowa i urządzenia są stosowane i pracują w wielu krajach świata. Przykładem może być obecnie Grecja czy Indie. Polscy inżynierowie projektują i budują maszyny i urządzenia dla przemysłu węgla brunatnego, tak dla górnictwa jak i energetyki. Obecnie prowadzone modernizacje elektrowni pod względem dostosowania bloków energetycznych do wymogów związanych z ograniczeniem zapylenia, SO<sub>2</sub> i CO<sub>2</sub> prowadzą polskie firmy (**RAFAKO S.A. w Raciborzu**). W ostatnich latach wybudowano maszyny i urządzenia dla kopalń węgla brunatnego, które nie ustępują pod względem technicznym produktom renomowanych firm światowych.

Przykładem mogą być koparki wielonaczyniowe zaprojektowane i zbudowane przez polskich inżynierów typoszeregu KWK. W kopalniach z powodzeniem pracują koparki KWK-1400 i KWK-1500. Ostatnio wprowadzono do eksploatacji koparkę do trudnourabialnych skał nadkładowych KWK-910 w KWB „Turów”. Polscy projektanci zaprojektowali bardzo udany typoszereg zwałowarek taśmowych ZGOT. Zwałowarki te są konkurencyjnym produktem dla zwałowarek niemieckich. Przykładem jest zwałowarka ZGOT-15400 zbudowana dla KWB „Bełchatów”. Zwałowarka ta zdobyła uznanie otrzymując szereg prestiżowych nagród i wyróżnień w kraju i zagranicą. O tym świadczy I NAGRODA NOT za 2005 rok czy uznanie zagranicznych czasopism technicznych (na przykład amerykańskiej DESIGNUM NEWS). Innym przykładem są transportery (wozidła) dla przenośnikowych stacji napędowych. Polska stała się znaczącym krajem, który projektuje i buduje znakomite pod względem technicznym transportery typoszeregu TUR, TC czy ostatnio TG. Transportery projektuje Poltegor-Projekt i SKW Zgorzelec, a buduje głównie FUGO Konin. Wymienione koparki, zwałowarki czy transportery zdobyły uznanie użytkowników za granicą o czym świadczą kontrakty z kopalniami z Indii, Grecji czy Bułgarii.

Inną specjalnością opanowaną przez polskich inżynierów i uznawaną przez specjalistów zagranicznych są kompleksowe modernizacje maszyn podstawowych, tak koparek wielonaczyniowych jak i zwałowarek taśmowych. Głównymi biurami projektowymi w tej dziedzinie są znowu SKW Zgorzelec i Poltegor-Projekt. Dotychczas zmodernizowano szereg koparek: typu SchRs 800 i SchRs 1200, koparek RS 400 czy zwałowarek taśmowych typu A<sub>2</sub>RsB 5000. Przygotowywane są projekty modernizacji koparek typu SRs 1200 czy zwałowarek A<sub>2</sub>RsB 8800. Jest to polska myśl w tej specjalności. O uznaniu naszego podejścia do poprawy parametrów technicznych starszych maszyn, a nie wymianie na nowe koparki czy zwałowarki przez zagranicznych inżynierów świadczą pierwsze modernizacje w Niemczech, Indii czy w Bułgarii.

Następną polską specjalnością jest projektowanie i budowa kompletnych przenośników taśmowych dla różnego przeznaczenia, tak dla kopalń jak i innych branż. Przykładem mogą być przenośniki do nawęglania w elektrowniach. Liderem w projektowaniu jest Poltegor-Projekt, a w budowie FUGO Konin. Polskie przenośniki pracują w licznych kopalniach w Europie i na świecie. Przenośniki taśmowe wyposażone są między innymi w: stacje energetyczne produkcji Elektrobudowy w Katowicach i taśmy przenośnikowe tak z linkami stalowymi jak i tkaninowo-gumowymi produkcji SEMPERTRANS Grupa SEMPERIT z Bełchatowa, Fabryki Taśm Transporterowych Stomil Wolbrom i w przekładnie napędowe z MAAG GEAR ZAMECH z Elbląga i z FUGO Konin. Podstawowe elementy przenośnika taśmowego zdobywają bardzo duże uznanie przez eksploatorów tych elementów na świecie. Przykładem mogą ostatnie kontrakty do kopalń niemieckich taśm przenośnikowych produkcji SEMPERTRANS Bełchatów- to jest do bardzo wymagającego odbiorcy na świecie. Przykład ten oznacza, że polskie maszyny i urządzenia jak i konkretne elementy tych produktów nie ustępują pod względem technicznym podobnym produktom renomowanych firm światowym oraz, że są one konkurencyjne pod względem cen od maszyn i urządzeń zagranicznych.

Dla zobrazowania możliwości produkcyjnych polskich firm dla utrzymania i rozbudowy naszej branży paliwowo-energetycznej opartej na węglu brunatnym w XXI wieku przedstawiono przykłady (rysunki od 31 do 34), które prezentowane są w tym rozdziale.



**Rysunek 30. Koparka KWK-910 w KWB „Turów” –projekt SKW Zgorzelec, wykonawca Mostostal Konin i FUGO Konin**



**Rysunek 31. Koparka KWK-1500s w KWB „Konin” –projekt i wykonanie FAMAGO Zgorzelec**



**Rysunek 32. Zwałowarka ZGOT-15 400 w KWB „Belchatów” –projekt SKW Zgorzelec, wykonanie FAMAK Kluczbork, ZPR Belchatów i ZRE Katowice**



Rysunek 33. Układ przenośników taśmowych w KWB „Belchatów” –projekt Poltegor-Projekt, wykonanie FUGO Konin



Rysunek 34. Transporter TC2000V do transportu stacji napędowych w KWB „Belchatów” –projekt Poltegor-Projekt, wykonanie FUGO Konin

Te osiągnięcia są gwarantem, że polska gospodarka sama może zbudować nowe zagłębie górniczo-energetyczne w Legnicy czy Gubinie. Natomiast w *Projekcie Polityki Energetycznej z września 2007 roku* węgiel brunatny przedstawiony jest bardzo lakonicznie co może budzić zdziwienie i zaniepokojenie.

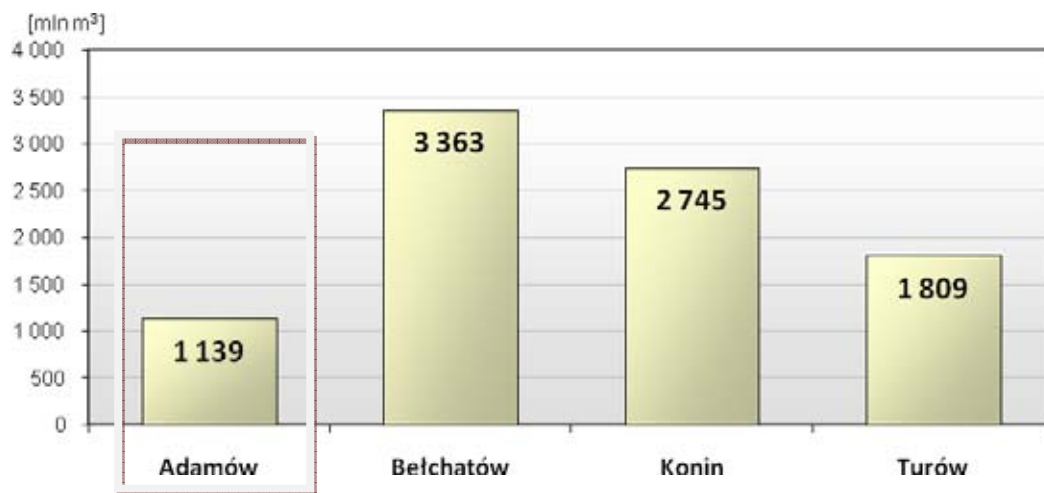
Tabela 45. Porównanie polskich kopalń węgla brunatnego

Dane za rok 2007	J.m.	KWB Adamów	KWB Bełchatów	KWB Konin	KWB Turów	Łącznie /średnio
Średnie zatrudnienie	[osoby]	1 770	7 773	4 156	3 988	17 087
Ilość czynnych odkrywek	[szt.]	3	2	4	1	10
Stosunek N:W	[m <sup>3</sup> /Mg]	5,2	4,4	6,2	2,7	4,5
Wskaźnik ilości pompowanej wody	[m <sup>3</sup> /Mg]	19,3	8,5	8,7	1,6	8,1
Wskaźnik zużycia energii elektrycznej	[kWh/m <sup>3</sup> ]	4,2	5,8	4,6	6,7	5,4
Zdolność wydobywcza	[mln. Mg/rok]	5,0	38,5	15	15	73
Roczne wydobycie węgla	[mln Mg]	5,0	30,9	10,2	11,9	58,0
Ilość zdejmowanego nadkładu	[mln m <sup>3</sup> ]	29,3	132,2	67,2	32,4	261,1
Koparki	[szt.]	9	13	17	15	54
Zwałowarki	[szt.]	3	6	5	5	19
Zasoby operatywne	[mln Mg]	69	949	470	375	1 863
Wartość opałowa węgla	[kJ/kg]	8 385	8 089	9 426	10 368	8 767
Zawartość popiołu	[%]	9,8	8,9	8,3	14,9	10,0
Zawartość siarki	[%]	0,32	0,57	0,92	0,35	0,57

