

KANCELARIA SENATU
BIURO ANALIZ I DOKUMENTACJI
Dział Analiz i Opracowań Tematycznych

Energetyka – wybrane zagadnienia

Część I. Zasoby i prognoza zapotrzebowania na energię

OPRACOWANIA TEMATYCZNE

OT-580

MARZEC 2010

Spis treści

| | |
|---|----|
| Wstęp | 3 |
| Dotychczasowe zużycie energii oraz prognoza zużycia energii w Polsce..... | 7 |
| Rozwój a zapotrzebowanie na energię..... | 18 |
| Koszty wytwarzania energii elektrycznej..... | 20 |
| Prognoza cen paliw i energii..... | 27 |
| Zasoby surowców energetycznych..... | 28 |
| Odnawialne źródła energii..... | 36 |
| Energia słoneczna..... | 36 |
| Energia wodna..... | 37 |
| Energia wiatrowa..... | 38 |
| Energia z biomasy..... | 40 |
| Biogazownie..... | 41 |
| Energia geotermalna..... | 42 |
| Energetyka jądrowa..... | 43 |
| Podsumowanie..... | 47 |
| Bibliografia..... | 49 |

©Copyright by Kancelaria Senatu, Warszawa 2010

Opracowanie:
Piotr Marczak

Biuro Analiz i Dokumentacji Kancelarii Senatu
Dyrektor – Agata Karwowska-Sokołowska – tel. 022 694 94 32, fax 022 694 94 28,
e-mail: sokolows@nw.senat.gov.pl
Wicedyrektor – Ewa Nawrocka – tel.022 694 98 53,
e-mail: nawrocka@nw.senat.gov.pl
Dział Analiz i Opracowań Tematycznych tel. 022 694 98 04, fax 022 694 99 06

Energetyka – wybrane zagadnienia

Część I. Zasoby i prognoza zapotrzebowania na energię

Wstęp

Energetyka to według różnych definicji dział nauki i techniki, a także gałąź przemysłu zajmująca się pozyskiwaniem, przetwarzaniem, gromadzeniem oraz użytkowaniem różnych form i nośników energii. Użyteczne formy energii takie jak: energia mechaniczna, elektryczna czy ciepła, uzyskuje się w wyniku przetwarzania energii pierwotnych, głównie chemicznej paliw pierwotnych, jądrowej, wód, wnętrza Ziemi – energii geotermicznej, wiatru, Słońca.

Już z samej definicji wynika jak wielka sfera naszego życia jest uzależniona od energii – od różnych jej form. Jak dotkliwie odczuwamy nawet chwilowe jej braki, nie wspominając o katastroficznych wizjach. Dodatkowo ta obszerna dziedzina oddziałuje na inne obszary życia: sferę społeczną np. zatrudnienie, na środowisko czy zdrowie.

Postęp techniczny i technologiczny jakiego jesteśmy świadkami od kilku stuleci nie byłby możliwy bez tak znaczącego udziału osiągnięć w dziedzinie otrzymywania, przetwarzania, gromadzenia czy przesyłania energii. A jednocześnie ten postęp zaprowadził nas w ślepy zaułek wysokich skumulowanych kosztów w szerokim znaczeniu tego słowa – kosztów społecznych, ekonomicznych, środowiskowych.

Rozwój cywilizacyjny i poszerzanie sfery dobrobytu, ostatnio szczególnie widoczne w Azji, powoduje coraz większe zapotrzebowanie na energię. Większość dotychczas używanych technologii w tej dziedzinie wyczerpała swój potencjał. Pozyskiwanie energii prawie wyłącznie z malejących zasobów paliw pierwotnych (dotyczy to również transportu), koncentracji wielkoskalowych wytwórni energii elektrycznej i ciepłej, przesyłu energii na duże odległości i związanych z tym olbrzymich strat - jest wyzwaniem przed jakim stoi nie tylko gospodarka światowa, ale cała społeczność.

Paradoksalnie roztaczane wizje rozwoju to w znacznej mierze powrót do tworzenia źródeł energii lokalnej – rozproszonej, a nie tak jak w dobie przed rewolucją

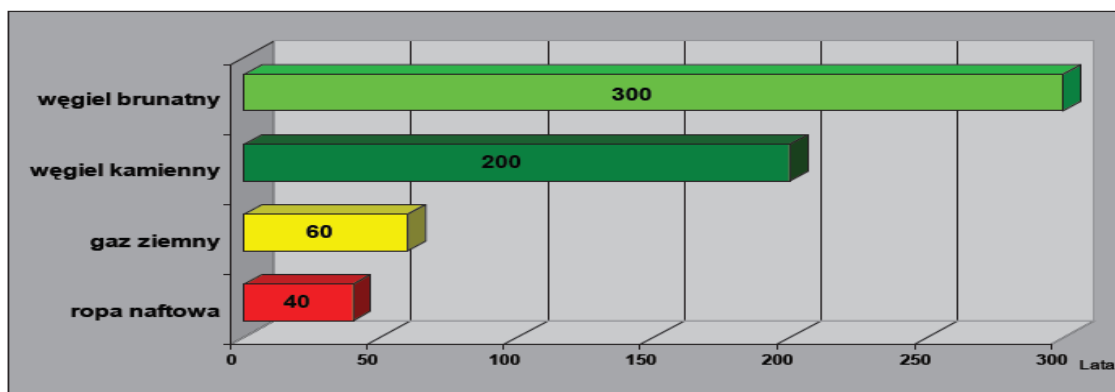
przemysłową, ale z najnowocześniejszymi technologiami, np. aktywnego domu (dodatkowo energetycznego), inteligentnych sieci przesyłowych (smart grid), a może nawet sztucznej fotosyntezy.

To jest wizja przyszłości. Teraźniejszość, jak można przypuszczać, to czas przejściowy, w którym zasadniczym problemem jest optymalne i efektywne wykorzystanie wszystkich posiadanych i dostępnych zasobów, łącznie z zasobami w sferze zarządzania, z jednoczesnym zwiększeniem rangi, w tym środków finansowych by przyspieszyć i rozszerzyć prace badawcze nad nowymi technologiami w szeroko rozumianej sferze energetyki.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono podstawowe dane o prognozowanym zapotrzebowaniu na energię, zasoby surowców energetycznych i możliwości Odnawialnych Źródeł Energii i nowe nadzieje związane z energetyką jądrową.

Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) na rok 2009 (Word Energy Outlook 2009) zużycie energii na świecie będzie dynamicznie rosło, a jej przeważająca część będzie pochodziła z paliw kopalnych: przede wszystkim z węgla oraz ropy i gazu ziemnego, co będzie wiązało się ze zwiększoną emisją zanieczyszczeń powietrza, w tym gazów cieplarnianych. W prognozie IEA z 2009 r. w Scenariuszu Referencyjnym (Raport przedstawia dwa scenariusze: Scenariusz Referencyjny – rozwój wydarzeń na rynkach energetycznych w sytuacji braku zmian dotychczasowych polityk i działań rządów oraz Scenariusz 450, obrazujący świat, w którym zostały podjęte wspólne działania w celu ograniczenia długoterminowej koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie 450 cząsteczek na milion ekwiwalentu CO₂) przewidywany światowy popyt na energię pierwotną wzrasta o 1,5% rocznie do 2030 roku, co ogółem stanowi 40-procentowy wzrost.

Rys. 1. Szacunki światowych zasobów podstawowych nośników energii pierwotnej w latach.



Źródło: Kasztelewicz Z. – Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I poł. XXI.

Paliwa kopalne pozostaną dominującym źródłem energii pierwotnej, stanowiąc ponad 75% całkowitego wzrostu zużycia energii do 2030 roku. W tej grupie w wartościach bezwzględnych najwięcej rośnie zużycie węgla, później gazu ziemnego i ropy. Jednak dominującym paliwem pierwotnym w przedstawionych szacunkach pozostanie w 2030 roku ropa naftowa, choć jej udział zmniejszy się z 34% do 30%. Ocenia się, że popyt na ropę wzrasta średnio o 1% rocznie, dochodząc do wartości dziennego wydobycia w 2030 roku na poziomie 105 mln baryłek na dzień, w porównaniu z 85 mln baryłkami w 2008 r. Praktycznie za cały wzrost (97%) szacowanego zużycia ropy odpowiada transport i to w krajach spoza OECD¹, popyt w krajach OECD zmaleje. Zasadniczy ciężar sprostania tym potrzebom będzie musiał pochodzić z krajów OPEC² dysponujących odpowiednim stanem zasobów ropy.

Prognozowany światowy popyt na energię elektryczną w zarysowanej perspektywie 2030 roku będzie wzrastał średnio o 2,5% rocznie ze wskazaniem na obszar państw spoza OECD (80%), a Chiny będą miały aż 28 % udziału w tym wzroście. Głównym paliwem do produkcji energii elektrycznej pozostanie węgiel, który osiągnie 44-procentowy udział. Zostanie dodatkowo zainstalowana moc wytwórcza równa 4800 gigawatów.

Autorzy prognozy wskazują na rosnące znaczenie państw Stowarzyszenia Narodów Azji Południowo-Wschodniej (ASEAN): Birmy, Brunei, Filipin, Indonezji, Kambodży, Laosu, Malezji, Singapuru, Tajlandii i Wietnamu, które razem stanowią jeden z najbardziej dynamicznych i różnorodnych regionów, z gospodarką tak dużą jak gospodarki Kanady i Meksyku razem oraz populacją przewyższającą liczebnie populację Unii Europejskiej. Szacuje się, że zapotrzebowanie na energię pierwotną ASEAN wzrośnie o 76% w latach 2007-2030. W przeliczeniu na średnią roczną stopę wzrostu oznacza to wynik 2,5% i jest to najwyższa średnia stopa wzrostu w stosunku do pozostałych regionów. Wspomniane wyżej Chiny i Indie łącznie z państwami ASEAN wskazują na rosnące znaczenie Azji w gospodarce światowej, a szczególnie w sferze energetycznej.

¹ Organisation for Economic Co-operation and Development – Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju.

² Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową. Celem organizacji jest kontrolowanie światowego wydobycia ropy, poziomu cen i opłat eksploatacyjnych.

Obecny kryzys spowodował spadek zapotrzebowania na energię szacowany jako krótkotrwały okres, po którym nastąpi powrót do tendencji wcześniejszej - wzrostu zużycia energii.

Obserwowane w ostatnich latach trendy na światowych rynkach węgla energetycznego w krajach o największej produkcji i zużyciu węgla świadczą o tym, że sytuacja może nie rozwijać się w sposób przewidywany w prognozach³. Jeśli najwięksi producenci będą w większym stopniu przeznaczać swój węgiel na potrzeby krajowe, to zmniejszona ilość węgla w eksporcie, dostępna dla krajów nieposiadających dostatecznych zasobów własnych surowców energetycznych, może je postawić w trudnej sytuacji. Największa niepewność dotyczy rozwoju sytuacji w Chinach, Indiach i Rosji, gdzie rosnący popyt wewnętrzny może powodować znaczące ograniczenie eksportu lub znaczny wzrost importu. Rosja, jeden z większych eksporterów węgla, importuje prawie cały węgiel z Kazachstanu. Chiny wprowadziły poważne ograniczenia w eksporcie węgla. Eksport węgla z Kolumbii do państw Azji ulega zwiększeniu kosztem eksportu do Europy, gdzie proponowane ceny są niższe od cen na rynkach wschodnich. Może to spowodować zmniejszenie podaży na światowym rynku węgla i wpływać na jego cenę.

Problemy te były znane Europie znacznie wcześniej. Wysoki poziom importu w państwach Unii Europejskiej ropy i gazu z obszarów o niestabilnej sytuacji politycznej i wzrost cen energii wymusiły poszukiwanie nowych rozwiązań. Europejska polityka energetyczna wyznaczyła trzy zasadnicze kierunki: ograniczenie zależności od importu surowców energetycznych, skuteczniejsza ochrona środowiska, w tym przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, oraz wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego. W ramach realizacji tej polityki UE zobowiązała się podjąć działania mające na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w UE i na całym świecie do poziomu, przy którym globalny wzrost temperatury zostanie ograniczony do 2°C ponad poziom sprzed epoki przemysłowej.

W Polsce, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”⁴ zawiera prognozy i przewidywane kierunki zaspokojenia potrzeb w zakresie energii. Zdefiniowano następujące podstawowe kierunki polskiej polityki energetycznej, które współgrają z wyznaczonymi celami Unii Europejskiej w dziedzinie polityki energetycznej:

³ Lorenz U., Grudziński Z., 2007 - Perspektywy dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego Polityka Energetyczna, t. 10, z. spec. 2.

⁴ M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.

- Poprawa efektywności energetycznej,
- Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Zadania te są w większości powiązane ze sobą – współzależne. Wymieniona na pierwszym miejscu poprawa efektywności energetycznej wpływa na zmniejszenie zapotrzebowania na energię a jednocześnie skutkuje obniżeniem emisji zanieczyszczeń atmosfery przy produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Ułatwia utrzymanie poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii.

Dotychczasowe zużycie energii oraz prognoza zużycia energii w Polsce

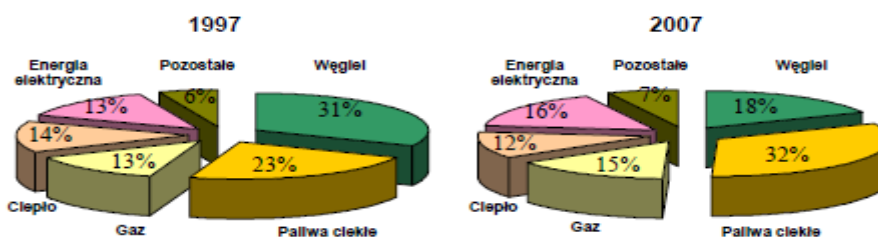
W pierwszej połowie lat 90-tych, nastąpił wzrost zużycia energii pierwotnej i finalnej, aż do roku 1996. Potem można było obserwować wyraźną tendencję malejącą. Następnie po roku 2002 rozpoczął się powolny wzrost zużycia, aż do roku 2008.