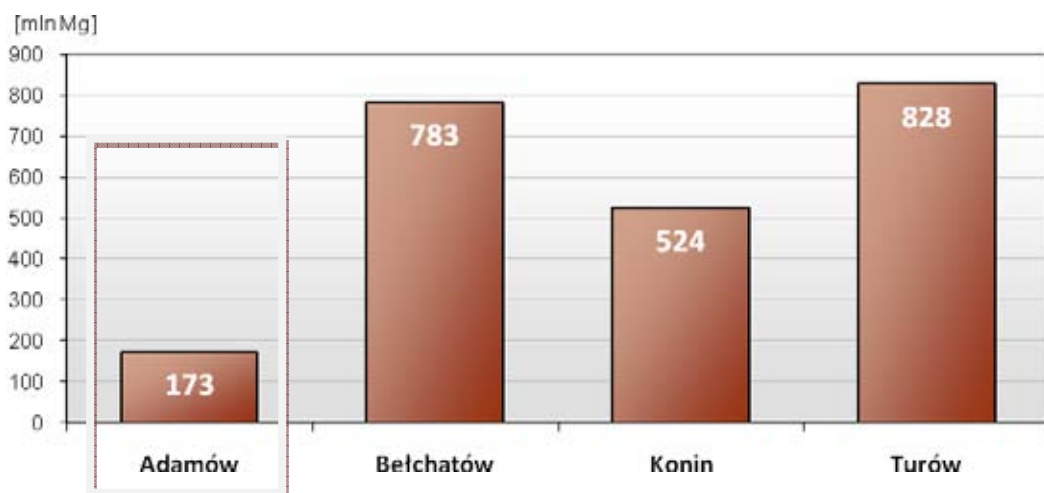
Od początku działalności w polskich kopalniach węgla brunatnego wydobyto około 2,309 mld Mg węgla, zdejmując łącznie ponad 9,056 mld m<sup>3</sup> nadkładu. Nabyto ponad 33 000 ha terenów pod działalność górnictwem oraz oddając lub sprzedano w tym czasie terenów zrehabilitowanych ponad 13 000ha.

Tabela 46. Ilość wydobytego węgla, zdjętego nadkładu i wypompowanej wody oraz średnie wskaźniki N:W i zawodnienia w kopalniach od początku działalności do końca 2007 roku

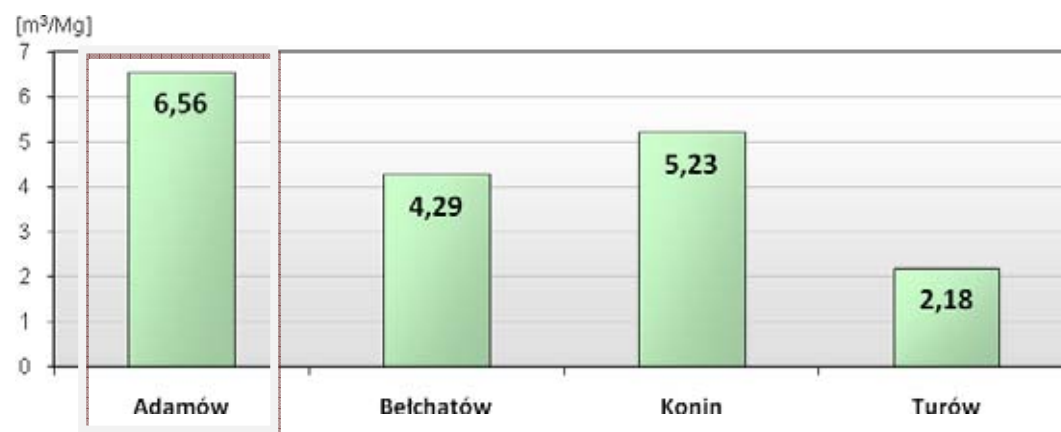
Kopalnia	Węgiel	Nadkład	Wskaźnik N:W (objętościowy)	Ilość wody wypompowanej	Średni wskaźnik zawodnienia
	[mln Mg]	[mln m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> /Mg]	[mln m <sup>3</sup> ]	[m <sup>3</sup> /Mg]
Adamów	173,5	1 138,8	6,56	2 693	16,42
Bełchatów	783,2	3 363,2	4,29	6 278	8,73
Konin	524,6	2 744,9	5,23	4 055	8,05
Turów	828,0	1 809,4	2,18	1 034	1,28
Łącznie	<b>2 309,3</b>	<b>9 056,3</b>	<b>3,92</b>	<b>14 060</b>	<b>6,41</b>



Rysunek 35. Ilość nadkładu zdjęta od początku działalności kopalń do końca 2007 roku

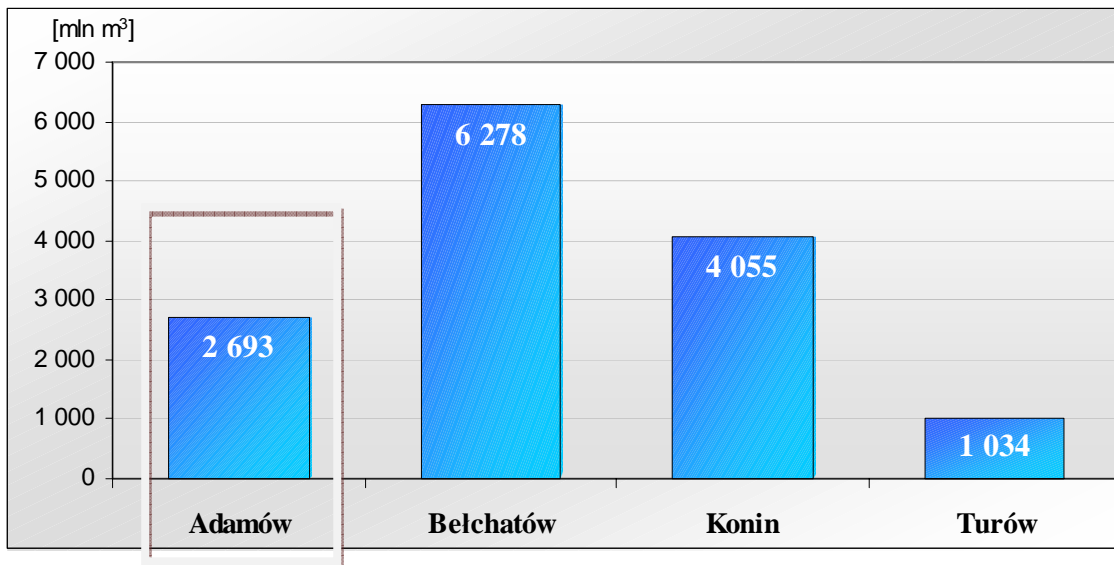


Rysunek 36. Ilość węgla wydobytego od początku działalności kopalń do końca 2007 roku

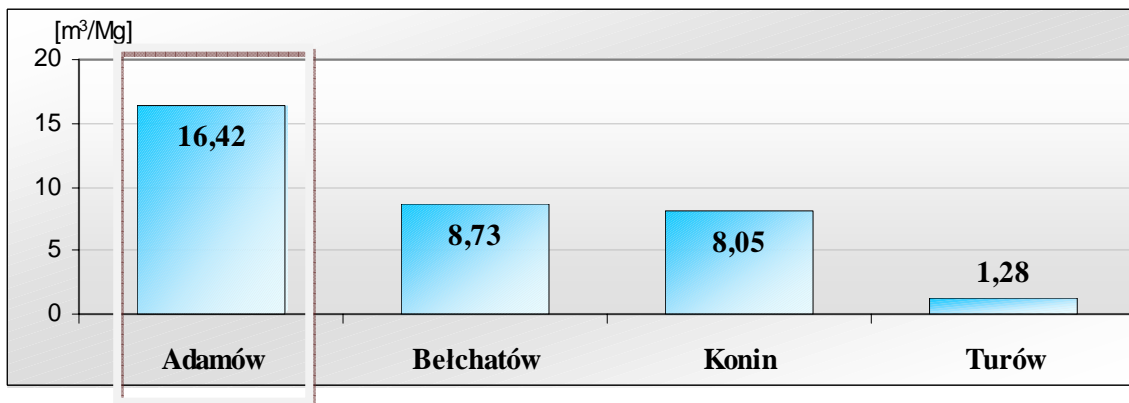


Rysunek 37. Średni wskaźnik N:W dla poszczególnych kopalń za cały okres działalności kopalń do końca 2007 roku





Rysunek 38. Ilość wypompowanej wody w poszczególnych kopalniach od początku ich działalności do końca 2006 roku



Rysunek 39. Średni wskaźnik zawodnienia dla poszczególnych kopalń od początku ich działalności do końca 2006 roku

Z powyższych danych wynika, że w kopalniach „Konin” i „Turów” wydobywanie węgla trwa już 61 lat, w kopalni „Adamów” 45 lat, a w kopalni „Bełchatów” 29 lat. Najwięcej węgla wydobyto w kopalni „Turów” - 828 mln Mg, najmniej w kopalni „Adamów” - 173,5 mln Mg. Najwięcej nadkładu zdjęto w kopalni „Bełchatów” - 3 363 mln m<sup>3</sup>, a najmniej w kopalni „Adamów” - 1 138 mln m<sup>3</sup>. Analizując wskaźnik N:W można dostrzec, że najkorzystniejszą wartością tego parametru posiada kopalnia „Turów” - 2,18:1, wyraźnie gorszą kopalnie „Bełchatów” i „Konin”, natomiast najgorszy wskaźnik N:W posiada kopalnia „Adamów” - 6,56:1. Jest on ponad trzykrotnie gorszy niż w kopalni „Turów” - tabela 3 i rysunek 3 do 7. Pod względem ilości wypompowanej wody pierwsze miejsce zajmuje kopalnia „Bełchatów”, a ostatnie kopalnia „Turów”. Porównując wskaźniki zawodnienia można zauważyć, że najlepszym wskaźnikiem dysponuje kopalnia „Turów”, następnie kopalnia „Konin”, kopalnia „Bełchatów” i kopalnia „Adamów”. Wskaźnik zawodnienia w kopalni „Adamów” jest prawie 13 razy większy niż w kopalni „Turów” - rysunek 8 i 9.

Największe zatrudnienie w branży węgla brunatnego zanotowano w 1988 roku, gdy liczba zatrudnionych pracowników przekraczała 30 000. Od roku 1988 następuje ciągły spadek liczby

osób zatrudnionych w kopalniach. W 1993 roku pracowało w branży 27 485 osób, w 1998 – 26 003, a na koniec 2007 roku już tylko 17 687 osób znajdowało zatrudnienie w kopalniach.

**Tabela 47. Spadek zatrudnienia w stosunku do najwyższego osiągniętego w danej kopalni**

Kopalnia	Maksymalne zatrudnienie		Zatrudnienie w 2007r	Spadek zatrudnienia
	w roku	ilość osób	ilość osób	
Adamów	1988	3 299	1 770	46 %
Bełchatów	1987	12 448	7 773	37 %
Konin	1989	8 335	4 156	50%
Turów	1995	6 551	3 988	39%

Z danych przedstawionych w tabeli 4 i rysunku 10 wynika, że trzy kopalnie osiągnęły maksymalny pułap zatrudnienia w podobnym okresie. Kopalnia „Adamów” w 1988 roku, „Bełchatów” w 1987, kopalnia „Konin” w 1989 roku. W kopalni „Turów” stan ten miał miejsce około 10 lat później niż w pozostałych trzech kopalniach. Przyglądając się spadkowi procentowemu zatrudnienia w poszczególnych kopalniach zauważamy, że w kopalni „Konin” wyniósł on około 50 %, kopalni „Adamów” 46%, w kopalni „Turów” – ponad 39 % i najmniej w kopalni „Bełchatów” około 37%.

W liczbach bezwzględnych największe zatrudnienie w historii kopalń węgla brunatnego – ponad 12 000 pracowników - wystąpiło w kopalni „Bełchatów” w latach 1986-1988. Od tego czasu widać wyraźny spadek zatrudnienia do liczby poniżej 7 773 osób. W rozpatrywanym okresie stan zatrudnienia zmniejszył się o 4 675 osób. Drugą pod względem wielkości zatrudnienia była kopalnia „Konin”. W okresie od najwyższej liczby zatrudnionych w roku 1989 do 2007 roku zatrudnienie zmniejszyło się o 4 179 osób. Trzecią pod tym względem kopalnią jest kopalnia „Turów”, gdzie od największego zatrudnienia w 1995 roku, wynoszącego 6 551 pracowników, do roku 2007 zatrudnienie zmniejszyło się o 2 663 osób. Natomiast w kopalni „Adamów”, od największego zatrudnienia w 1988 roku, wynoszącego 3 299 pracowników, do roku 2007 zatrudnienie zmniejszyło się o 1 529osób.

## **9. Wydobycia węgla brunatnego jako nadrzędny interes publiczny w aspekcie wykonania obowiązku kompensacji przyrodniczej dla przedsięwzięć realizowanych na obszarach NATURA 2000**

### **9.1. Uwarunkowania prawne**

Zgodnie z zapisami art. 22 Konstytucji RP (ustawa z dnia 2 kwietnia 1997r. Dz. U. 78, poz. 483 ze zm.) ograniczenie wolności gospodarczej jest dopuszczalne **tylko** w drodze ustawy i **tylko z uwagi na ważny interes publiczny**. Z powodu „interesu publicznego” ustawodawca wprowadził rygorystyczną formę reglamentowania dóbr w postaci – udzielania **koncesji**.

Ograniczenie działalności gospodarczej w formie koncesji zostało ustalone w oparciu o art. 31 ust. 3 Konstytucji RP, gdzie „konstytucyjne wolności i prawa mogą być ustanawiane tylko w ustawie i tylko wtedy, gdy są konieczne ( ...) dla jego **bezpieczeństwa lub porządku publicznego** (...).”

Z powyższego wynika, że działalność koncesjonowana jest działalnością szczególną, która wyróżniana jest przez kryterium ważności interesu publicznego, kryterium bezpieczeństwa państwa oraz kryterium porządku publicznego. W prawie polskim koncesjonowana działalność obejmuje sześć dziedzin, z której jedna dotyczy prowadzenia działalności w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopaliny, wydobywania kopaliny ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji odpadów w górotworze, w tym podziemnych wyrobiskach górniczych (art. 46 ust.1 – ustawy o swobodzie działalności gospodarczej z dnia 2 lipca 2004r. Dz. U. t.j. Nr 173, poz. 1807 ze zm.). Sam fakt pozyskania koncesji i związana z tym procedura wskazuje na spełnienie szczególnych wymagań, które są ważne z powodu – **nadrzędnego interesu państwowego, bezpieczeństwa lub porządku publicznego.**

Wykładnia literalna określa „**ważny interes publiczny**” – jako mająca duże, doniosłe znaczenie sprawa, z której powinna wypływać korzyść dla ogółu ludzi, im służąca, dostępna i jawna. Powyższe jednoznacznie wskazuje, że **sprawy regulowane koncesją, należą do elitarnej grupy spraw o znaczeniu strategicznym, nadrzędnym, o dużym ciężarze decyzyjności.**

Ponadto biorąc pod uwagę skalę rozpatrywanego zagadnienia stwierdzić należy, że sprawa dotyczy znaczącego przedsięwzięcia w zakresie produkcji surowca energetycznego tj. 16,2 mln Mg co daje około 27% obecnej rocznej produkcji KWB i przy wskaźnikach wysokiego wykorzystania złoża – współczynnik 0,85 %. Nie bez znaczenia jest również fakt, że węgiel brunatny jest surowcem, na którym Unia Europejska opiera plany energetyczne na najbliższe dziesięciolecie. Zapisane to zostało w komunikacie Komisji Europejskiej pod nazwą „Zielona Księga - Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” KOM(2006)105. Przy jednoczesnym w tej sytuacji zwiększeniu zapotrzebowania na energię, wydobywanie tego rzędu wielkości węgla stanowi poważne źródło dostarczenia energii na coraz to bardziej chłonnym rynku. Nie stanowią rozwiązania problemu źródła energii alternatywnej, które obecnie i w najbliższych latach są tylko uzupełnieniem w globalnym bilansie energetycznym.

Kolejnym argumentem wskazującym na nadrzędny interes publiczny jest fakt, że przedsięwzięcie jest od lat wpisane w strategię i plany na szczeblu gminy, regionu, województwa i kraju z określeniem długoletniego horyzontu czasowego (początek inwestycji lata 60 te - planowane zakończenia inwestycji w polu centralnym –rok 2022.)