Polska energetyka tradycyjnie była ukierunkowana na wykorzystanie własnych zasobów naturalnych - węgla kamiennego i brunatnego. Obecnie obserwuje się znaczny spadek udziału paliw węglowych w krajowym zużyciu energii (porównanie lat 1997 – 2007)⁵ na rzecz wzrostu znaczenia paliw ropopochodnych i nieznaczny wzrost udziału gazu i elektryczności (rys. 2). Wprowadzone programy modernizacyjne i restrukturyzacja gospodarki oraz okresowo zmniejszona aktywność gospodarki zaowocowały spadkiem zużycia energii w latach 1996 - 2002. Również wdrażane programy poprawy efektywności energetycznej oraz urynkwienie cen energii wzmocniły tę tendencję. Natomiast nieustanny rozwój transportu drogowego i sektora usług spowodował wzrost udziału tych sektorów w krajowym zużyciu energii. Z kolei w sektorze gospodarstw domowych wprowadzenie systemu termomodernizacji oraz wzrost efektywności systemów grzewczych w latach 1997 – 2007 spowodowały znaczną redukcję zużycia energii - około 18%. Przemysł dzięki restrukturyzacji i podejmowaniu przez przedsiębiorstwa wysiłku zmniejszenia energochłonności zredukował w tym okresie

⁵ Efektywność wykorzystania energii w latach 1997 – 2007. GUS, Warszawa 2009.

zużycie energii o około 7%. W rolnictwie zużycie energii zaczęło maleć dopiero od roku 2000.

Rys. 2. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce według nośników.



Źródło: Efektywność wykorzystania energii w latach 1997 – 2007. GUS 2009.

Mimo znacznego spadku wydobycia i zmniejszenia szacowanych zasobów węgla kamiennego i brunatnego, kopaliny te nadal są cennym bogactwem naturalnym i zapewniają nam wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego wśród państw europejskich. W prognozie rządu na lata 20. i 30. tego stulecia zakłada się zmniejszenie wydobycia węgla brunatnego i kamiennego do poziomu odpowiednio 44 - 46 mln ton i 34 – 37 mln ton przy dzisiejszym wydobyciu około 60 i 80 mln ton (tabela 1).

W projekcie badawczym tzw. foresight⁶ dla górnictwa przygotowanym przez Główny Instytut Górnictwa (GIG), określono konieczne działania i priorytetowe technologie dla optymalnego funkcjonowania i rozwoju górnictwa. Zasadniczą sprawą jest powiększenie bazy operatywnej węgla - budowa nowych kopalń (są to inwestycje kosztowne i długotrwałe) oraz zmiana sposobu gospodarowania złożami. Konieczne jest wydobywanie węgla nie tylko z klasycznych wydajnych ścian wydobywczych, ale również z trudnodostępnych np. z cienkich pokładów, stosując odpowiednie technologie. Pozostawione w kopalniach trudne do eksploatacji pokłady po zamknięciu kopalni zostają stracone bezpowrotnie. Według szacunków GIG w czynnych kopalniach znajduje się około 1 mld ton takich pokładów.

Według profesora Józefa Dubińskiego, dyrektora GIG, możliwy i potrzebny będzie w przyszłości poziom rocznego wydobycia węgla wielkości rzędu 100 mln ton jeśli weźmie się pod uwagę spodziewany wzrost zapotrzebowania na energię.⁷

⁶ Budowanie średnio- i długoterminowej wizji przyszłości. Foresight stosuje się najczęściej jako źródło diagnoz istotnych problemów gospodarczych i społecznych w różnych horyzontach czasowych oraz jako instrument prognozowania i podejmowania decyzji zarówno przez rządy, jak i instytucje biznesowe i publiczne.

⁷ Artykuł ; „Eksperci: bez inwestycji do 2020 roku zasoby węgla zmaleją o 1/3”. Gazeta Prawna 2008.06.23/PAP.

Udział ropy naftowej i gazu ziemnego według Polityki energetycznej do 2030 roku, wzrośnie odpowiednio o około 30% i 40%. Dość znaczny wzrost zapotrzebowania na gaz będzie spowodowany, jak się przewiduje, po części wzrostem cywilizacyjnym oraz rozwojem wysokosprawnych źródeł w technologii parowo-gazowej oraz koniecznością budowy źródeł gazowych w elektroenergetyce potrzebnych do zapewnienia mocy szczytowej i rezerwowej dla elektrowni wiatrowych.

Udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii pierwotnej⁸ wzrośnie do poziomu 12% w 2020 i 12,4% w 2030 r. Wzrost w latach 2006–2030 wyniesie według prognozy rządowej aż 300%. Planuje się, że w roku 2020 pojawi się z nowowytbudowanych reaktorów energia jądrowa, w ilości około 2,5% .

Szacowany wzrost zapotrzebowania na energię finalną⁹ ogółem wyniesie około 29% w perspektywie 2030 roku (Tabela nr 2). W trzech sektorach spodziewany jest wzrost zużycia energii. Najwięcej w usługach – o 91%, w transporcie o 64% i o 15% w przemyśle. W rolnictwie i gospodarstwach domowych nie przewiduje się zmian. Zapotrzebowanie na energię będzie oscylowało w pierwszym sektorze między 4 a 5 Mtoe, w drugim w granicach 19 – 20 Mtoe.

⁸ Energia pierwotna – jest to suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii, takich jak: węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny, torf dla celów opałowych, drewno opałowe, paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe, odpady komunalne, metanol, etanol, energia wody, wiatru, słońca i geotermalna

⁹ Energia finalna – ilość energii użytecznej uzyskana z paliwa po uwzględnieniu strat wynikających z konwersji, transportu itp.

Tabela 1. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na nośniki [Mtoe, jednostki naturalne].

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

^{*)} – wartość opałowa węgla brunatnego 8,9 MJ/kg

^{**)} – wartość opałowa węgla kamiennego 24 MJ/kg

^{***)} – wartość opałowa gazu ziemnego 35,5 MJ/m³

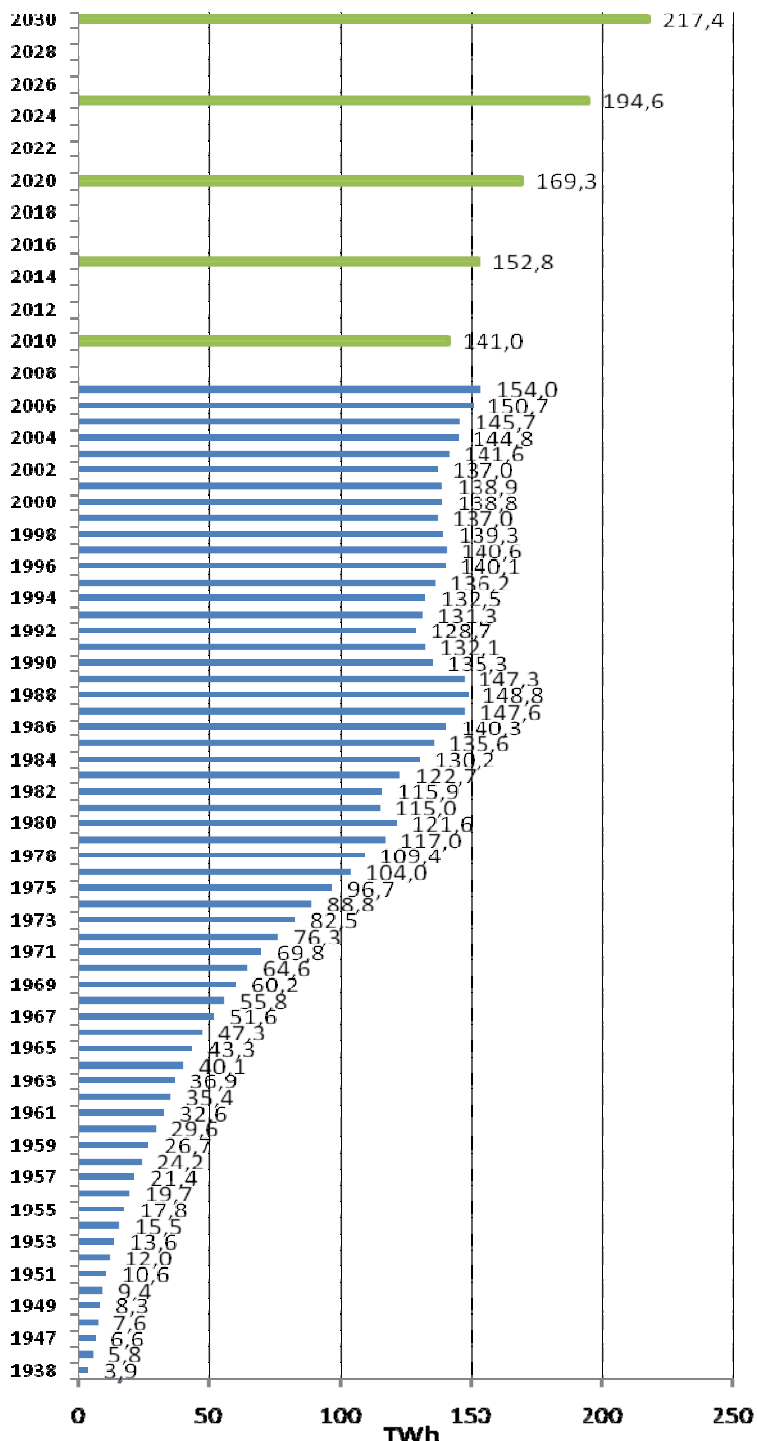
Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Tabela 2. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na sektory gospodarki [Mtoe].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Przemysł | 20,9 | 18,2 | 19,0 | 20,9 | 23,0 | 24,0 |
| Transport | 14,2 | 15,5 | 16,5 | 18,7 | 21,2 | 23,3 |
| Rolnictwo | 4,4 | 5,1 | 4,9 | 5,0 | 4,5 | 4,2 |
| Usługi | 6,7 | 6,6 | 7,7 | 8,8 | 10,7 | 12,8 |
| Gospodarstwa domowe | 19,3 | 19,0 | 19,1 | 19,4 | 19,9 | 20,1 |
| RAZEM | 65,5 | 64,4 | 67,3 | 72,7 | 79,3 | 84,4 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Rys. 3. Zużycie energii elektrycznej w latach 1938 – 2007 oraz prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2010 – 2030.



Źródło: Maciejewski Z. 2007 - Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 roku. Polityka Energetyczna, t.10 z. spec nr 2., Zaporowski B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531-542. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.). Modyfikacja własna.

Tabela 3. Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Energia finalna | 111,0 | 104,6 | 115,2 | 130,8 | 152,7 | 171,6 |
| Sektor energii | 11,6 | 11,3 | 11,6 | 12,1 | 12,7 | 13,3 |
| Straty przesyłu i dystrybucji | 14,1 | 12,9 | 13,2 | 13,2 | 15,0 | 16,8 |
| Zapotrzebowanie netto | 136,6 | 128,7 | 140,0 | 156,1 | 180,4 | 201,7 |
| Potrzeby własne | 14,1 | 12,3 | 12,8 | 13,2 | 14,2 | 15,7 |
| Zapotrzebowanie brutto | 150,7 | 141,0 | 152,8 | 169,3 | 194,6 | 217,4 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Przewiduje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną średniorocznie w pięcioletnich okresach o: 2,12 TWh do 2015 roku, 3,12 TWh do 2020 r., 4,38 TWh do 2025 r. i 3,7 TWh do 2030 r. Daje to średniorocznie 2 – 3% wzrost popytu. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie do ok. 34,5 MW z obecnych 23,5 MW.

W tabeli 3 pokazano również udział strat przesyłu i dystrybucji – wynoszą one od 12,9 do 16 TWh, i z biegiem czasu maleją od 9,4% w 2006 r. do 7,7% w okresie 2025 – 2030.

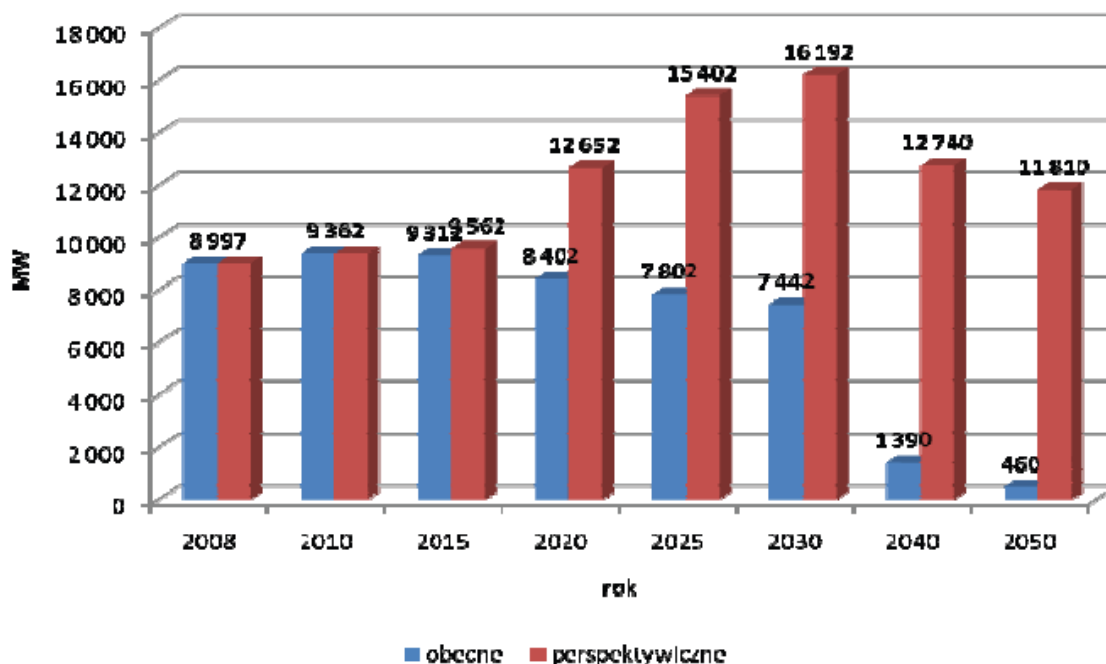
Według założeń rządu łączny udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji prądu będzie systematycznie maleć z poziomu 92% w 2006 roku do 57% w roku 2030, na rzecz wzrostu udziału energii odnawialnej, wprowadzonej w 2020 r. energii jądrowej oraz gazu i w niewielkim stopniu ropy naftowej (Tabela 4).