## **9.2. Uwarunkowania faktyczne i kompensacyjne**

Uzyskana koncesja 9/2003 z 22.10.2003r. dla złoża Koźmin I (pole centralne) stanowi prawnie – **akt administracyjny, który nadaje uprawnienie do wykonywania określonej działalności, ponadto określa obowiązki i warunki tej działalności. Z tego też względu należy zachować ciągłość decyzyjną i trwałość rozwiązań,** które sprowadzają się do kontynuowania odkrywkowej działalności górniczej na polu centralnym złoża Koźmin I, a dla przedsiębiorcy stanowią **prawa nabyte.**

Przy analizowaniu niniejszego przedsięwzięcia należy również wypełnić obowiązek wynikający z art. 5 Konstytucji RP, gdzie „Rzeczpospolita Polska (...) zapewnia ochronę środowiska, kierując się **zasadą zrównoważonego rozwoju**”. Zgodnie z tą zasadą, organ decydujący o danym przedsięwzięciu musi uwzględnić taki **rozwój społeczno-gospodarczy**, w którym następuje proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałości podstawowych procesów przyrodniczych, w celu zagwarantowania możliwości zaspokojenia podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń (art. 3 pkt 50 ustawy z dnia 21 kwietnia 2001 – Prawo ochrony środowiska Dz. U. t.j. z 2008r. Nr 25 poz. 1613). Wszystkie te elementy, stanowią istotne znaczenie w przypadku rozpatrywanej inwestycji. Kontynuacja prowadzenia dalszej eksploatacji odkrywkowej na polu centralnym złoża Koźmin jest ściśle powiązana:

- z istniejącą odkrywką w polu południowym, w zakresie likwidacji i prac rekultywacyjnych;
- z elektrownią Adamów, w zakresie zapewnienia dostaw do roku 2022;
- z funkcjonowaniem odkrywki Władysławów;

co tworzy wzajemny węzeł zależności, a tym samym, tworzy techniczną, technologiczną, społeczną i środowiskową jednolitą tkankę. Powoduje to również konieczność podejmowania działań w sposób wzajemnie skorelowany. Tylko takie spójne działania gwarantuje właśnie wariant kontynuowania odkrywki Koźmin I pole centralne. Usunięcie jednego elementu doprowadzi do zerwania ogniwa w łańcuchu następujących po sobie reakcji, co implikuje konflikt społeczny (brak dostaw energii, bezrobocie, spadek jakości życia), konflikt środowiskowy (rekultywacja jednej odkrywki przez uruchomienie drugiej, niewykorzystanie zasobów kopaliny), konflikt ekonomiczny („śmierć gospodarcza regionu”, niewykorzystanie potencjału ludzkiego i technologicznego).

Sprawą ważną w przypadku gospodarowania kopalina jest również obowiązek racjonalnego wykorzystania kopaliny zapisany w art. 125 – ustawy POŚ. Obowiązek ten realizowany ma być też w stosunku do kopaliny towarzyszących.

Rzeczą największej wagi, są wyniki konsultacji społecznych (szczegóły dla inwestycji Koźmin I pole centralne przedstawia Raport.... Cz. II ), gdzie społeczność lokalna, wykazała pełne zrozumienie i akceptację dla dalszego rozwoju odkrywki. Społeczność tam żyjąca, najlepiej oceniła, z własnego doświadczenia (wieloletni obszar działalności górniczej), że inwestycja ta jest konieczna dla rozwoju lokalnego i regionalnego.

**Zaniechanie eksploatacji przyniesie niedopuszczalne bezpośrednie i pośrednie konsekwencje gospodarcze, społeczne zarówno na szczeblu regionalnym, w tym bezpośrednia utratę miejsc pracy w przemyśle wydobywczym, energetycznym jak i w branżach pokrewnych**

Zaniechanie eksploatacji na obecnym etapie uniemożliwi zakończenie eksploatacji w sposób planowy. Doprowadzi to do nieodwracalnych strat złóż oraz uniemożliwi prawidłowe zabezpieczenie wyrobisk i zagospodarowanie ich na zbiorniki wodne zarówno w celach małej retencji jak i przyrodniczych. **Takie postępowanie byłoby w stosunku do obowiązku ochrony złóż działaniem bezprawnym w myśl art. 125 i 126 ust.1 ustawy – Prawo ochrony środowiska (t.j. 2008r. Dz.U. Nr 25, poz. 150) gdzie:**

- ”Złoża kopaliny podlegają ochronie polegającej na **racjonalnym gospodarowaniu ich zasobami** oraz kompleksowym wykorzystaniu kopaliny, w tym kopaliny towarzyszących.

- Eksploatację złoża kopaliny prowadzi się w sposób gospodarczo uzasadniony, przy zastosowaniu środków ograniczających szkody w środowisku i przy zapewnieniu racjonalnego wydobycia i zagospodarowania kopaliny.”

### 9.3. Instytucja kompensacji przyrodniczej

**Założenia podstawowe.** W przypadku, kiedy stwierdza się, że inwestycja znacząco oddziałuje na obszar NATURA 2000, wówczas należy dokładnie określić co jest **przedmiotem ochrony** i jakie **zagrożenia** dla tych konkretnych przedmiotów ochrony przewiduje SDF - (Standardowy Formularz Danych). Jeżeli zostanie to ustalone przy jednoczesnym stwierdzeniu **braku rozwiązań alternatywnych i występowaniu wymogów nadrzędnego interesu publicznego**, wówczas można planować działania kompensacyjne. Należy zwrócić uwagę na fakt, że **ochronie podlegają tylko te miejsca (a nie całe powierzchnie), które są kluczowe dla prawidłowego funkcjonowania danego chronionego gatunku i jego środowiska**. Nie należy utożsamiać tej formy ochrony przyrody jaką są obszary NATURA 2000, z typem ochrony ściśle konserwatorskiej, która obowiązuje w parkach narodowych. **Na tym właśnie polega nowoczesny charakter i elastyczny charakter obszarów NATURA 2000, że jest możliwość prowadzenia działalności przemysłowej przy jednoczesnym zapewnieniu w jak największym stopniu przedmiotów ochrony**. Istotne dla zrozumienia kompensacji jest stwierdzenie, że ochrona obszarów NATURA 2000 **nie ma charakteru bezwzględno** z uwagi na art. 34 – ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. Dz. U. Nr 92, poz. 880 ze zm.), który zakłada działania kompensacyjne. Taki **charakter modelu ochronnego, który skupia się na rezultacie, a nie na zakazach i kontroli ich przestrzegania stanowi novum i największą wartość tej formy ochrony przyrody**. Istotne dla uzyskania tego celu kompensacji jest zachowanie spójności obiektu z jego założeniami ochronnymi.

**Definicja kompensacji.** „Instytucja kompensacji przyrodniczej nie jest czymś nowym w szeroko rozumianej ochronie środowiska. Jednakże wprowadzony obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych\* uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia† jak również wprowadzenie do katalogu ochrony przyrody nowej formy – obszaru NATURA 2000 w ustawie o ochronie przyrody‡ spowodowały, że kompensacja przyrodnicza stała się nieodzownym elementem wydawanych decyzji[17]. Sam termin kompensacja przyrodnicza został zdefiniowany w ustawie Prawo Ochrony Środowiska (POŚ) w art. 3 pkt. 8 -„Ilekcroć w ustawie jest mowa o kompensacji przyrodniczej – rozumie się przez to zespół działań obejmujących w szczególności roboty budowlane, roboty ziemne, rekultywację gleby, zalesianie, zadrzewianie lub tworzenie skupień roślinności, prowadzących do przywrócenia równowagi przyrodniczej lub tworzenie roślinności, prowadzących do przywrócenia równowagi przyrodniczej na danym terenie, wyrównania szkód dokonanych w środowisku przez realizację przedsięwzięcia i zachowanie walorów

\* Ustawa z dnia 18 maja 2005r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. nr 113, poz. 945 ze zm.) – weszła w życie z dniem 28 lipca 2005r.

† rodzaj przedsięwzięć przedstawia rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004r. (Dz. U. Nr 257, poz. 2573 ze zm.) oraz rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 maja 2005r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko. (Dz. U. Nr 92, poz. 769)

‡ ustawa z dnia 16 kwietnia 2004r. o ochronie przyrody (Dz. U. Nr 92, poz. 880 ze zm.) - weszła w życie 1 maja 2004r. dalej określana u.o.o.p.

krajobrazowych”. Z uwagi na zwrot „w szczególności” należy traktować wymienione działania jako przykładowe, a nie jako katalog zamknięty. Dlatego też, za kompensację przyrodniczą należy uznać bardzo szeroką paletę działań, które prowadzą do przywrócenia równowagi przyrodniczej. W słownikach wyrazów obcych i zwrotów obcojęzycznych<sup>§</sup> hasło kompensacja określone zostało podobnie – kompensacja: termin biologiczny jako zastępczość funkcji; przejęcie funkcji utraconego narządu przez inny narząd; - w prawie kompensata oznacza wyrównanie wzajemnych należności, odszkodowanie, powetowanie strat od łacińskiego *compensare* – równoważyć. Jednym słowem można powiedzieć, że zagadnienie to oscyluje pomiędzy podejmowaniem wszelkich działań zmierzających do uzyskania równowagi przyrodniczej a obowiązkiem zrównoważenia jakichś poniesionych strat (np. odwodnienie terenu). Należy w tych definicjach mocny akcent położyć na obowiązek uzyskania równowagi przyrodniczej, bo to jest właściwy cel kompensacji przyrodniczej. Ustawa POŚ w art. 3 pkt 32 definiuje pojęcie równowagi przyrodniczej – rozumie się przez to stan, w którym na określonym obszarze istnieje równowaga we wzajemnym oddziaływaniu: człowieka, składników przyrody żywej i układu warunków siedliskowych, tworzonych przez składniki przyrody nieożywionej. Jest to jednak definicja mało czytelna (równowaga to równowaga) ale niewątpliwie chodzi o uzyskanie takiego stanu na określonym terenie, gdzie żaden z elementów nie będzie dominował kosztem drugiego. Przez takie wzajemne relacje między poszczególnymi elementami układ będzie stabilny, charakteryzujący się odpornością na niekorzystne czynniki zewnętrzne. Układ będzie również zdolny do samoregulacji i realizacji swoich funkcji życiowych, a przez to nie dojdzie do degradacji środowiska. Chociaż nie ma określonego horyzontu czasowego można mówić o równowadze dynamicznej (chwilowej) i równowadze długoterminowej (okresy wieloletnie), która powinna być celem kompensacji przyrodniczej.

**Obowiązek kompensacji.** Kompensacja przyrodnicza winna mieć miejsce w dwóch przypadkach:

- wtedy, kiedy równowaga przyrodnicza została zachwiana i wymaga przywrócenia do stanu bezpiecznego, gdzie wszystkie elementy układu realizują swoje funkcje życiowe i będą odporne na „standardowe” niekorzystne czynniki zewnętrzne oraz będą wykazywać stabilność.
- wtedy, kiedy w wyniku realizacji przedsięwzięcia dokonano szkód w środowisku.

Zarówno w pierwszym jak i drugim przypadku przedsiębiorca powinien dysponować dobrym rozpoznaniem środowiskowym. W przypadku obszarów NATURA 2000 taką wstępną informację zawierają dostępne na stronach ministerstwa środowiska, Standardowe Formularze Danych (SDF). Po dokonaniu analizy tej warstwy informacyjnej, przedsiębiorca będzie posiadał zarys stanu początkowego (wyjściowego), od którego należy rozpatrywać stopień naruszenia równowagi przyrodniczej, bądź stan dokonanych zmian w związku, z którymi powstała szkoda. **Stan wyjściowy** jest konieczny do rzetelnej oceny zakresu i sposobu kompensacji przyrodniczej. Nie zawsze będzie konieczna kompensacja przyrodnicza, czego przykładem może być działalność odkrywkowa na gruntach o bardzo niskiej klasie bonitacji, lub na terenach wcześniej zdegradowanych, gdzie równowaga przyrodnicza z różnych przyczyn została dużo wcześniej zachwiana. Może się też okazać, że wprowadzona na tych terenach działalność górnicza, szczególnie przy technologii urabiania spod lustra wody będzie czynnikiem sprzyjającym dla środowiska, przez co gatunki, znajdą dla siebie właściwe nisze ekologiczne i utworzą nowe zrównoważone ekosystemy. Zrekultywowane tereny po działalności górniczej, szczególnie w

---

<sup>§</sup>Słownik wyrazów obcych i zwrotów obcojęzycznych. Wyd. Wiedza Powszechna Warszawa 1978r. wydanie X, Władysław Kopański

kierunku wodnym stanowią bardzo atrakcyjną niszę ekologiczną dla wielu gatunków roślin i zwierząt. Trzeba więc podkreślić, że rodzaj dokonanych zmian, nawet o dużym zasięgu około 242 ha (oddziaływanie 1061 ha) nie **stanowi obszaru, który na trwale zostanie wyłączony i pozbawiony funkcji biologicznych**. Zgodnie z projektem zagospodarowania złoża i opracowaniami dokumentacyjnymi, teren ten ma szansę wzbogacić się przyrodniczo poprzez zbiorniki wodne a istniejące wyrobiska zostaną właściwie ukształtowane przy wykorzystaniu mas nadkładowych odkrywki Koźmin I pole centralne.

**Zakres kompensacji.** Zakres kompensacji przyrodniczej powinien wynikać bezpośrednio z różnicy pomiędzy stanem pierwotnym (wyjściowym) a stanem jaki uzyskamy po przeprowadzeniu inwestycji. Tak jest w przypadku, kiedy mamy do czynienia z naruszoną równowagą środowiskową. Jeżeli zakres kompensacji przyrodniczej zostanie ustalony jako wyżej wspomniana różnica obu stanów, wówczas należy przeanalizować sposób przeprowadzenia kompensacji przyrodniczej. Z uwzględnieniem wszystkich komponentów środowiska wskazanych w zakresie kompensacji przyrodniczej jak również harmonogramu działań i metod ich przeprowadzenia. Jeżeli nie dokona się tej prostej analizy, zamiast kompensacji przyrodniczej przeprowadzimy działania nieskuteczne, chybione, które nie przywrócą równowagi przyrodniczej, a nawet mogą wywołać jeszcze większe jej naruszenie. Spektakularnymi przykładami takich niefortunnych rozwiązań mogą być np. zaproponowane działania kompensacyjne dla:

- doliny Rospudy polegające na zalesieniu ostoi Bereźniki, gdzie znajdują się cenne siedliska przyrodnicze i stanowiska chronione;
- budowy farm wiatrowych Kobylany, Grzywacka, Pielgrzymka polegające na obowiązku corocznego wykaszania łąk, co zwiększa ryzyko kolizji orlika krzykliwego, bociana białego z farmą wiatrową, gdyż powoduje intensywne żerowanie tych gatunków.

Jak wynika z powyższego należy wnikliwie dokonać analizy, by nie okazało się, że czasem nawet spore środki finansowe zostały wydatkowane zupełnie niecelowo, by nie powiedzieć, że szkoda dla środowiska. W przypadku ustalenia, że dane przedsięwzięcie wymaga kompensacji przyrodniczej koszty, ponosi przedsiębiorca realizujący przedsięwzięcie (art. 35 ust.2 u.o.o.p.). Dla kontynuacji eksploatacji złoża Koźmin szczegółowy zakres kompensacji przewiduje Raport .... z podaniem zestawienia zasięgu, wielkości zakresu działań kompensacyjnych, jak również przewidywany harmonogram ich realizacji.

**Tryby kompensacji.** Dla obszarów NATURA 2000 należy wyróżnić dwa tryby:

- **pierwszy tryb** dotyczy kompensacji przyrodniczej jaka jest realizowana dla obszarów NATURA 2000 „zwykłych”, dla której została wydana decyzja środowiskowa mimo negatywnego wpływu na siedliska przyrodnicze oraz gatunki roślin i zwierząt chronionych. O wykonywanej kompensacji państwa członkowskie zgodnie z art. 6(4) dyrektywy siedliskowej informują Komisję. Ma to miejsce jeżeli jest imperatyw państwowy o charakterze społecznym i gospodarczym przy jednoczesnym braku alternatywnego rozwiązania – art. 34 ust. 1 u.o.o.p.
- **drugi tryb** dla obszarów NATURA 2000 o znaczeniu priorytetowym, zastrzeżony wyłącznie w celu ochrony życia i zdrowia ludzi, bezpieczeństwa powszechnego, uzyskania korzystnych następstw o pierwszorzędowym znaczeniu dla środowiska przyrodniczego lub w celu koniecznych wymogów imperatywu państwowego, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej - art.34 ust. 2 u.o.o.p. Wyjątkowo, prawo dopuszcza negatywne oddziaływanie na siedliska i gatunki, dla których powołane zostały obszary chronione, zezwalając na działania przy jednoczesnym zapewnieniu wykonania kompensacji przyrodniczej. **Nie może być to jednak kompensata przyrodnicza**

**rozumiana tylko jako przywrócenie stanu poprzedniego, bez jakiegokolwiek uszczerbku dla środowiska. Musi być to kompensata, która pokryje szkody w inny sposób (np. restytucja innego cennego terenu, przeprowadzenie działań na rzecz środowiska w innym miejscu z zachowaniem adekwatności wyrządzonych szkód).**

Analiza dyrektyw ptasiej<sup>\*\*</sup> i siedliskowej<sup>††</sup> wskazuje, że akty wspólnotowe mówią o kompensacji [18] nie zaś o kompensacji przyrodniczej. Potwierdza to postawioną tezę, że jest możliwe dopuszczenie kompensacji różnego rodzaju np.:

- odbudowę, przywrócenie poprzedniego stanu siedliska, by zapewnić zachowanie jego wartości przyrodniczych oraz zgodności z celami ochrony obszaru;
- tworzenie nowego siedliska na nowym obszarze ;
- wzmocnienie, poprawa stanu pozostałego siedliska proporcjonalnie do strat powstałych na skutek realizacji przedsięwzięcia lub planu;
- zachowanie puli siedliska, działania zapobiegawcze dalszemu upośledzeniu spójności sieci obszarów NATURA 2000.