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa [TWh].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Węgiel kamienny | 86,1 | 68,2 | 62,9 | 62,7 | 58,4 | 71,8 |
| Węgiel brunatny | 49,9 | 44,7 | 51,1 | 40,0 | 48,4 | 42,3 |
| Gaz ziemny | 4,6 | 4,4 | 5,0 | 8,4 | 11,4 | 13,4 |
| Produkty naftowe | 1,6 | 1,9 | 2,5 | 2,8 | 2,9 | 3,0 |
| Paliwo jądrowe | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 10,5 | 21,1 | 31,6 |
| Energia odnawialna | 3,9 | 8,0 | 17,0 | 30,1 | 36,5 | 38,0 |
| Wodne pompowe | 0,97 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Odpady | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| RAZEM | 147,7 | 128,7 | 140,1 | 156,1 | 180,3 | 201,8 |
| Udział energii z OZE [%] | 2,7 | 6,2 | 12,2 | 19,3 | 20,2 | 18,8 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Rys. 4. Moc elektrowni (MW) opalanych węglem brunatnym z wykorzystaniem dotychczasowych i perspektywicznych źródeł w I połowie XXI wieku.



Źródło: Kasztelewicz Z. – Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I poł. XXI, AGH Kraków, Warszawa, 4 lutego 2010 r., www.mg.pl

Tabela 5. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015-2030.

| Wielkość | Lata | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--|------|---------|---------|---------|--------|
| Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh] | | 180,558 | 199,351 | 220,351 | 243 |
| Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW] | | 36 700 | 40 300 | 44 500 | 49 000 |
| Przewidywana moc osiągalna w istniejących w 2008 r. jednostkach wytwórczych w Kraju [MW] | | 31 200 | 29 900 | 22 300 | 17 100 |
| Przewidywana moc w elektrowni jądrowej Ignalina [MW] | | – | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| Wymagane nowe inwestycje w Kraju [MW] | | 5 500 | 9 400 | 21 200 | 30 900 |

Źródło: Zaporowski B. 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531-542.

Przedstawione w tabeli 5 prognozy zużycia energii elektrycznej brutto i odpowiednia do tego wymagana moc zainstalowana są wyższe od ostatnich propozycji rządowych średnio o około : w 2015 r. - 28 TWh, w 2020 r. – 30 TWh, w 2025 r. – 26 TWh, w 2030 r. – 26 TWh. Wymagane nowe inwestycje w moce wytwórcze według Zaporowskiego powinny wynosić do 2015 roku 5 500 MW, do 2020 r. 9400 MW

i łącznie do 2030 r. ponad 30 000 MW, co powinno skutkować średniorocznym przyrostem mocy około 1500 MW w perspektywie najbliższych 20 lat. W aktualnym programie rządowym „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” przewiduje się wzrost mocy wytwórczych w latach: 2011-2015 – o około 2000 MW, 2016-2020 – 2600 MW. Łącznie w tym okresie nastąpi wzrost nowych mocy o 4600 MW. Jednocześnie planowane i prognozowane jest wycofanie bloków energetycznych o mocy: 2900 MW w latach 2011 – 2015, 4125 MW w latach 2016 – 2020, 2800 MW w latach 2021 – 2025 i 4500 MW w latach 2026 – 2030. Tak więc w okresie 2011 – 2020 zostanie wyłączonych z eksploatacji 7000 MW mocy.

Przedstawiona przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy w listopadzie 2004 roku długoterminowa prognoza zapotrzebowania na paliwo i energię w latach 2015, 2020, 2025, przygotowana w czterech wariantach, mieściła się odpowiednio w przedziałach: 184,1 – 191,7; 211,9 – 225,6; 252,7 – 273,1 TWh. Przyjęty dla tych obliczeń PKB przekraczał 5% przez kolejne lata.

Natomiast Maciejewski¹⁰ w roku 2007, przedstawił ostrożne prognozy dotyczące zapotrzebowania na energię elektryczną w tych samych latach, zaczynając od 2015 roku: 168,1 – 171,1; 174,5 – 179,0 (2020); 181,1 – 187,1 TWh (2025).

Z tych czterech prognoz najniższe wartości przyjęto w aktualnej wersji rządowej. Biorąc pod uwagę planowane wyłączenia mocy wytwórczych – 7000 MW i wzrost mocy o 4600 MW oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 12 TWh do 2015 roku i 28 TWh do 2020 r., można spodziewać się wystąpienia deficytu energii elektrycznej, chociaż w Polityce Energetycznej nie przewidziano importu energii elektrycznej. Zwracają na to uwagę prof. Władysław Mielczarski - szacując niedobór energii elektrycznej na 10 TWh (około 5-8% poziomu zapotrzebowania) oraz prof. Krzysztof Żmijewski - przedstawiając potrzebę oddawania co roku przez 10 lat 1000 MW nowych mocy w elektrowniach systemowych i tyle samo z odnawialnych źródeł energii¹¹.

Wspomniany Z. Maciejewski w cytowanej publikacji przedstawił wyniki analizy kilku prognoz dotyczących kształtowania się popytu na energię elektryczną. Wyniki części z nich odbiegały znacząco od wartości rzeczywistych. Stąd zwrócił uwagę na potrzebę przygotowania bardziej wiarygodnych prognoz dotyczących zapotrzebowania na energię elektryczną w wyspecjalizowanych ośrodkach, jak również konieczność

¹⁰ Maciejewski Z., 2007– Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 roku. Polityka Energetyczna t. 10, z. spec. 2, s. 71- 85.

¹¹ Artykuł: Łakoma A., Elektrownie nie zdążą z nowymi inwestycjami. Rzeczpospolita, 6-7 marca 2010 r.

przyjmowania odpowiedzialności zespołów za wyniki prognoz i analizowanie w razie potrzeby przyczyn rozbieżności.

Zarówno niedoszacowanie jak i przeszacowanie prognozowanych wartości czyni analizę bezwartościową, a w szczególnych sytuacjach może też być szkodliwe dla gospodarki i przede wszystkim dla elektroenergetyki, w której inwestycje planuje się, realizuje i eksploatuje przez dziesiątki lat, angażując znaczne środki finansowe.

Udział energii odnawialnej w produkcji prądu w latach 2020-2030 został zaprojektowany przez rząd na wysokim poziomie 19-20%. Wynika to przede wszystkim z zapisów przyjętego przez UE pakietu klimatyczno-energetycznego, który zobowiązuje Polskę między innymi do wzrostu udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej do 15% oraz do 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych w roku 2020. W tabeli 7 przedstawiono udział rodzajów energii we wzroście energii finalnej. Prognozuje się wzrost wszystkich nośników energii ze źródeł odnawialnych w rozpatrywanym okresie. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrośnie ponad dziewięciokrotnie i największy udział w tym będzie miała energia wiatru (wzrost 70-krotny) oraz biogazu (wzrost 43-krotny), biomasy stały (6-krotny). Wytworzenie energii cieplnej zwiększy się niecałe 2 razy, przy czym największą nadzieję pokłada się w produkcji ciepła z energii słonecznej (wzrost o 38 razy), biogazu (wzrost trzydziestokrotny) i geotermii – wzrost dziesięciokrotny. Wzrost produkcji biopaliw transportowych szacuje się na prawie 20-krotny. Przede wszystkim są to: bioetanol i biodiesel z rzepaku i wprowadzone w roku 2020 paliwa II generacji – bioetanol II generacji i biodiesel II generacji i od roku 2025 biowodór (Tabela7).

Tabela 6. Potencjał ekonomiczny oraz możliwości jego wykorzystania – potencjał rynkowy odnawialnych zasobów energii.

| Potencjały odnawialnych zasobów energii | Potencjał ekonomiczny EC BREC IEO | Potencjał rynkowy do 2020 r. EC BREC IEO | | Potencjał rynkowy do 2030 r. ARE S.A. | |
|--|-----------------------------------|--|----------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| | | | | | |
| Energetyka wodna | 5 TWh | 3.1 TWh | 1015 MW _e | 3.1 TWh | 1015 MW _e |
| Energetyka wiatrowa | 124 TWh | 33.5 TWh _e | 15250MW _e | 40 TWh _e | 17450MW _e |
| - na lądzie | 105 TWh | 31.5 TWh _e | 15750MW _e | 35 TWh _e | 17500MW _e |
| - na morzu | 19 TWh | 1.7 TWh _e | 550 MW _e | 5 TWh _e | 1650 MW _e |
| Fotowoltaika | - | 0.005TWh _e | 7 MW _p | 0.05TWh | 70 MW _p |
| Słoneczna termiczna | 83153 TJ | 19263 TJ | 10848MW _t | 25250 TJ | 14145MW _t |
| - przygotowanie cwu | 36492 TJ | 14597 TJ | 8100 MW _t | 18250 TJ | 10100MW _t |
| - ogrzewanie | 46661 TJ | 4666 TJ | 2150 MW _t | 7000 TJ | 3250 MW _t |
| Energia geotermalna | - | 12367 TJ | 1067 MW _t | 20000 TJ | 1700 MW _t |
| - głęboka | - | 4050 TJ | 250 MW _t | 8100 TJ | 500 MW _t |
| - pompy ciepła | - | 8167 TJ | 755 MW _t | 12000 TJ | 1100 MW _t |
| Biomasa | | | | | |
| - drewno opałowe (ciepłownie) | 24452 TJ | 24452 TJ | 1540 MW _t | 24452 TJ | 1540 MW _t |
| - odpady stałe suche (małe kotły) | 165931 TJ | 149338 TJ | 16000MW _t | 150000TJ | 16000 MW _t |
| - odpady mokre-biogaz *) (kogeneracja) | 123066 TJ | 72609 TJ | | 80000 TJ | |
| | | 8.3 TWh _e | 1510 MW _e | 9 TWh _e | 1640 MW _e |
| | | 42711 TJ | 2150 MW _t | 47060 TJ | 2340 MW _t |
| - uprawy energetyczne | 286719 TJ | 250307 TJ | | 286719 TJ | |
| - celulozowe-kogeneracja *) | 145600 TJ | 109188 TJ | | 120600 TJ | |
| | | 7 TWh _e | 1075 MW _e | 7.7 TWh _e | 1180 MW _e |
| | | 83990 TJ | 3585 MW _t | 92768 TJ | 3940 MW _t |
| - kiszonki kukurydzy -biogaz (kogeneracja) | 81638 TJ | 81638 TJ | | 81638 TJ | |
| | | 9.3 TWh _e | 1690 MW _e | 9.3 TWh _e | 1690 MW _e |
| | | 48022 TJ | 2410 MW _t | 48022 TJ | 2410 MW _t |
| - cukrowo-skrob._bioetanol | 21501 TJ | 21501 TJ | | 21501 TJ | |
| - Rzepak_biodiesel | 37980 TJ | 37980 TJ | | 37980 TJ | |
| -celulozowe_biopaliwa II generacji | - | - | | 25000 TJ | |

*) Zakładane współczynniki skojarzenia (stosunek wytworzonej energii elektrycznej do ciepła):

dla systemów kogeneracyjnych na paliwa stałe – 0.3

dla systemów kogeneracyjnych na biogaz – 0.7

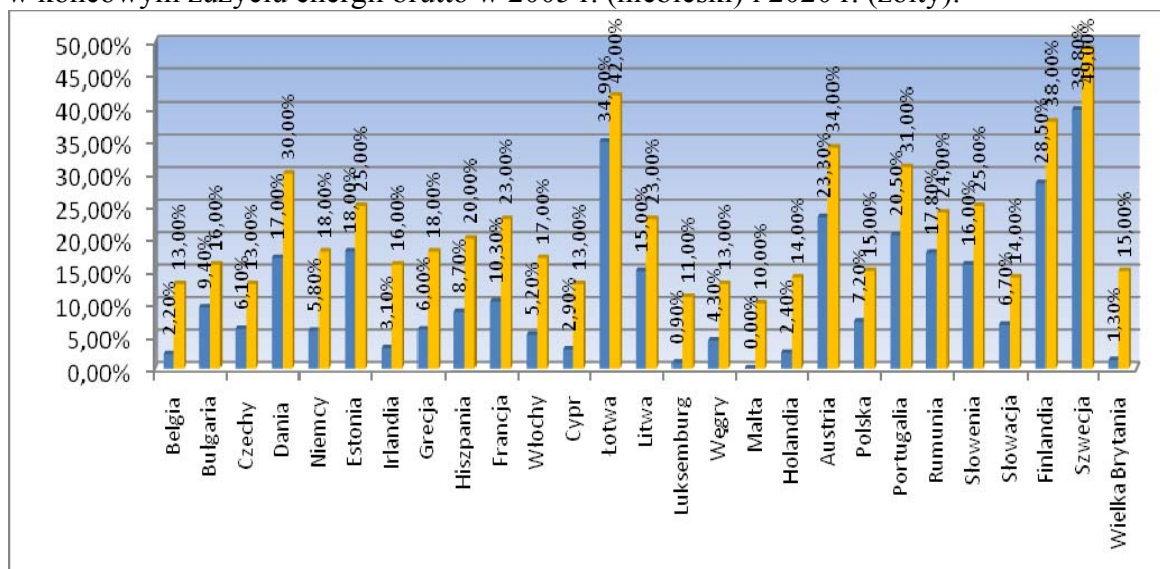
Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Tabela 7. Zapotrzebowanie na energię finalną brutto z OZE w podziale na rodzaje energii [ktoe].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Energia elektryczna | 370,6 | 715,0 | 1516,1 | 2686,6 | 3256,3 | 3396,3 |
| <i>Biomasa stała</i> | 159,2 | 298,5 | 503,2 | 892,3 | 953,0 | 994,9 |
| <i>Biogaz</i> | 13,8 | 31,4 | 140,7 | 344,5 | 555,6 | 592,6 |
| <i>Wiatr</i> | 22,0 | 174,0 | 631,9 | 1178,4 | 1470,0 | 1530,0 |
| <i>Woda</i> | 175,6 | 211,0 | 240,3 | 271,4 | 276,7 | 276,7 |
| <i>Fotowoltaika</i> | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,1 | 2,1 |
| Ciepło | 4312,7 | 4481,7 | 5046,3 | 6255,9 | 7048,7 | 7618,4 |
| <i>Biomasa stała</i> | 4249,8 | 4315,1 | 4595,7 | 5405,9 | 5870,8 | 6333,2 |
| <i>Biogaz</i> | 27,1 | 72,2 | 256,5 | 503,1 | 750,0 | 800,0 |
| <i>Geotermia</i> | 32,2 | 80,1 | 147,5 | 221,5 | 298,5 | 348,1 |
| <i>Słoneczna</i> | 3,6 | 14,2 | 46,7 | 125,4 | 129,4 | 137,1 |
| Biopaliwa transportowe | 96,9 | 549,0 | 884,1 | 1444,1 | 1632,6 | 1881,9 |
| <i>Bioetanol cukro-skrobiowy</i> | 61,1 | 150,7 | 247,6 | 425,2 | 443,0 | 490,1 |
| <i>Biodiesel z rzepaku</i> | 35,8 | 398,3 | 636,5 | 696,8 | 645,9 | 643,5 |
| <i>Bioetanol II generacji</i> | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 210,0 | 240,0 | 250,0 |
| <i>Biodiesel II generacji</i> | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 112,1 | 213,0 | 250,0 |
| <i>Biowódór</i> | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 90,8 | 248,3 |
| OGÓŁEM Energia finalna brutto z OZE | 4780 | 5746 | 7447 | 10387 | 11938 | 12897 |
| Energia finalna brutto | 61815 | 61316 | 63979 | 69203 | 75480 | 80551 |
| % udziału energii odnawialnej | 7,7 | 9,4 | 11,6 | 15,0 | 15,8 | 16,0 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Rys. 5. Krajowe cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2005 r. (niebieski) i 2020 r. (żółty).



Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

Na rysunku 5 przedstawiono zobowiązania poszczególnych państw europejskich, mających zróżnicowany potencjał naturalny, do uzyskania odpowiedniego udziału energii odnawialnej w całym bilansie energii tak, by cała Wspólnota w roku 2020 mogła uzyskać 20% udziału energii z OZE w całym bilansie.

Podstawą prawną jest uchwalona przez Parlament Europejski i Radę dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych. Ustanowiono w niej m.in. wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych, obowiązkowe ogólne cele krajowe w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto i w odniesieniu do udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie (10% dla każdego kraju) oraz dostępu energii ze źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej.

Rozwój a zapotrzebowanie na energię

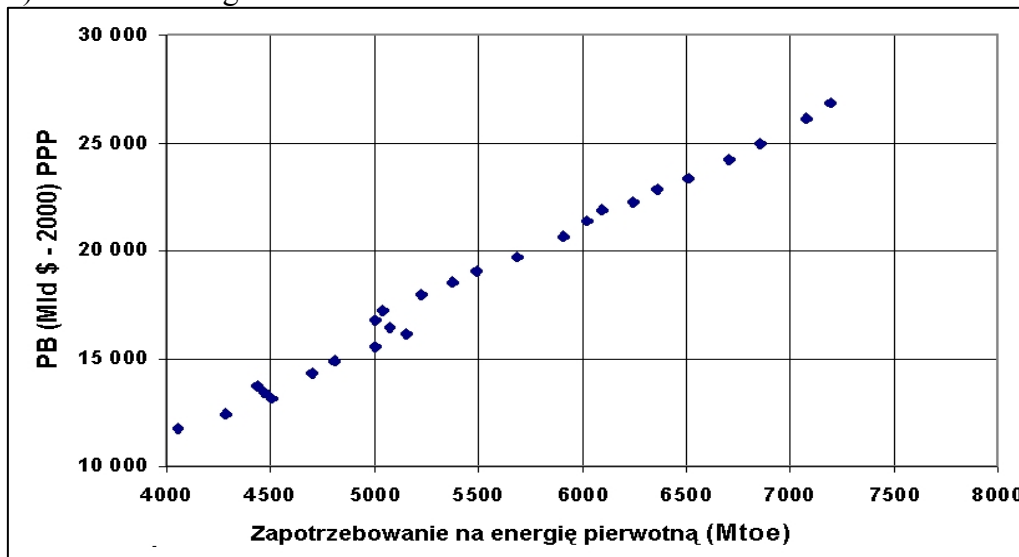
Syntetyczny obraz rozwoju gospodarczego Polski można prześledzić na rysunku 3, gdzie pokazano zużycie energii elektrycznej od 1938 roku aż do lat nam współczesnych i dodatkowo prognozę do 2030 r.

Przyjmuje się, że przyrost PKB jest związany ze zwiększonym zapotrzebowaniem na energię, w szczególności energię elektryczną w krajach o stabilnej gospodarce rynkowej (rys. 6 i 7). Polska zajmuje jedno z ostatnich miejsc w Unii Europejskiej pod względem zużycia energii elektrycznej na mieszkańca rocznie. Dlatego też wzrost gospodarczy kraju będzie związany ze zwiększonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Ministerstwo Gospodarki przedstawiło szacunki, w których wzrost PKB o 1% pociąga za sobą wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 0,7 – 0,8% (Krzysztof Zaręba 2007) .

Porównując dwa systemy gospodarcze: rynkowy i gospodarki planowej zauważono, że produktywność w systemie rynkowym była dwukrotnie większa niż w gospodarce planowej. Podobną różnicę zaobserwowano w produktywności energii elektrycznej. Dlatego też w państwach transformacji gospodarczej, przejście z gospodarki planowej do systemu rynkowego nie musi wiązać się od razu ze wzrostem zapotrzebowania na energię. Zwykle początkowo obserwuje się spadek zapotrzebowania a potem niewielki wzrost. Wynika to ze zmiany struktury przemysłu, wprowadzania nowych technologii, zwiększenia efektywności energetycznej, co skutkuje obniżoną energochłonnością gospodarki i wykorzystaniem istniejących rezerw. Takie doświadczenie pozwala na konstruowanie dokładniejszych prognoz. Obecnie uważa się,

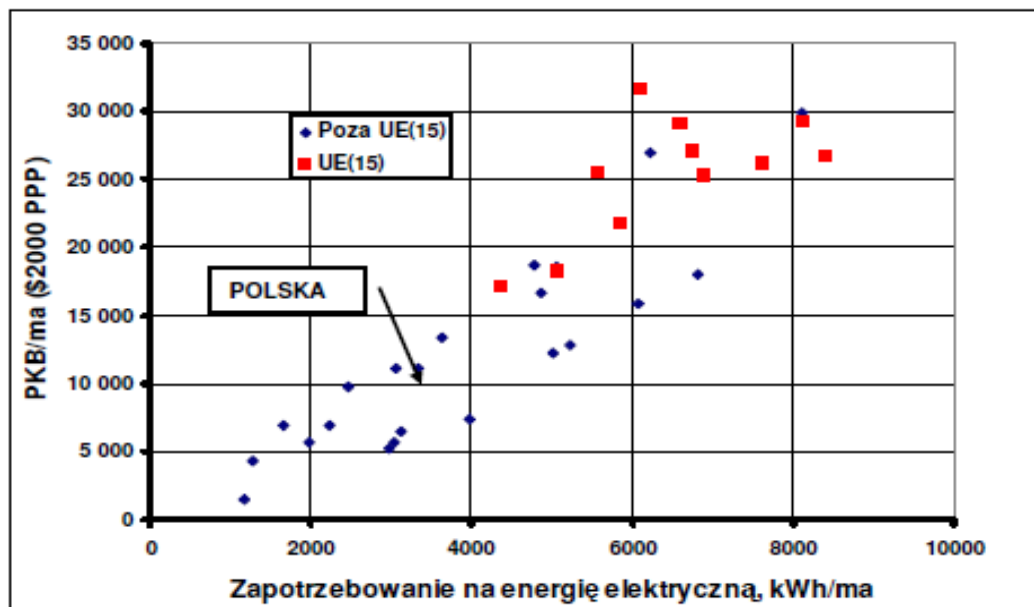
że Polska wyczerpuje proste rezerwy i zwiększenie efektywności energetycznej będzie wiązało się z coraz większymi kosztami.

Rys. 6. Zależność pomiędzy zapotrzebowaniem na energię pierwotną a Produktem Brutto krajów z gospodarką rynkową w świecie w latach 1971 – 97 wyrażoną w sile nabywczej (PPP) w USD według wartości roku 2000.



Źródło: Chwasczewski S. – Dlaczego energetyka jądrowa w Polsce?

Rys. 7. Zależność PKB na mieszkańca rocznie w USD (ceny według 2000 r.) obliczonego według siły nabywczej (PPP) od zapotrzebowania na energię elektryczną netto w Unii Europejskiej (bez uwzględnienia Finlandii, Islandii, Luksemburga, Norwegii i Szwecji) kWh/ma. Dane z 2003 r.



Źródło: Chwasczewski S. – Dlaczego energetyka jądrowa w Polsce?

Koszty wytwarzania energii elektrycznej

W tabeli 8 i 9 pokazano wyniki obliczeń jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem opłat za emisję CO₂. W rocznych kosztach elektrowni i elektrociepłowni uwzględniono koszty: kapitałowe, paliwa, remontów, obsługi, akcyzy, opłat środowiskowych i koszty finansowe.

Biorąc pod uwagę koszty wytwarzania energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa elektroenergetycznego, można stwierdzić, że strategicznymi paliwami dla elektrowni systemowych w Polsce, co najmniej do roku 2020, będzie węgiel brunatny i kamienny¹². Źródłem najtańszej energii elektrycznej z elektrowni systemowych są parowe bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym. Również w najbliższym czasie takie systemy, opalane jednakże węglem kamiennym muszą zastąpić przestarzałe i wyeksploatowane o niskiej sprawności bloki energetyczne. Zbudowane w ich miejsce wysokosprawne bloki na parametry nadkrytyczne, przy tym samym zużyciu węgla, będą wytwarzać znacznie większe ilości energii elektrycznej. Zdaniem Zaporowskiego po roku 2020 powinien rozpocząć się proces wprowadzania do eksploatacji bloków typu IGCC opalanych zarówno węglem brunatnym jak i kamiennym, przy równoczesnej produkcji w nich wodoru i innych paliw.

Tabela 8. Wyniki obliczeń jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych.

| Technologia | Jednostkowe nakłady inwestycyjne | Czas wykorzystania mocy zainstalowanej godz./rok | Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh] przy opłacie za emisję CO ₂ | |
|--|----------------------------------|---|---|---|
| | mln zł/MW | | 0 zł/MgCO ₂ 0 €/MgCO ₂ | 74 zł/MgCO ₂ 20 €/MgCO ₂ |
| Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym | 4,4 | 6 400 | 171 | 233 |
| Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym | 4,3 | 6 400 | 196 | 258 |
| Blok IGCC opalany węglem brunatnym | 5,2 | 6 400 | 185 | 240 |
| Blok IGCC opalany węglem kamiennym | 5,1 | 6 400 | 208 | 258 |
| Blok CCGT opalany gazem ziemnym | 1,9 | 6 400 | 231 | 247 |
| Blok jądrowy z reaktorem EPR | 7,8 | 6 400 | 234 | 234 |
| Elektrownia wiatrowa | 4,8 | 1 520 | 368 | 368 |

Źródło: Zaporowski B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531-542.

¹² Zaporowski B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531-542.

Tabela 9. Wyniki obliczeń jednostkowych, zdyskontowanych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrociepłowniach.

| Technologia | Jednostkowe nakłady inwestycyjne | Czas wykorzystania mocy zainstalowanej | Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh] przy opłacie za emisję CO ₂ | |
|--|----------------------------------|--|---|---|
| | mln zł/MW | godz./rok | 0 zł/MgCO ₂ 0 €/MgCO ₂ | 74 zł/MgCO ₂ 20 €/MgCO ₂ |
| Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-przeciwprężną | 7,0 | 4 400 | 171 | 233 |
| Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-kondensacyjną | 7,1 | 6 400(e) 4 800(e) | 196 | 258 |
| Ciepłowniczy blok z turbiną upustowo-kondensacyjną na parametry nadkrytyczne | 4,5 | 6 400(e) 4 800(e) | 185 | 240 |
| Ciepłowniczy blok gazowo-parowy | 3,2 | 6 400(e) 4 800(e) | 208 | 258 |

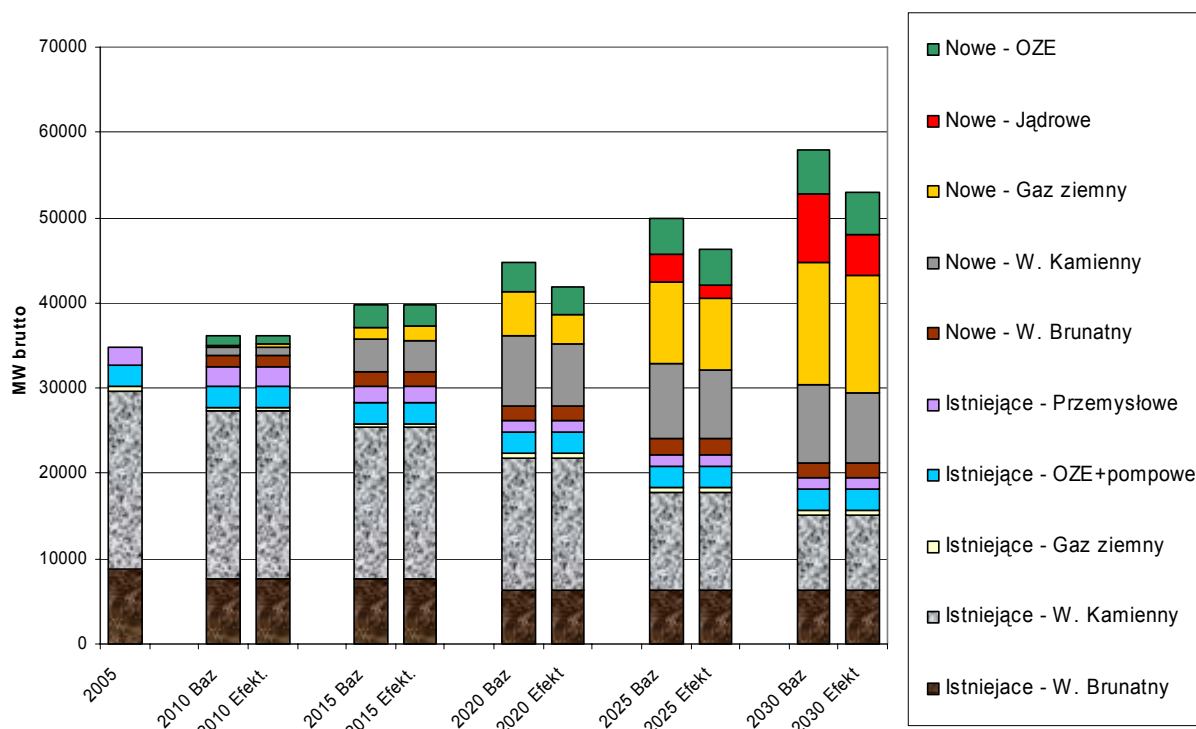
Źródło: Zaporowski B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 531-542.

Dla elektrociepłowni dużej i średniej mocy pracujących w systemach ciepłowniczych dużych aglomeracji miejskich najlepszym źródłem skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej jest blok na parametry nadkrytyczne, który przy wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu, niezależnie od obciążenia cieplnego, a więc również poza sezonem grzewczym, może być konkurencyjnym źródłem energii.