### **Realizacja przedsięwzięć w obszarach NATURA 2000 – przykłady zagraniczne i krajowe.**

Przykłady krajów Unii Europejskiej są niezbitym dowodem na to, że inwestycje takie mogą i muszą być realizowane. Potwierdzają one tezę, że jest możliwa realizacja takich projektów przy występowaniu obszarach NATURA 2000 a nawet na obszarach o znaczeniu priorytetowym. Dobrym przykładem są następujące przedsięwzięcia:

- budowa sztucznej wyspy – Dania, Wyspa Saltholm, w pobliżu Kopenhagi; zagrożone były miejsca lęgu i trasy przelotu wielu gatunków ptaków,
- budowa oczyszczalni ścieków- Ringsend Wasterwater Treatment Works w Zatoce Dublińskiej w Irlandii, finansowana przez Fundusz Spójności w 80 % przy wartości inwestycji około 300 mln EURO; zagrożenie dla Zatoki Dublińskiej , która stanowiła obszar OSO jak i SOO oraz ostoi gęsi brunatnych
- budowa portu w Finlandia,Helsinki; zagrożenia obszarów mokradeł – siedlisk dzikiej fauny i flory
- budowa portu w Rotterdamie (rozbudowa terminalu związana z ingerencją w morze około 3 000 ha); zagrożony obszar 19,5 ha szarych wydm będących **priorytetowym siedliskiem**;
- budowa zapory La Brena II na rzece Guadiato w Hiszpanii (626 ha obszaru NATURA 2000 [18])
- eksploatacja kruszyw naturalnych na terenie SOO Dolina Widawy obszar NATURA 2000.
- działalność odkrywkowa na terenie OSO Bory Dolnośląskie, i terenie SOO Puszcza Zgorzelecko-Osiecznicka – obszary NATURA 2000.

**Należy zauważyć, że na lata 2007-2013 Unia Europejska przez działanie Komisji Europejskiej w programie BUDOWA PARTNERSTWA BIZNES I BIORÓŻNORODNOŚĆ przewidziała 1,9 mld EURO z czego około 740 mln EURO na LIFE+NATURE & Biodiversity! Niestety nie ma na liście polskich inwestycji w tym zakresie.**

<sup>\*\*</sup> Dyrektywa z dnia 2 kwietnia 1979 r. dotycząca ochrony dzikich ptaków (79/409/EWG) (Dz.U.WE L 103 z 25.04.1979r. ze zm.)

<sup>††</sup> Dyrektywa z dnia 21 maja 1992 r. dotycząca ochrony siedlisk naturalnych oraz dzikiej fauny i flory (92/43/EWG) (Dz.U.WE L 206 z 22.07.1992 ze zm.)



## **10. Ochrona złóż – jako cel publiczny.**

Z zagadnieniem kompensacji przyrodniczej w kontekście poszanowania równowagi przyrodniczej wiąże się z obowiązkiem ochrony złóż. Mechanizm ochrony złóż jest przewidziany w ustawie Prawo ochrony środowiska w art. 72 ust. 1. W studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin oraz miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego zapewnia się warunki utrzymania równowagi przyrodniczej i racjonalną gospodarkę zasobami środowiska, w szczególności przez:

- 1) ustalanie programów racjonalnego wykorzystania powierzchni ziemi, w tym na terenach eksploatacji złóż kopalni i racjonalnego gospodarowania gruntami;
- 2) uwzględnianie obszarów występowania złóż kopalni oraz obecnych i przyszłych potrzeb eksploatacji tych złóż;

Na uwagę zasługuje fakt, że ustawa POŚ, każe uwzględniać złoża występujące a nie koniecznie udokumentowane. Uwzględnianie już tylko występujących złóż w takich dokumentach planistycznych jak opracowania fizjograficzne, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin a w konsekwencji w aktach prawa miejscowego powinno być mechanizmem wystarczającym do ochrony tych złóż przed zabudowywaniem. Jednakże praktyka wykazuje, że instrumenty te nie w pełni zabezpieczają cenne złoża dla ich udostępnienia. Często zdarza się, że w dokumentach planistycznych nie jest wykonana rzetelna inwentaryzacja i nie są ujmowane takie złoża. Nie powinien w tym miejscu w sposób zawężający być traktowany przepis art. 10 ust1 pkt 11 ustawy z dnia 7 lipiec 1994 o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym czy przepis art. 48 – ustawy Prawo geologiczne i górnicze, który traktuje o złożach udokumentowanych. Ochrona złóż jak to przedstawia art. 72 ust 1 pkt.2 POŚ szerzej traktuje tą ochronę. Orzekł w tej sprawie NSA IISA/Kr 608/02 2002/4/103.wskazując, że dokumenty planistyczne winny oddawać celowość zamierzenia, przeznaczają przedmiotowe obszary w których występują złoża na działalność górnictw. Ochrona złóż zgodnie z zapisami POŚ polega głównie na racjonalnej gospodarce kopalnią, jej prawidłowym zagospodarowaniu, kompleksowym wykorzystaniu oraz jej zabezpieczeniu.

Ochrona złóż to również aspekt o charakterze interesu publicznego. Zgodnie z zapisami art. 6 pkt. 8 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997r. o gospodarce nieruchomościami (tj. z 2004 Nr 262, poz. 2603) **celem publicznym jest poszukiwanie, rozpoznawanie, wydobywanie i składowanie kopalni stanowiących własność Skarbu Państwa oraz węgla brunatnego metodą odkrywkową.**

Powyższe dowodzi, że eksploatacja węgla brunatnego w tym uruchomienie złoża Koźmin pole centralne jest wpisane w plany strategiczne państwa, są realizowane z poszanowaniem zasady zrównoważonego rozwoju i stanowią jedyny właściwy kierunek rozwoju z pełną świadomością obciążeń środowiskowych, społecznych i ekonomicznych.

## **11. Wnioski końcowe**

Głównym zadaniem przedmiotowego opracowania jest uświadomienie wszystkim zainteresowanym oraz odpowiedzialnym za bezpieczeństwo energetyczne Polski, że nasz kraj ma wszelkie atuty, aby w pierwszej kolejności opierać rozwój naszej elektroenergetyki na

**własnych (rodzimych) surowcach energetycznych, a przede wszystkim na węglu brunatnym, którego krajowe zasoby zaliczane są do największych w Europie.**

Za kilka lat Polska stanie przed problemem braku wystarczającej ilości energii elektrycznej, a po roku 2020 znacznego ograniczenia wydobycia węgla brunatnego i produkcji z tego surowca najtańszej obecnie energii elektrycznej. W rezultacie, wg danych PSE Operator S.A., z powodu wyczerpywania się rezerw mocy, system elektroenergetyczny balansuje na granicy wydolności i wielokrotnie w ciągu 2007 roku znajdował się o krok od przymusowych wyłączeń odbiorców.