Dla miejscowości średniej wielkości o obciążeniu cieplnym do 100 MW dobrym konkurencyjnym źródłem skojarzonym może być blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym zaazotowanym, ze źródeł krajowych.

Na rysunku 8 przedstawiono optymalną strukturę źródeł energii elektrycznej według Mirosława Dudy z Agencji Rynku Energii. Tak przedstawiona struktura w danych warunkach charakteryzuje się najniższymi kosztami. Przedstawiono wyniki w dwóch wariantach: bazowym i efektywnościowym o niższym zapotrzebowaniu na energię.

Rys. 8. Optymalna struktura źródeł energii elektrycznej (MW brutto).



Źródło: ARE S.A., opracowanie dla PGE S.A., 2007

Duda M., 2008 – Potrzeba rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Strona IEA Polatom.

Istotnymi parametrami, obok zapotrzebowania na energię elektryczną, wpływającymi na optymalną kosztowo strukturę źródeł są ceny gazu i ceny uprawnień do emisji CO₂.

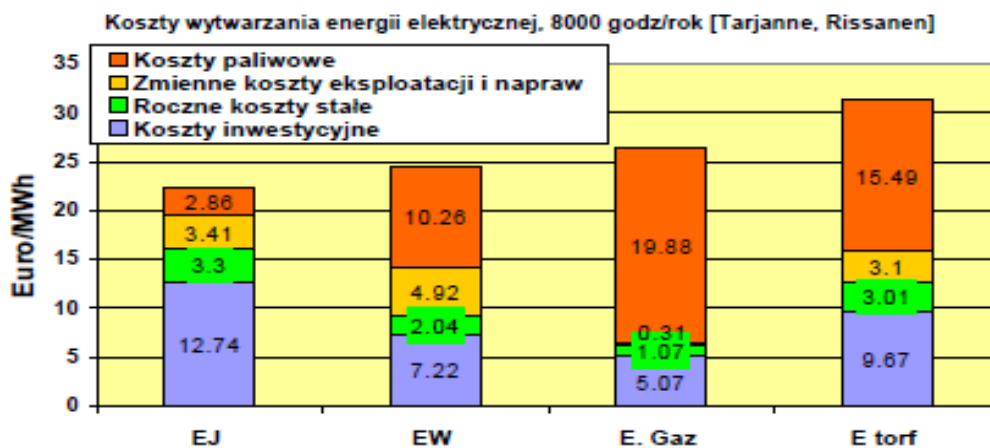
Wysokie ceny uprawnień do emisji, zdaniem autora, nie spowodują wyraźnego zwiększenia mocy elektrowni jądrowych w strukturze o najniższych kosztach ze względu na uwarunkowania budowy elektrowni jądrowej. Natomiast wyższe ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowodują zmniejszenie udziału źródeł węglowych i zwiększenie udziału źródeł gazowych mimo wysokiej ceny gazu.

Wykonane przez Agencję Rynku Energii analizy wskazują, że nie uda się zapewnić pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w sposób racjonalny, bez uruchomienia elektrowni jądrowych. Decydującym czynnikiem, obok wzrastających cen organicznych paliw kopalnych, są zaostrzające się wymagania Unii Europejskiej dotyczące ograniczeń poziomu emisji CO₂. Optymalny poziom mocy jądrowej w wariantcie bazowym to około 7500 MW w roku 2030, a w wariantcie efektywnościowym, przy niższym zapotrzebowaniu, to około 4500 MW.

Tabela 10. Charakterystyka ogólna i koszty dla nowych elektrowni pracujących na obciążeniu podstawowym w Finlandii.

| | EJ | EW | EG | ET |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Moc elektryczna (MWe) | 1250 | 500 | 400 | 150 |
| Sprawność netto (%) | 35 | 41 | 55 | 38 |
| Nakłady inwestycyjne (miliony €) | 2188 | 407 | 229 | 145 |
| Koszty inwestycyjne na jednostkę mocy (€/kWe) | 1749 | 814 | 572 | 964 |
| Cena paliwa (€/MWh _t) | 1.00 | 4.20 | 10.93 | 5.89 |
| Koszty paliwowe (€/MWh _e) | 2.86 | 10.26 | 19.88 | 15.49 |
| Roczne koszty stałe eksploatacyjne (frakcja kosztów inwestycyjnych) % | 1.5 | 2.0 | 1.5 | 2.5 |
| Roczne koszty stałe (€/MWh _e) | 3.30 | 2.04 | 1.07 | 3.01 |
| Zmienne koszty eksploatacji i napraw (€/MWh _e) | 3.41 | 4.92 | 0.31 | 3.10 |
| Koszty inwestycyjne (€/MWh _e) | 12.74 | 7.22 | 5.07 | 9.67 |
| Projektowy okres pracy (lat) | 40 | 25 | 25 | 20 |
| Stopa procentowa (%) | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 |
| Współczynnik opłat rocznych (%) | 5.828 | 7.095 | 7.095 | 8.024 |
| Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej* (€/MWh) | 22.31 | 24.43 | 26.33 | 31.27 |

*) Przy 8000 godzin pracy rocznie



Źródło: Strupczewski A., 2006 – Aspekty ekonomiczne energetyki jądrowej. Biuletyn Miesięczny PSE, 7- 8/06, s. 21-32.

W 2000 roku Finlandia przeprowadziła analizę porównawczą kosztów wytwarzania energii elektrycznej w czterech typach nowych elektrowni: elektrowni jądrowej (EJ), elektrowni węglowej kondensacyjnej (EW), elektrowni gazowej z cyklem

połączonym (EG) i elektrowni opalanej torfem (ET)¹³. Wynikało z niej, że energia jądrowa jest najtańszym źródłem energii elektrycznej, przy wysokich współczynnikach obciążenia. W następnych latach podobne analizy wykonano w USA, w Wielkiej Brytanii i w krajach OECD. Dały one podobne wyniki.

W tabeli nr 10 przedstawiono szczegóły studium fińskiego. Wynika z nich, że koszty wytwarzania energii elektrycznej przy rocznej pracy przez 8000 godzin na pełnej mocy (co odpowiada współczynnikowi obciążenia 91%) wynosiły dla elektrowni jądrowej 22,3 €/MWh, w elektrowni węglowej 24,4 €/MWh, elektrowni gazowej 26, 3 €/MWh, elektrowni torfowej 31,3 €/MWh. Elektrownia jądrowa wymaga znacznie wyższych nakładów inwestycyjnych niż pozostałe elektrownie. Ale koszty paliwa są znacznie niższe i przy współczynniku obciążenia powyżej 70% energia jądrowa staje się najtańszym źródłem energii. Gaz jest najtańszy tylko przy współczynnikach obciążenia poniżej 55%.

W analizie porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz wiatrowych, przygotowanej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki przez Agencję Rynku Energią w grudniu 2009 r. rozpatrzono konkurencyjność kosztową technologii wytwarzania energii elektrycznej w całym zakresie wykorzystania mocy zainstalowanej.

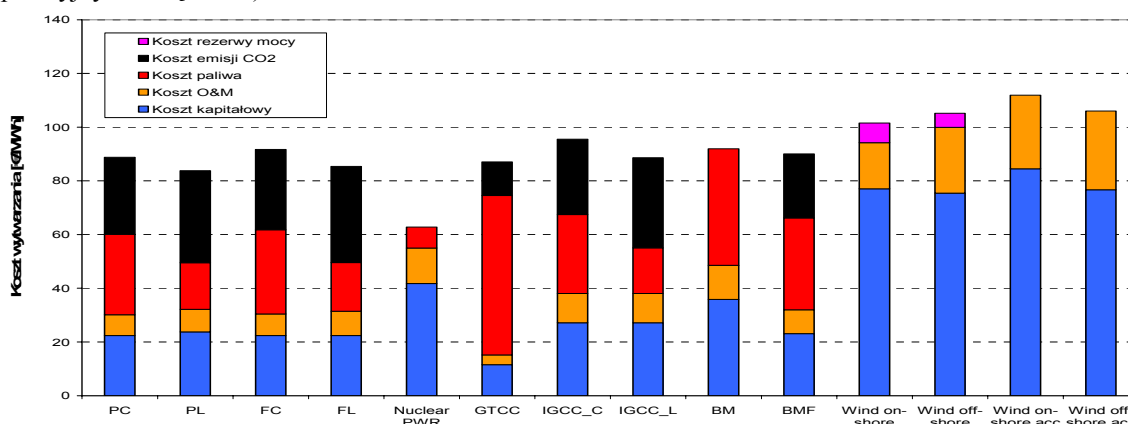
Dla elektrowni przewidzianych do uruchomienia około 2020 r., rozpatrzono następujące rodzaje źródeł energii:

- PC – pulverized coal - elektrownie kondensacyjne spalające węgiel kamienny w kotłach pyłowych z instalacjami odsiarczania i odazotowania spalin;
- PL – pulverized lignite - elektrownie kondensacyjne spalające węgiel brunatny w kotłach pyłowych z instalacjami odsiarczania i odazotowania spalin;
- FC – fluidized coal- elektrownie kondensacyjne spalające węgiel kamienny w kotłach fluidalnych;
- FL – fluidized lignite - elektrownie kondensacyjne spalające węgiel brunatny w kotłach fluidalnych;

¹³ Strupczewski A., 2006 – Aspekty ekonomiczne energetyki jądrowej. Biuletyn Miesięczny PSE, 7-8/06, s. 21-32

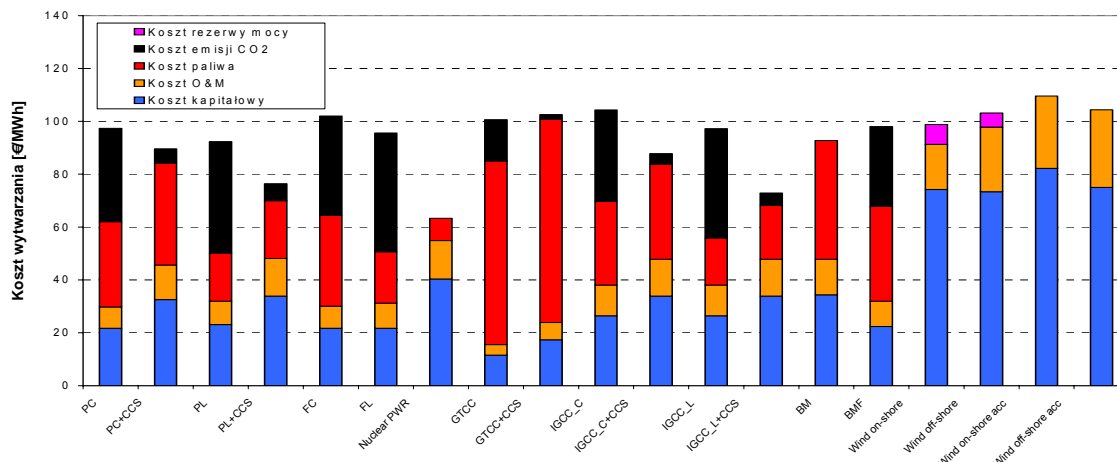
- EJ z reaktorem PWR - elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi III generacji (LWR III - light water reactors III generation) reprezentowane przez elektrownie z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi typu PWR;
- IGCC_C – coal integrated gasification combined cycle - elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego;
- IGCC_L – lignite integrated gasification combined cycle - elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla brunatnego;
- GTCC – gas turbine combined cycle - elektrownie parowo - gazowe na gaz ziemny;
- GT - gas turbine - elektrownie z turbinami gazowymi;
- PMF – pulverized multifuel - elektrownie z kotłami pyłowymi wykorzystującymi współspalanie węgla i biomasy;
- BM – biomass integrated gasification combined cycle BIGCC - elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania biomasy;
- Wind on-shore - elektrownie wiatrowe na lądzie;
- Wind off-shore - elektrownie wiatrowe na morzu;
- Wind on-shore + accumulator - elektrownie wiatrowe na lądzie ze skojarzonymi instalacjami akumulowania energii;
- Wind off-shore + accumulator - elektrownie wiatrowe na morzu ze skojarzonymi instalacjami akumulowania energii.

Rys. 9. Porównanie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ich struktury dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. (Koszt O&M – koszt operacyjny i zarządzania).



Źródło: Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Kierunki działania. Zmieniamy Polski Przemysł. Warszawa, 25 stycznia 2010 r. Trojanowska H. – Pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej.. www.mg.gov.pl

Rys. 10. Porównanie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ich struktury dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. (Koszt O&M – koszt operacyjny i zarządzania).



Źródło: Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Kierunki działania. Zmieniamy Polski Przemysł. Warszawa, 25 stycznia 2010 r. Trojanowska H. – Pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej.. www.mg.gov.pl

W analizie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej uwzględniono dodatkowo nowe technologie – elektrownie z instalacjami do wychwytu i magazynowania CO₂ – CCS oraz rozwijane obecnie technologie akumulacji energii wykorzystane w elektrowniach wiatrowych. Dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2030 r. poza technologiami, które porównywano dla okresu wdrożenia ok. 2020 r., dodatkowo rozpatrzono następujące rodzaje źródeł:

- PC + CCS - elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ ;
- PL + CCS - elektrownie z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ ;
- IGCC_C + CCS - elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla kamiennego i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ ;
- IGCC_L + CCS - elektrownie ze zintegrowaną instalacją zgazowania węgla brunatnego i instalacjami uchwytu i składowania CO₂ ;
- GTCC+CCS elektrownie parowo-gazowe na gaz ziemny z instalacjami uchwytu i składowania CO₂ ;

Na rysunkach 9 i 10 widać wyraźnie, że przy przyjętych założeniach do roku 2020 najtańszym źródłem będzie energia elektryczna z reaktora jądrowego typu PWR. Natomiast w roku 2030 można się spodziewać rozwoju nowych technologii, dzięki którym energia elektryczna z elektrowni jądrowej pozostanie nadal najtańszą, a korzystne

wyniki uzyskają również elektrownie na węgiel brunatny z kotłami pyłowymi lub zintegrowane z instalacją zgazowania węgla brunatnego powiązane z instalacjami wychwytu i składowania CO₂

Oprócz wielu analiz wskazujących na konkurencyjność energii atomowej należy zauważyć opinie niektórych ekspertów energetyki, w których kwestionują oni racjonalność wprowadzenia elektrowni jądrowych ze względu na zbyt duże koszty inwestycyjne, a w efekcie drogą energię oraz nierozwiązany, ich zdaniem, problem z bezpiecznym składowaniem wypalonego paliwa.¹⁴

Profesor Mielczarski zakwestionował przedstawione przez PGE S.A. szacunkowe koszty budowy elektrowni jądrowej wynoszące około 3 mln euro/MW. Wskazał na inne wyliczenia ekspertów: 4,3 mln euro/MW (analiza amerykańskiego Departamentu Energii), 4,5 mln euro/MW (planowana budowa elektrowni atomowej w Obwodzie Kaliningradzkim przez rosyjską firmę Energoatom), 5,4 mln euro/MW (model symulacyjny NukeCo agencji ratingowej Moody's, gdzie uwzględniono dodatkowe koszty).

W grudniu ubiegłego roku zawarto kontrakt na budowę 4 reaktorów w Abu Zabi, w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, o wartości 20 mld dolarów, z firmą Korea Electric Power. Szacunkowy koszt 1 MW ma wynieść około 2,7 mln euro. Sprawa kosztów jest więc otwarta.

Prognoza cen paliw i energii

W założeniach rządu przyjęto wzrost cen ropy i gazu o 40% i 30% do roku 2020, następnie 13% i 12% do roku 2030. Ceny węgla energetycznego nie przekroczą poziomu cen z 2010 roku (Tabela 11).

Tabela 11. Prognoza cen paliw podstawowych w imporcie do Polski (ceny stałe w USD z roku 2007).

| | Jednostka | 2007 ^{*)} | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|------------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ropa naftowa | USD/ boe | 68,5 | 89,0 | 94,4 | 124,6 | 121,8 | 141,4 |
| Gaz ziemny | USD/1000m ³ | 291,7 | 406,9 | 376,9 | 435,1 | 462,5 | 488,3 |
| Węgiel energetyczny | USD/t | 101,3 | 140,5 | 121,0 | 133,5 | 136,9 | 140,3 |

^{*) dane statystyczne}

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

¹⁴ Mielczarski W., 2009 – Atomowe za i przeciw, cz. 2. Infos nr 21 (68), Biuro Analiz Sejmowych.

Przewidywany jest wzrost cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego spowodowany koniecznością wnoszenia opłat za uprawnienia do emisji CO₂ i wzrostem cen nośników energii pierwotnej (Tabela 12 i 13). Przypuszcza się, że ceny energii mogą gwałtownie wzrosnąć około 2013 i 2020 roku. W tych latach przewidziany jest obowiązkowy zakup uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na poziomie 30% , potem do 100% wytworzonej energii.

Tabela 12. Ceny energii elektrycznej [zł/MW, ceny stałe z roku 2007].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Przemysł | 233,5 | 300,9 | 364,4 | 474,2 | 485,4 | 483,3 |
| Gospodarstwa domowe | 344,5 | 422,7 | 490,9 | 605,1 | 615,1 | 611,5 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Tabela 13. Cena ciepła sieciowego [zł/GJ, ceny stałe z roku 2007].

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|
| Przemysł | 24,6 | 30,3 | 32,2 | 36,4 | 40,4 | 42,3 |
| Gospodarstwa domowe | 29,4 | 36,5 | 39,2 | 44,6 | 50,5 | 52,1 |

Źródło: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Załącznik nr 2 (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.).

Zasoby surowców energetycznych

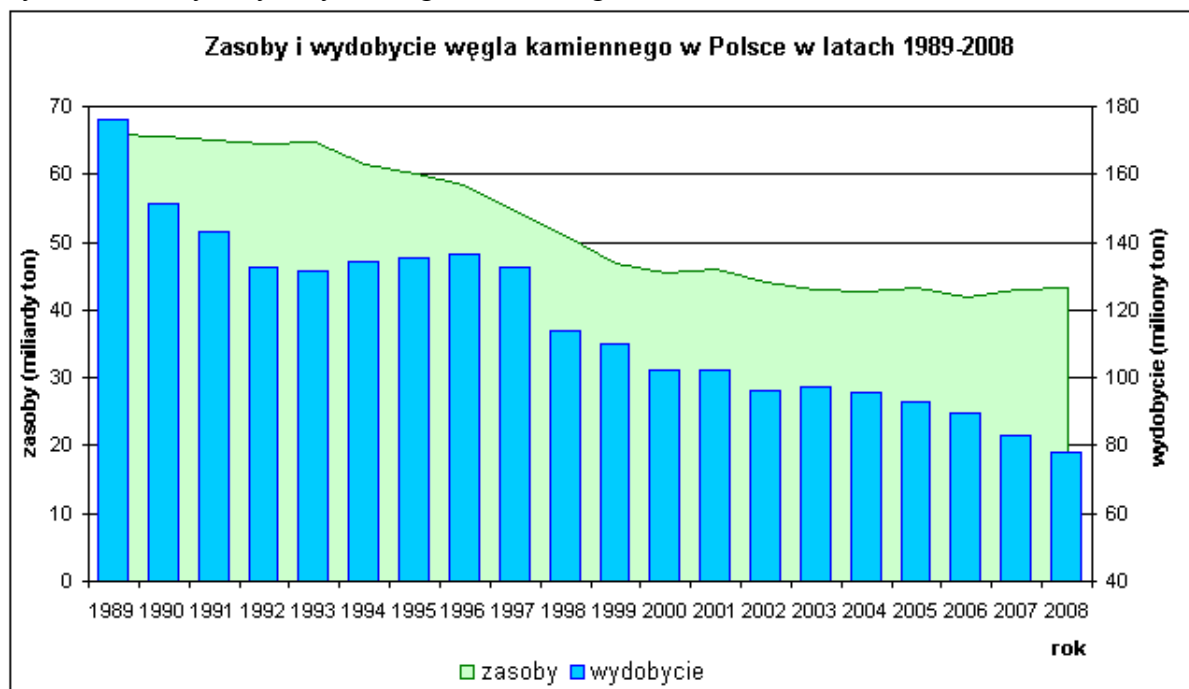
Węgiel kamienny

W Polsce złoża węgla kamiennego występują w trzech zagłębiach: Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym, Górnośląskim Zagłębiu Węglowym i Lubelskim Zagłębiu Węglowym. Eksploatację węgla w Zagłębiu Dolnośląskim zakończono w 2000 r. z powodu trudnych warunków geologiczno-górnictwowych decydujących o nierentowności wydobycia. Zagłębie Lubelskie jest stosunkowo słabo rozpoznane, działa tam jedna kopalnia – Bogdanka. Zasoby bilansowe tego Zagłębia stanowią około 21,5% polskich zasobów bilansowych węgla kamiennego. I na koniec główne zagłębie Polski - Górnośląskie Zagłębie Węglowe ze swoimi zasobami oszacowanymi na 78,3% złóż krajowych. Wszystkie polskie kopalnie węgla kamiennego, oprócz wspomnianej Bogdanki, znajdują się w tym Zagłębiu.

Ogółem udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego według stanu na dzień 31 grudnia 2008 r. wynoszą przeszło 43 mld ton, w tym około 2/3 zasobów to węgle energetyczne (32.6 mln ton), pozostałe zaś to węgle koksujące (10,5 mln ton). W kategorii złóż zagospodarowanych wynoszą one 16 mld ton, to około 37%

zasobów bilansowych. Roczne wydobycie, które kształtowało się w granicach 175 mln ton w 1989 roku, spadło obecnie do poziomu 70 – 80 mln ton. Z jednego z głównych eksporterów węgla kamiennego Polska stała się importerem netto: import - 10,3 mln ton, eksport – 8,5 mln ton (2008 r.).

Rys. 11. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1989-2008.



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny.

W bilansie w 1990 r. łączne zasoby węgla energetycznych i koksujących oceniono na 64,7 mld ton. Kilkanaście lat później w 2004 r. całkowite zasoby oszacowano na 43 mld ton. Tak znaczny spadek wielkości zasobów spowodowany był podwyższeniem kryteriów bilansu. Dokumentowano złoża do głębokości 1000 m o grubości pokładu węgla powyżej 1 m, wcześniej było to 0,7 – 0,8 m, i sposobie zalegania części pokładu oraz wprowadzeniu, ze względu na ochronę środowiska, dodatkowego kryterium o zawartości siarki poniżej 2%.

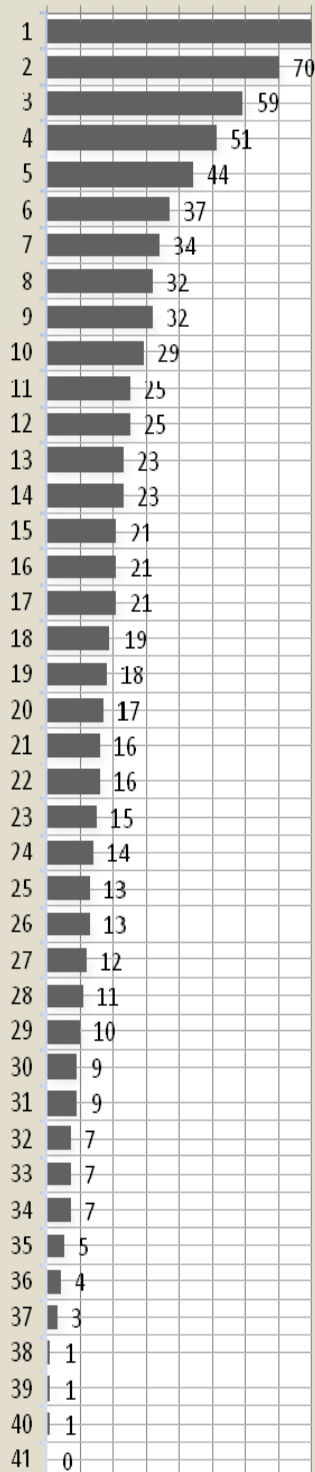
Dodatkowym czynnikiem była restrukturyzacja górnictwa węglowego i przekwalifikowanie zasobów złóż likwidowanych kopalń do grupy zasobów pozabilansowych.

Tabela 14. Zestawienie wydobycia węgla kamiennego w 2003 r., zasobów operatywnych i żywotności kopalń oraz ranking kopalń określonych wg żywotności kopalń zasobów operatywnych II stopnia.

| Lp. | K o p a l n i a | Zasoby operatywne | | | Żywotność | |
|-----|-------------------|-------------------|-----------|------------|-----------|------------|
| | | wydobycie | I stopnia | II stopnia | I stopnia | II stopnia |
| | | tys. Mg | | | lata | |
| 1 | Janina | 1 908 | 841 009 | 388 516 | 441 | 204 |
| 2 | Chwałowice | 2 551 | 240 604 | 177 880 | 94 | 70 |
| 3 | Wesoła | 3 505 | 221 013 | 206 190 | 63 | 59 |
| 4 | Marcel | 2 277 | 123 344 | 115 682 | 54 | 51 |
| 5 | Jankowice | 2 981 | 141 615 | 130226 | 48 | 44 |
| 6 | Murcki | 2 721 | 144 173 | 100 545 | 53 | 37 |
| 7 | LW Bogdanka SA | 4 844 | 255 267 | 165 020 | 53 | 34 |
| 8 | Staszic | 3 445 | 219 905 | 109 589 | 64 | 32 |
| 9 | Ziemowit | 4 391 | 178 454 | 141 665 | 41 | 32 |
| 10 | Szczygłowice | 2 643 | 209 706 | 77 503 | 79 | 29 |
| 11 | Knurów | 2 946 | 130 094 | 74 703 | 44 | 25 |
| 12 | Makoszowy | 2 759 | 131 601 | 69 464 | 48 | 25 |
| 13 | Pniówek | 3 672 | 104 627 | 84 563 | 28 | 23 |
| 14 | Silesia | 1 144 | 37 011 | 26235 | 32 | 23 |
| 15 | Halemba | 3 225 | 224 404 | 68 748 | 70 | 21 |
| 16 | Bielszowice | 2 782 | 182 882 | 59 450 | 66 | 21 |
| 17 | Piast | 6 000 | 175 083 | 128 444 | 29 | 21 |
| 18 | Sośnica | 2 506 | 73 487 | 46 386 | 29 | 19 |
| 19 | Śląsk | 1 418 | 38 796 | 26 078 | 27 | 18 |
| 20 | Rydułtowy | 2 291 | 58 538 | 39 240 | 26 | 17 |
| 21 | ZGE Sobieski-Jaw. | 2 857 | 131 610 | 46 518 | 46 | 16 |
| 22 | KWK Budryk SA | 3 398 | 302 394 | 55 885 | 89 | 16 |
| 23 | Zofiówka | 2 491 | 39 765 | 36 302 | 16 | 15 |
| 24 | Brzeszcze | 2 090 | 79 058 | 28 393 | 38 | 14 |
| 25 | Borynia | 2 364 | 35 501 | 30 943 | 15 | 13 |
| 26 | Mysłowice | 1 330 | 25 577 | 16 735 | 19 | 13 |
| 27 | Krupiński | 2 163 | 36 214 | 26 890 | 17 | 12 |
| 28 | Bolesław Śmiały | 1 444 | 40 529 | 15 639 | 28 | 11 |
| 29 | Jas-Mos | 2 955 | 34 648 | 29 705 | 12 | 10 |
| 30 | Kazimierz-Juliusz | 953 | 18 905 | 8 375 | 20 | 9 |
| 31 | Anna | 1 751 | 21 559 | 15 578 | 12 | 9 |
| 32 | Wieczorek | 1 965 | 23 018 | 14 104 | 12 | 7 |
| 33 | Wujek | 2 230 | 51 241 | 15 947 | 23 | 7 |
| 34 | Katowice-Kleofas | 1 273 | 13 904 | 8 286 | 11 | 7 |
| 35 | Centrum | 1 636 | 38 765 | 7 921 | 24 | 5 |
| 36 | Bytom II | 1 202 | 9 732 | 4 409 | 8 | 4 |
| 37 | Bytom III | 1 349 | 37 787 | 3 525 | 28 | 3 |
| 38 | Pokój | 1 891 | 32 405 | 1 003 | 17 | 1 |
| 39 | Piekary | 3 173 | 23 779 | 3 437 | 7 | 1 |
| 40 | Polska-Wirek | 1 889 | 29 832 | 2 411 | 16 | 1 |
| 41 | Sotech Sp. z o.o. | 101 | 1 449 | 0 | 14 | 0 |
| | Razem | 100 511 | 4759285 | 2608133 | | |

Ranking żywotności kopalń wg II stopnia, w latach

0 10 20 30 40 50 60 70 80



Źródło: Grudziński Z. 2005 – Wystarczalność zasobów węgla kamiennego w Polsce w świetle planu dostępu do zasobów oraz prognoz zapotrzebowania na węgiel. Polityka Energetyczna, t. 8, z. 2, s. 41-53.