Z tego powodu strategicznym celem powinno być między innymi **przygotowanie możliwości zagospodarowania złóż perspektywicznych dla wydobycia i produkcji taniej i czystej energii, aby zapewnić w najbliższej przyszłości bezpieczeństwo energetyczne Polski.**

**Ze względu na długi okres przygotowania i realizacji inwestycji górniczych ( od kilku do kilkunastu lat) nieodzowne jest przyjęcie przez Rząd RP (Resort) Programu rozwoju energetyki. Brak Programu uniemożliwia wprowadzenie inwestycji do Koncepcji Krajowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego oraz wojewódzkich i gminnych planów zagospodarowania przestrzennego. Skutkuje to przeznaczeniem terenów nad złożami do celów niezwiązanych z działalnością górniczą (np. zabudowa, obiekty infrastruktury), co w przypadku podjęcia decyzji o realizacji inwestycji spowoduje wzrost kosztów, a niekiedy może przekreślić możliwość budowy kopalni.**

**Głównymi wnioskami sformułowanymi są:**

1. Węgiel brunatny w Polsce podobnie jak w krajach Unii Europejskiej i świata jest obecnie i będzie w perspektywie kilkudziesięciu lat jednym z głównych surowców energetycznych wykorzystywanych w energetyce. Zasoby światowe to ponad 500 mld Mg węgla brunatnego. Przewiduje się, że wystarczą one na ponad 300 lat a zasoby węgla kamiennego na około 200 lat. Natomiast obecne zasoby gazu i ropy naftowej oraz uranu wystarczą tylko na około 40 lat. Dlatego świat staje przed bardzo poważny problem – czym pokryć potrzeby energetyczne za 30-40 lat.
2. Obecnie w Polsce i na świecie **węgiel brunatny jest najtańszym paliwem do produkcji energii elektrycznej.** Prognozy specjalistów przewidują, że ta tendencja utrzyma się w długim horyzoncie czasowym, ponieważ inne paliwa energetyczne w dotychczas rozpoznanych złożach w nadchodzącym okresie wyczerpią się, a nowe posiadać będą gorsze warunki górniczo-geologiczne, tym samym będą więc droższe. Polska obecnie produkuje około 34% energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym o mocy około 9000 MW. Energia ta jest tańsza o 25- 30% od energii z węgla kamiennego.  
Ostatni okres pokazał również wzrastającą rolę węgla brunatnego, jako surowca do przeróbki na paliwo gazowe i paliwa ciekłe.
3. Konieczna do uzyskania dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia w energię dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, nie stoi w sprzeczności z utrzymaniem dominującej pozycji własnych kopalnych surowców energetycznych, których zasoby gwarantują pokrycie zapotrzebowania do połowy bieżącego stulecia i będą siłą napędową rozwoju

gospodarczego kraju, dając liczące się zatrudnienie w górnictwie, energetyce i sektorach współpracujących.

4. Polskie górnictwo węgla brunatnego opanowało nowoczesne i wydajne (nie ustępujące krajom UE) techniki i technologie wydobywania węgla. Górnictwo wdrożyło nowoczesne techniki przygotowania i kierowania produkcją górnictwem (systemy komputerowe wspomagania i kierowania produkcją). Branża wykazuje wysoki poziom bezpieczeństwa pracy, którym cechuje się eksploatacja odkrywkowa.
5. Kopalnie węgla brunatnego szczególną rolę wyznaczają zadaniom związanym z ochroną gruntów, powietrza i wody. Dokonują one systematycznie i zgodnie z kanonami sztuki górniczej rekultywacji i zagospodarowania terenów „odzyskiwanych” w miarę przesuwania się frontów eksploatacyjnych. Rekultywacja terenów pogórnicznych prowadzona przez kopalnie wielokrotnie oceniana była pozytywnie przez przedstawicieli krajowych i zagranicznych instytucji. Niezależni eksperci pracujący dla tak szacownych instytucji jak: Unia Europejska czy Bank Światowy oceniali i oceniają, że prace rekultywacyjne prowadzone są na najwyższym europejskim poziomie, zapewniającym wykorzystanie przekazywanych terenów pokopalnianych do produkcji rolnej, leśnej lub dla potrzeb rekreacji. Nowym elementem zagospodarowania wyrobisk poeksploatacyjnych jest tworzenie dużych akwenów wodnych służących dla celów rekreacyjnych jak również stanowiących rezerwuar słodkiej wody w Polsce i to w okresie ujemnego bilansu wodnego na dużym obszarze naszego kraju. Łącznie w wyrobiskach poeksploatacyjnych obecnie czynnych kopalń węgla brunatnego będzie „zmagazynowanych” ponad 5 mld m<sup>3</sup> słodkiej wody. Będzie to wielki skarb dla naszej gospodarki i ekosystemu.
6. Dotychczasowe osiągnięcia polskiej energetyki opartej na węglu brunatnym w zakresie ograniczenia emisji siarki, tlenków azotu, a także pyłów należy ocenić pozytywnie. Natomiast nie udało się zasadniczo zredukować emisji dwutlenku węgla, co w myśl polityki ekologicznej Unii Europejskiej oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym stanowi obecnie najważniejsze wyzwanie. Wydaje się, że obecnie jedynym możliwym rozwiązaniem tego problemu jest przechwytywanie i sekwestracja CO<sub>2</sub>, czyli technologia CCS. Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego deklaruje pełne wsparcie dla prowadzenia różnych badań nad nowoczesnym przetwórstwem węgla brunatnego. Proponuje wybudowanie doświadczalnej instalacji dla przechwytywania i sekwestracji CO<sub>2</sub> przy budowanym obecnie nowym bloku 833 MW w BOT Elektrowni Bełchatów S.A. oraz zbudowanie doświadczalnego zakładu zgazowania węgla wydobytego oraz prowadzenia prób nad biozgazowaniem i zgazowaniem węgla brunatnego w złożu.
7. Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce jest stosunkowo wysoki i mieści się dla **okresów pięcioletnich do 2025 roku w przedziale 23,2 do 47,2 TWh**. Zapewnienie dostaw energii elektrycznej w takich wielkościach będzie wymagać oddania do eksploatacji w każdej pięcioletce do 2025 roku elektrowni **o mocy zainstalowanej od 4 do 5 tys. MW**. Konieczny wzrost zapotrzebowania wynika też z faktu, że w niedługim czasie powinno nastąpić zwiększenie zużycia energii elektrycznej na

mieszkańca. Obecnie wynosi około 3500 kWh/mieszkańca. Jest ono dwa razy mniejsze niż np. w Czechach czy w Niemczech.

8. Nowym zjawiskiem jest znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w niektórych, dużych aglomeracjach miejskich. W szczególnym stopniu dotyczy to aglomeracji warszawskiej, gdzie w latach 2005-2007 zanotowano blisko 20% wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim. Wzrostowi zapotrzebowania na moc elektryczną towarzyszy znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na tzw. moc bierną stwarzając dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej a przez to zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców na określonym obszarze.

Oczekiwany wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych. Sytuacja ta powoduje, że nie można sobie pozwolić na jakąkolwiek nieprzewidzianą utratę zasobów, będących źródłem produkcji energii elektrycznej w elektrowniach.

9. W naszym kraju rozpoznano ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych. Udokumentowano ponad 14 mld Mg zasobów w złożach pewnych, ponad 60 mld Mg w zasobach oszacowanych, a możliwość występowania w obszarach potencjalnie węglonośnych ocenia się na ponad 140 mld Mg. Nasz kraj ma wielkie bogactwo. Tym dzisiaj w pełni niedocenianym bogactwem jest WĘGIEL BRUNATNY. Ze względu na ilość, jakość i dostępność zasobów węgiel brunatny powinien pełnić rolę strategicznego paliwa w polskiej energetyce przez co najmniej 50 a nawet 100 lat.

10. Strategiczne znaczenie dla polskiej energetyki ma przygotowanie do eksploatacji nowego zagłębia górniczo-energetycznego, mogącego w przyszłości zastąpić produkcję energii elektrycznej pochodzącej z dziś eksploatowanych rejonów. Najlepiej nadającymi się do górniczego zagospodarowania na dużą skalę są złoża w rejonie **Legnicy** (o zasobach około **15 mld Mg**) i **Gubina** (o zasobach około **4,5 mld Mg**), czyli o zasobach kilkakrotnie większych niż łączne dotychczasowe wydobycie w czynnych kopalniach węgla brunatnego w Polsce. Poza wymienionymi złożami strategicznymi bardzo ważnymi złożami są tzw. złoża satelickie kopalń czynnych: **Złoczew, Rogóżno, Radomierzyce czy Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska, Piaski, Koźmin, Tomisławice, Ościsłowo czy Mąkoszyn-Grochowiska.**

11. **Polska posiada wyspecjalizowane zaplecze naukowo-projektowe oraz produkcyjne w zakresie maszyn i urządzeń do eksploatacji odkrywkowej.** O możliwościach projektowych i produkcyjnych polskiego zaplecza branży paliwowo-energetycznej opartej na węglu brunatnym świadczy fakt, że polscy projektanci i inżynierowie wybudowali największą w Europie kopalnię i elektrownię w Bełchatowie. W ostatnich latach wybudowano maszyny i urządzenia dla kopalń węgla brunatnego, które nie ustępują pod względem technicznym produktom renomowanych firm światowych.