W tabeli nr 14 i na wykresie obok przedstawiono w sposób poglądowy oszacowaną żywotność polskich kopalń węgla kamiennego. Obliczenia te były robione dla przyjętego założenia o zużyciu krajowego węgla na poziomie 79 mln ton. Obecnie prognozowane zużycie jest niższe o około 17-18 mln ton. Tym niemniej przewidywany czas pracy obecnie czynnych kopalń węgla kamiennego sięga zaledwie jednego – dwóch pokoleń dla zasobów operatywnych II stopnia.¹⁵

Węgiel brunatny

Całe krajowe zasoby węgla brunatnego, oszacowane na 13,6 mld ton, zaliczane są do węgla energetycznego. Węgiel brunatny tworzy pokłady o grubości od kilku do kilkudziesięciu metrów, przykryte niezbyt grubą warstwą nadkładu. Stwarza to możliwość odkrywkowej eksploatacji. Łączne wydobycie węgla brunatnego wyniosło w 2008 r. około 60 mln ton.

Największe złożę występuje w rejonie Bełchatowa, skąd pochodzi 55% wydobycia węgla brunatnego. Pozostałe największe kopalnie to Turów koło Bogatyni, Pątnów i Adamów z rejonu konińskiego. Zasoby węgla brunatnego ze złóż w rowie poznańskim: Czempin, Krzywina i Gostyń, o wielkości około 3,7 mld ton, nie są eksploatowane ze względu na ochronę środowiska i wysoką bonitację gruntów rolnych.

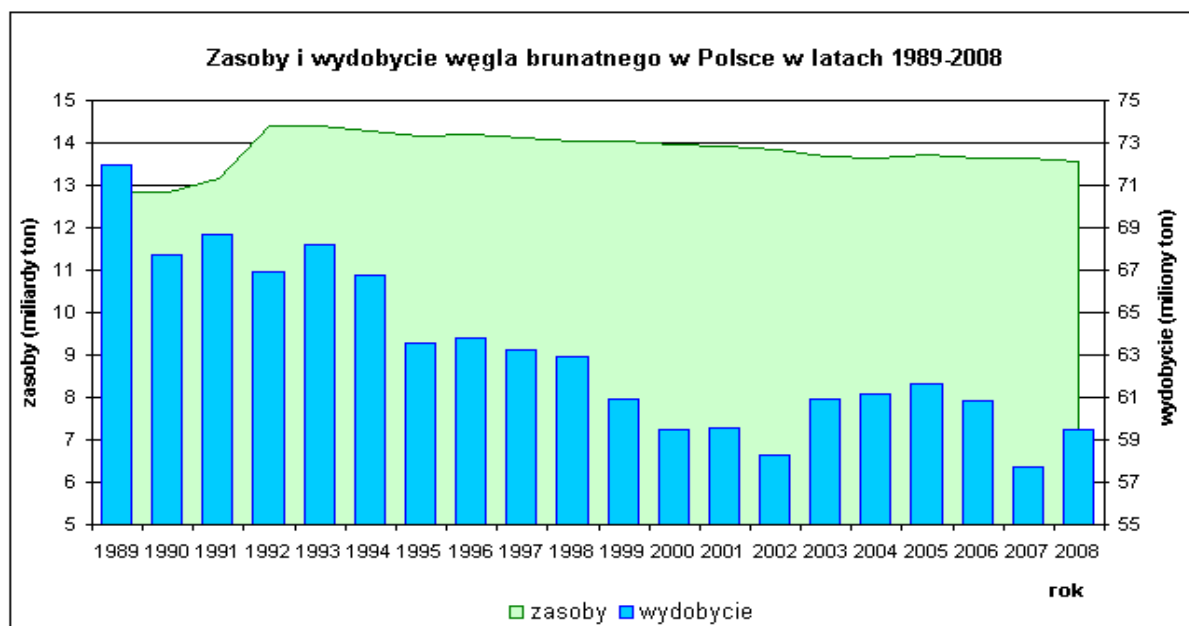
Technika odkrywkowa pozyskiwania węgla brunatnego rodzi wiele nierozwiązanych problemów. O ile w górnictwie węgla kamiennego rekompensaty, jakie płacą kopalnie samorządom są na tyle duże, że pojawiają się opinie o zrewidowaniu poziomu odszkodowań i opłat jako nadmiernych¹⁶, to w przypadku węgla brunatnego pozyskiwanego metodą odkrywkową trudno zrekomensować mieszkańcom likwidację

¹⁵ Zasoby operatywne II stopnia (tzw. zasoby łatwo dostępne) są częścią zasobów operatywnych I stopnia. Na koniec roku 2003 zasoby operatywne I st. węgla kamiennego określono na około 4,8 mld Mg, w tym około 2,6 mld Mg stanowiły zasoby operatywne II st.

¹⁶ Dotyczy to szczególnie problemu opodatkowania niektórych elementów podziemnej infrastruktury górniczej. Po nowelizacji ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, z dniem 1 stycznia 2003 r. pojęcie „budowla” kluczowe dla tego sporu, należy rozumieć tak, jak w prawie budowlanym. A zdefiniowanie budowli na podstawie ustawy – Prawo budowlane nie pozwala na dokładne ustalenie czy podziemna infrastruktura górnicza może zostać zaliczona do takiej kategorii i w związku z tym podlega podatkowi od nieruchomości. Wojewódzki Sąd Administracyjny w Gliwicach wystąpił z pytaniem prawnym w tej kwestii do Trybunału Konstytucyjnego. Problem ten został rozstrzygnięty w rządowym projekcie nowelizacji prawa geologicznego i górnictwa (druk sejmowy nr 1696), poprzez usunięcie wątpliwości dotyczących przedmiotu wspomnianego podatku.

ich siedlisk i często całych miejscowości łącznie z najbliższą okolicą. W obszarze odkrywki wysiedla się ludzi, często likwidacji ulegają całe wsie, zniszczeniu ulega infrastruktura, tworzy się lej depresyjny, w okolicy obniża się poziom wody. Ostatnio (22 stycznia 2010 r.) zanotowano w Belchatowie wstrząs podziemny pochodzenia górniczego o sile 4,4 w skali Richtera.

Rys. 12. Zasoby i wydobyte węgla brunatnego w Polsce w latach 1989-2008.



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny.

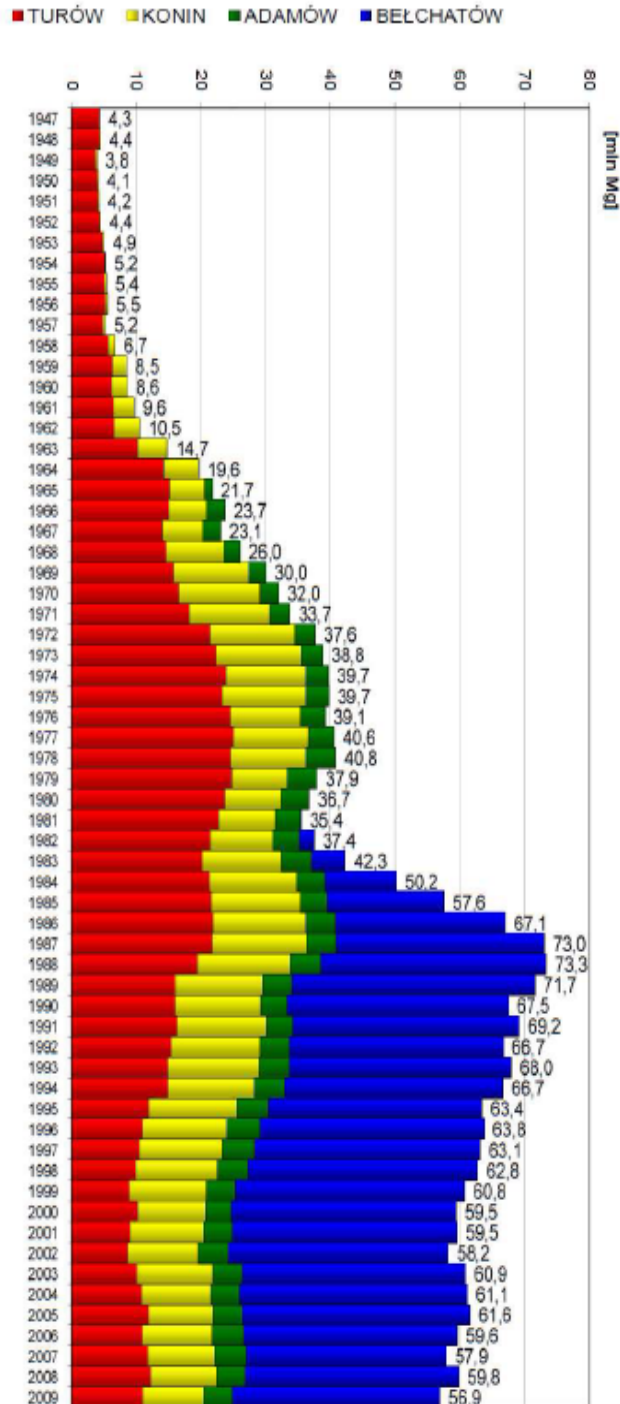
W wielu miejscach odkryte przed laty złoża węgla brunatnego były zlokalizowane w obszarze zabudowanym, część jednak nie była zasiedlona. Brak ochrony takich rozpoznanych złóż powodował, że na tych miejscach z czasem lokalizowano zabudowę i powstawały całe wioski. Później eksploatacja takich złóż jest utrudniona i oprotestowana przez lokalną społeczność, czasami rezygnuje się z budowy kopalni i złoża stają się niedostępne.

Dlatego celowe jest stworzenie prawnej ochrony zlokalizowanych cennych zasobów naturalnych przed zabudową naziemną. Taki problem występuje w subregionie legnicko-głogowskim, gdzie przeprowadzono referendum wśród mieszkańców (45 360 osób) zamieszkałych w gminach na terenie złoża (obszar 809,5 km), w sprawie zgody na budowę kopalni odkrywkowej. Mieszkańcy opowiedzieli się przeciw budowie.¹⁷ Choć

¹⁷ Materiał przygotowany przez przedstawicieli mieszkańców subregionu prezentowany w Ministerstwie Gospodarki w dniu 4 lutego 2010 r. www.mg.gov.pl

jak twierdzi Ministerstwo Gospodarki nie ma inwestora, który byłby zainteresowany eksploatacją złoża, a obecnie są przeprowadzane tylko badania samego złoża.

Rys. 13. Wydobywanie węgla brunatnego w Polsce do 2009 roku w mln Mg, AGH Kraków, Warszawa, 4 lutego 2010 r., strona Ministerstwa Gospodarki.



Źródło: Kasztelewicz Z. – Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I poł. XXI w.

W przypadku złoża węgla brunatnego w subregionie legnickim Ministerstwo Gospodarki zamieściło na swojej stronie internetowej wstępny projekt wykorzystania

szybów kopalń rud miedzi dla dalszej eksploatacji złoża węgla brunatnego, zakładający wybieranie węgla specjalnie zaprojektowanymi taśmociągami oraz drugi projekt przewidujący zgazowanie złoża. Zamieszczono też wyniki badań ośrodków badawczych, które zbadały przewidywany wpływ odkrywki w trzech złożach w rejonie Legnicy, kwestionując część zarzutów mieszkańców.¹⁸

Trzeba też dodać, że kopalnie węgla brunatnego inwestują coraz więcej środków na rekultywację terenów po kopalni odkrywkowej zalesiając hałdy nadkładu, tworząc zbiorniki wody w wyrobiskach, budując ośrodki rekreacji. Stosują też zmodyfikowane techniki eksploatacji by zminimalizować przemieszczanie olbrzymich mas nadkładu.

Gaz ziemny

Największe zasoby gazu ziemnego znajdują się na Niziu Polskim (około 66%). Jest to gaz zaazotowany z domieszką siarki. Na przedgórzu Karpat występuje około 30% zasobów (gaz wysokometanowy), pozostała część (3,5%) w morskiej strefie Bałtyku i 0,7% w Karpatach. Całkowitą wartość zasobów wydobywalnych w 2008 r. oszacowano na 140,5 mld m³. Wydobycie gazu w tym roku wyniosło 5,1 mld m³, co stanowiło około 40% krajowego zapotrzebowania (łącznie 13 mld m³ gazu).

W Polsce oprócz gazu wydobywanego metodą konwencjonalną mogą występować złoża gazu na dużych głębokościach. W ocenie specjalistów z Państwowego Instytutu Geologicznego i Akademii Górniczo-Hutniczej nieodkryte zasoby gazu tzw. niekonwencjonalnego mogą kształtować się na poziomie 700 – 1200 mld m³¹⁹. We wstępnych prognozach analityków z Wood Mackenzie szacuje się nasze złoża na ponad 1400 mld m³ gazu. Gaz ten zawarty jest w łupkach (shale gas) lub uwięziony w izolowanych porowatych skałach (tight gas). Eksploatacja takich zasobów wymaga opracowania specjalnych technologii tak, by uwięziony gaz mógł poprzez wytworzone szczeliny dotrzeć do poziomych odwiertów i dalej szybem eksploatacyjnym wydostać się na powierzchnię.

Tak precyzyjne techniki opracowały firmy amerykańskie i obecnie wydobywają u siebie około 20 mld m³ gazu z łupków i 70 mld m³ gazu uwięzionego w piaskowcach.

¹⁸ Modrzejewski Sz., Fakty i mity możliwości eksploatacji złóż węgla brunatnego w rejonie Legnicy. Instytut Górnictwa Odkrywkowego, 4 lutego 2010 r. www.mg.gov.pl

¹⁹ Rychlicki S., Siemek J., 2008. Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1. s. 409-429.