Te osiągnięcia są pewnym zabezpieczeniem, że polska gospodarka sama może zbudować nowe zagłębie górniczo-energetyczne w Legnicy czy Gubinie i kontynuować produkcję taniej energii elektrycznej w obecnie czynnych regionach górniczo-energetycznych w Belchatowie, Koninie, Turku czy w Zgorzelsku opartych o wydobycie węgla brunatnego.

12. **W Programie Operacyjnym *Innowacyjna Gospodarka* przeznaczyć odpowiednie środki finansowe** na opracowanie programu dalszego uszczegółowienia rozpoznania zasobów węgla brunatnego oraz opracowania nowych ekologicznych technologii jego przetworzenia na bezemisyjną energię elektryczną, oraz produkcji brykietu czy pyłu węglowego oraz przetwarzania na paliwa płynne i gazowe, a w tym gaz syntezowy i wodór.
13. **Polska powinna w sposób bardziej zdecydowany przyłączyć się do prac związanych z opracowaniem i szybkim wdrożeniem bezemisyjnej produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego.** Światowe firmy energetyczne prowadzą intensywne prace w tym temacie. Należy powołać pełnomocnika rządu do produkcji bezemisyjnej energii elektrycznej.
14. Właścicielem węgla brunatnego jako strategicznego paliwa dla energetyki powinien być Skarb Państwa, a nie właściciel nieruchomości gruntowej. Należy też dokonać zmiany zapisu dotyczącego opłaty eksploatacyjnej. Opłatę winno płacić się gminom na terenie górniczym, a nie tylko tym na obszarze których wydobywa się węgiel brunatny. W związku z tym należy zmienić ustawy sankcjonujące ten stan prawny.

## 12. Podsumowanie

Zagospodarowanie perspektywicznych złóż węgla brunatnego; Legnica, Gubin-Mosty, Złoczew, Rogóźno, Piaski, Koźmin, Ościsłowo, Tomisławie, Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska czy Mąkoszyn-Grochowiska pozwoliłoby za około **30-40 lat** na podniesienie poziomu wydobycia węgla brunatnego w Polsce do poziomu **ok. 100-120 mln Mg** rocznie i utrzymanie go na tym poziomie, **przez co najmniej 50-100 lat**. Ten poziom wydobycia węgla brunatnego gwarantowałby podwojenie obecnej produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego **do poziomu 15-20 tys. MW**. Ta produkcja energii elektrycznej **będzie stanowiła w tym okresie mniej niż 30% ogólnej produkcji energii elektrycznej tj. mniej niż obecnie**. Dlatego branża górnictwa węgla brunatnego nie dąży do pełnego „opanowania” rynku energii elektrycznej w XXI wieku. Pozostawia ponad 70% na energetykę z węgla kamiennego, gazu, energii odnawialnej czy energetyki atomowej. Bardzo ważnym tematem na okres maksymalnych cen ropy i gazu na świecie jest możliwość produkcji paliw płynnych i gazowych z węgla brunatnego. Produkcja taniej energii elektrycznej oraz paliw płynnych i gazowych jest dużym wkładem branży dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w naszym kraju. Dlatego uważamy, że nie zagospodarowanie największych złóż węgla brunatnego w Europie: „Legnica” i „Gubin-

Mosty” i złóż perspektywicznych w czynnych obecnie rejonach wydobywania węgla brunatnego byłoby największym „grzechem zaniechania”.

Podkreślić należy także, że w innych krajach Unii Europejskiej, gdzie prowadzi się eksploatację złóż metodą odkrywkową konflikt pomiędzy tą eksploatacją, a wymogami ekologicznymi rozwiązuje się poprzez pełną kompensację przyrodniczą (opisaną w rozdziale 9). Przykładem takiego podejścia spełniającego wymogi nadrzędnego interesu publicznego, w tym wymogi o charakterze społecznym jest górnictwo węgla brunatnego w Niemczech i eksploatacja prowadzona w rejonie Cottbus przez Vattenfall Europe Mining AG. Kopalnia węgla brunatnego Jänschwalde należąca do koncernu Vattenfall wydobywa około 15 mln Mg węgla brunatnego rocznie, które wykorzystywane jest w pobliskiej elektrowni o tej samej nazwie o mocy 3000 MW. Na obszarze terenu górniczego występuje sieć 5 obszarów NATURA 2000. Kopalnia ta prowadzi bardzo dokładny monitoring ewentualnego wpływu działalności górniczej na sieć obszarów NATURA 2000 i podejmuje wszelkie środki kompensujące konieczne do zapewnienia ochrony całkowitej spójności sieci NATURA 2000.

Przedstawiona propozycja utrzymania poziomu produkcji energii elektrycznej i paliw płynnych czy gazowych z najtańszego paliwa jakim jest węgiel brunatny jest optymalną ofertą energetyczną dla Polski na XXI wiek.

### 13. Literatura

1. Bednarczyk J.,: Struktura paliwowa energetyki i perspektywy jej rozwoju na krajowych zasobach surowcowych. Materiały Konferencyjne, Legnica 2005.
2. Gawlik L., Zaopatrzenie Europy w paliwa pierwotne, Polityka Energetyczna T.8, Zeszyt 2, Wyd. Sigmie PAN , Kraków, 2005.
3. Grudziński., Wystarczalność zasobów węgla kamiennego w Polsce w świetle planu dostępu do zasobów oraz prognoz zaopatrzenia na węgiel ,Polityka Energetyczna T.8, Zeszyt 2, Wyd. Sigmie PAN , Kraków, 2005.
4. Kasiński J.,R., Mazurek S., Piwocki M.: Waloryzacja i ranking złóż węgla brunatnego Polsce. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2006.
5. Kasztelewicz Z.,: Polskie górnictwo węgla brunatnego. Związek Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego. Redakcja „Górnictwo Odkrywkowe” Bełchatów-Wrocław 2004.
6. Kasztelewicz Z., Metoda programowania zagospodarowania złóż w wieloodkrywkowej kopalni węgla brunatnego, AGH Uczelniane Wyd. Naukowo-Dydaktyczne, Kraków 2005.
7. Kasztelewicz Z.,: Węgiel brunatny - optymalna oferta energetyczna dla Polski. Związek Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego. Redakcja „Górnictwo Odkrywkowe” Bogatynia-Wrocław 2007.

8. Kasztelewicz Z., Koziół W., Zajączkowski M.: Rola węgla brunatnego jako bezpiecznego i taniego źródła zaopatrzenia w energię pierwotną w Polsce i Unii Europejskiej. *Górnictwo Odkrywkowe* 5-6/2007, Wrocław 2007.
9. Kasztelewicz Z., Koziół W., Koziół K., Klich J., Energetyka na węglu brunatnym – perspektywy rozwoju.,: *Polski Kongres Górniczy – Polityka Energetyczna Tom 10, Zeszyt specjalny 1*, Wydawnictwo IGSMiE PAN Kraków 2007.
10. Kasztelewicz Z., Klich J., Koziół W., Zajączkowski ., Rekultywacja terenów w górnictwie węgla brunatnego w Polsce na tle rekultywacji w Niemczech oraz Republiki Czeskiej., *Górnictwo Odkrywkowe* 5-6/ 2007 , Poltegor – Instytut ,2007.
11. Kasztelewicz Z., Zajączkowski M ., Energetyka na węglu brunatnym –szanse i zagrożenia, *Problemy Bezpieczeństwa i ochrony zdrowia w polskim górnictwie*, WUG – SITG, Mysłowice , 2008.
12. Kramer M., Strobel H., Buzek L., *Międzynarodowe zarządzanie środowiskiem ,Tom I, II, III, Studia Ekonomiczne , C.H.BECK, 2005.*
13. Libicki J., Tarasewicz Z., *Projektowanie i budowa kopalni węgla brunatnego „Legnica”*. Materiały Konferencyjne, Wyższa Szkoła Menedżerska, Legnica 2005.
14. Mokrzycki E., *Podstawy gospodarki surowcami energetycznymi*, AGH Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Karków 2005.
15. Pomorski A., i inni., *Raport o oddziaływaniu na środowisko kontynuacji eksploatacji węgla brunatnego w odkrywce „Kozmin”*, Poltegor – Instytut, Wrocław 2007.
16. *Raport „Najważniejsze zagadnienia dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce. Luty 2008*
17. Ptak M.: *Kompensacja w obszarach Natura 2000. Kopaliny podstawowe i Pospolite Górnictwa Skalnego* 1/2007 (44)
18. M. Ptak.: *Wpływ ochrony przyrody na możliwość prowadzenie odkrywkowej działalności górniczej w aspekcie Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000. Materiały konferencyjne Główny Instytut Geologii, październik 2007*
19. Pacek-Łopalewska A.: *Realizacja inwestycji wymaga działań naprawczych. Gazeta Prawna nr 194, październik 2007*