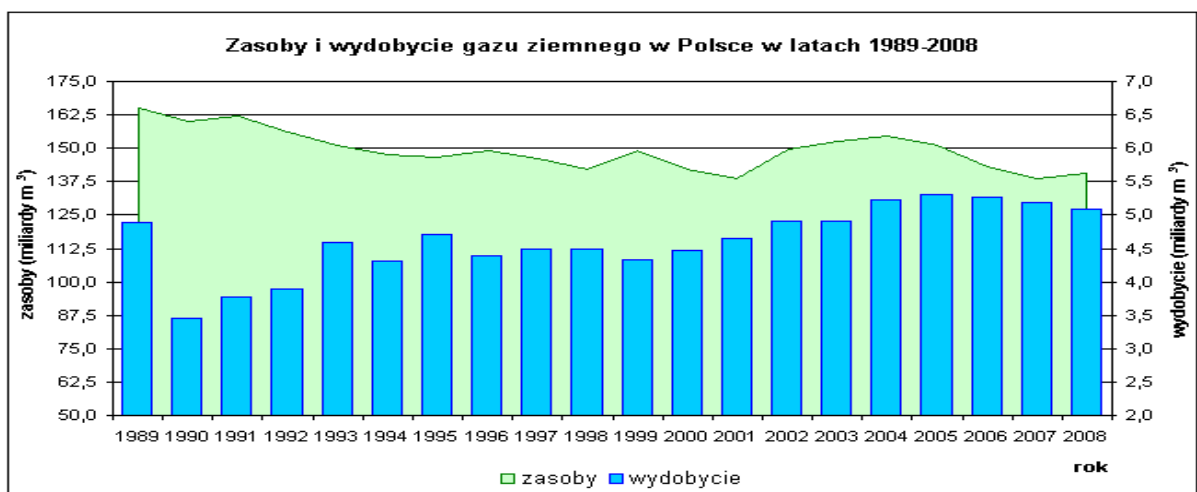
W Polsce w ciągu dwóch ostatnich lat przyznano 44 licencje na poszukiwanie gazu w takich złożach. W większości są to amerykańskie spółki, które planują w tym roku rozpocząć rozpoznanie złóż. Wyniki będą znane po kilku latach. Najbardziej obiecujące złoża to czarne łupki zalegające na głębokości od 500 m do 4 tys. m w pasie ciągnącym się od środkowego Pomorza po Lubelszczyznę oraz obszar na północ od Sudetów.

Do znacznych zasobów gazu należy zaliczyć metan zawarty w węglu. W czasie wydobywania węgla jest uwalniany do atmosfery poprzez system wentylacyjny. Liczące się zasoby występują w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW). Z kopalń GZW uwalnia się rocznie około 650 mln m³ czystego metanu. Według ostatnich szacunków z 2005 r. geologiczne zasoby perspektywiczne metanu w pokładach węgla oceniane były na około 254 mld m³, w tym bilansowe zasoby wydobywane mogą wynosić około 150 mld m³. W 2005 r. z 16 złóż GZW wydobyto 272,7 mln m³ metanu.

W latach 1990-96 kilka zagranicznych firm próbowało pozyskiwać metan z pokładów węgla jednak problemy jakie napotkały – przede wszystkim brak odpowiednio dostosowanej do polskich warunków technologii i wysokie koszty - nie pozwoliły na szersze rozwinięcie działalności.

System dystrybucyjny gazu ziemnego, zasilany surowcem w sposób równomierny, w ciągu roku musi przesłać do odbiorcy o zmieniających się potrzebach, czyli zwiększonym popycie w okresie jesienno-zimowym - oczekiwaną ilość gazu. Ten problem rozwiązuje się magazynując gaz w podziemnych magazynach w okresie letnim kiedy są nadwyżki i przekazując go w czasie zwiększonego zapotrzebowania.

Rys. 14. Zasoby i wydobywanie gazu ziemnego w Polsce w latach 1989 – 2008.



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny.

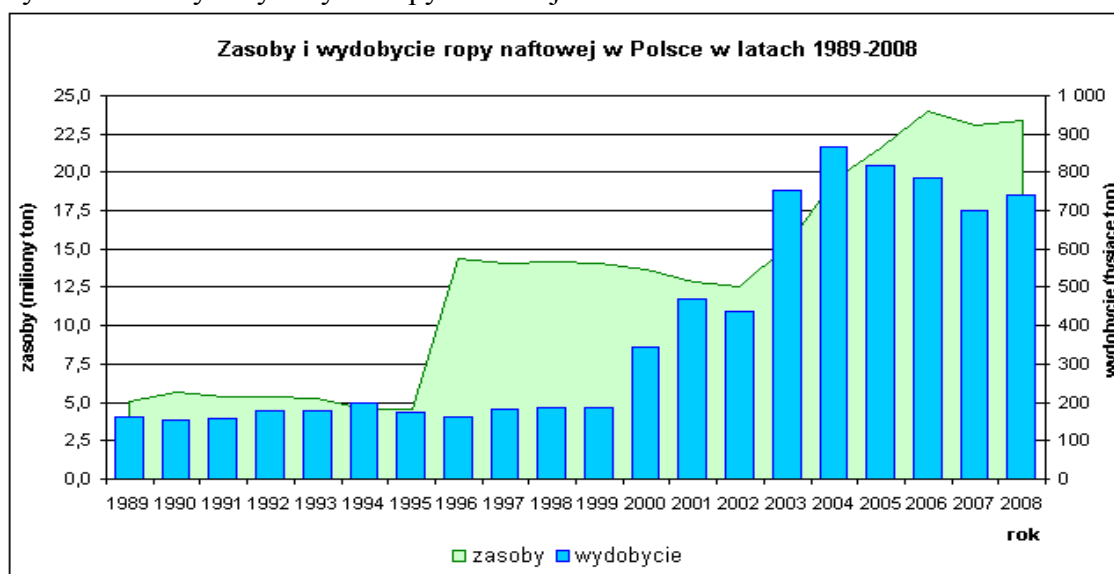
PGNiG²⁰ posiada sześć podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności 1,6 mld m³. W okresie zimowym, mimo skokowo wzrastającego zapotrzebowania, dystrybutor jest w stanie dostarczyć dziennie ponad 60 mln m³ gazu (styczeń 2006 r.).

Wiąże się to z dodatkowymi kosztami, które mają odbicie w kalkulacji taryfy. Z punktu widzenia ekonomiki spółek dystrybucyjnych celowe byłoby rozważenie budowy magazynów o znaczeniu lokalnym.

Ropa naftowa

Główne zasoby ropy naftowej występują na Niziu Polskim (83,7%), znacznie mniejsze na Bałtyku (13%) oraz w Karpatach i na Pogórzu (3.3%) – rejonie najstarszego światowego górnictwa ropy naftowej. Wydobyte tej kopaliny w roku 2008 kształtowało się na poziomie 740 tys. ton, a wielkość importu wyniosła 21 mln ton.

Rys. 15. Zasoby i wydobycie ropy naftowej w Polsce w latach 1989 – 2008.



Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny.

Odnawialne źródła energii

Energia słoneczna

W centralnej części Polski natężenie promieniowania słonecznego wynosi 1022-1048 kWh/m²/rok. Dla północnej, wschodniej i południowej części Polski wielkość ta

²⁰ PGNiG – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, dominująca jednostka w Grupie Kapitałowej PGNiG. Jedno z najstarszych i największych przedsiębiorstw w Polsce zajmujące się poszukiwaniem, wydobywaniem oraz zagospodarowaniem złóż gazu i ropy naftowej w Polsce i zagranicą oraz importem, magazynowaniem i dystrybucją paliw gazowych w Polsce.

osiąga wartości do 1000 kWh/m²/rok. Najlepsze warunki ma południowa część województwa lubelskiego, a najgorsze rejon Śląska i rejon Turoszowa, ze względu na zanieczyszczenie atmosfery. W rejonie nadmorskim, ze względu na czyste powietrze, napromieniowanie wynosi 950 – 1250 kWh/m²/rok. W cyklu rocznym 80% nasłonecznienia przypada na okres wiosenno-letni.²¹

Energetyka słoneczna termiczna (cieplna) jest jednym z najszybciej rozwijających się sektorów energetyki odnawialnej w Polsce i na świecie. Średnioroczne tempo wzrostu w latach 2001-2008 wyniosło ponad 43%. Łączna wartość powierzchni kolektorów słonecznych wyniosła w 2008 roku 365 tysięcy m² co odpowiada 526 TJ ciepła zużytego na podgrzewanie wody użytkowej na cele grzewcze.

W przygotowanym raporcie Instytutu Energetyki Odnawialnej pt: „Wizja rozwoju energetyki słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 roku”²² oszacowany łączny potencjał energetyki słonecznej termicznej możliwej do praktycznego wykorzystania wyniósł 32000 TJ. Taki zasób umożliwiłby zainstalowanie do 2020 roku ponad 22 mln m² kolektorów słonecznych do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, ogrzewania pomieszczeń oraz do zastosowania w przemyśle. Dodatkową korzyścią będzie, jak się przewiduje, stworzenie około 40 tysięcy miejsc pracy na rynkach lokalnych – będzie to najwyższy wzrost w całym sektorze energetyki odnawialnej.

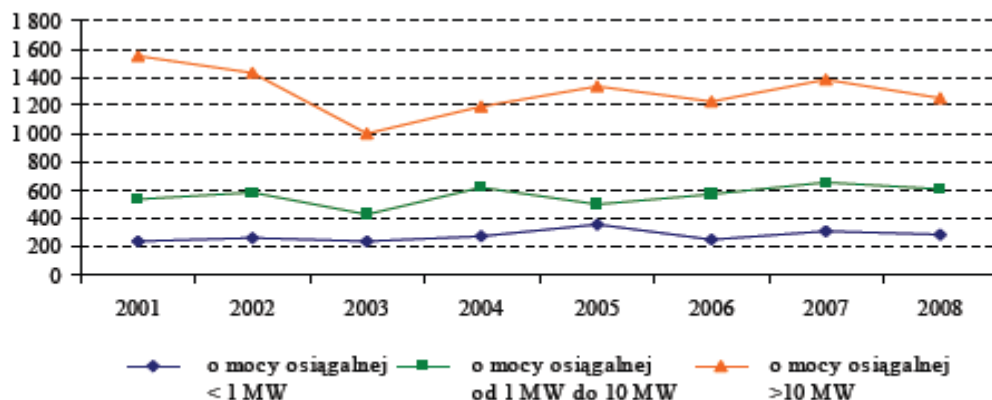
Energia wodna

W Polsce, kraju nizinnym o słabych opadach i gruntach o dużej przepuszczalności, zasoby energii wodnej są określane jako stosunkowo małe. Większość krajowych zasobów skupiona jest w obszarze dorzecza Wisły, szczególnie jej prawobrzeżnych dopływów (68%). Ze względu na ochronę naturalnych dolin rzecznych, szczególnie niezwykle cennej przyrodniczo doliny Wisły, nie planuje się budowy dużych obiektów hydroenergetycznych, natomiast notuje się znaczny wzrost liczby małych elektrowni wodnych o mocy poniżej 2 MW. Regiony o korzystnych warunkach do budowy małych elektrowni wodnych to Karpaty, Sudety, Rostocze i Przymorze.

²¹ Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej – Energia odnawialna. www.pigeo.org.pl

²² Synteza Raportu pt: „Wizja rozwoju energetyki słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 roku”. Instytutu Energetyki Odnawialnej. Warszawa, wrzesień 2009.

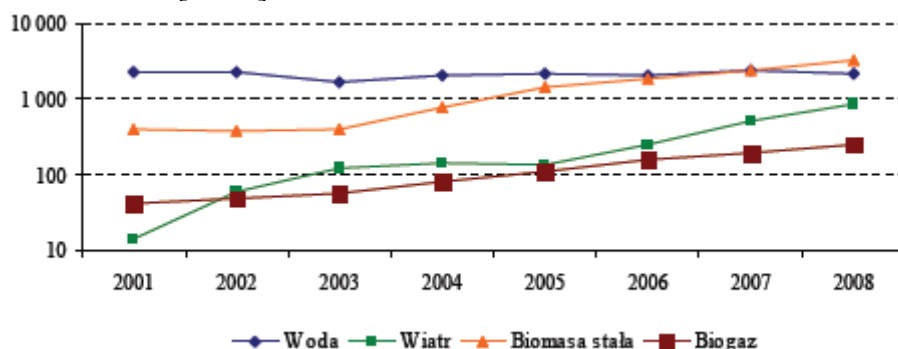
Rys. 16. Produkcja energii elektrycznej z elektrowni wodnych w latach 2001 – 2008 [GWh].



Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

Zasoby techniczne głównych rzek wynoszą 11 950 GWh/a, mała energetyka – 1 700 GWh/a, rzeki Przymorza – 280 GWh/a. Realny potencjał ekonomiczny oszacowany na 18 PJ (5TWh/rok) został wykorzystany w 41%. Elektrownie wodne o łącznej zainstalowanej mocy 944 MW wytworzyły w 2009 r. 1,62 TWh. Na rys. 16 pokazana jest wielkość produkcji energii elektrycznej w latach 2001-2008 z elektrowni wodnych o różnej mocy. Porównanie wielkości wytworzonej energii elektrycznej z różnych nośników energii odnawialnej widoczne jest na rys. 17.

Rys. 17. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych nośników energii w latach 2001 – 2008 [GWh].



Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

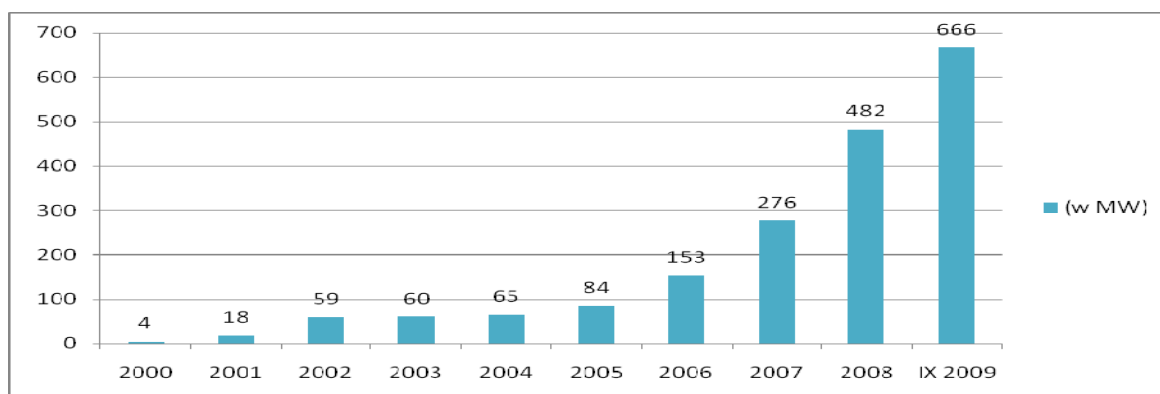
Energia wiatrowa

Najlepsze warunki wiatrowe występują w Polsce na wybrzeżu Bałtyku oraz w północno-wschodnim rejonie kraju. Można też wykorzystywać większe niezalesione wzniesienia, szczególnie na południu kraju.

Realny potencjał ekonomiczny został oszacowany na 445 PJ, moc zainstalowana instalacji w 2009 r. do września wynosiła 666 MW, pełne dane za rok 2008 przedstawiają wielkość produkcji energii elektrycznej - 790 GWh (Rys. 16 i 17).

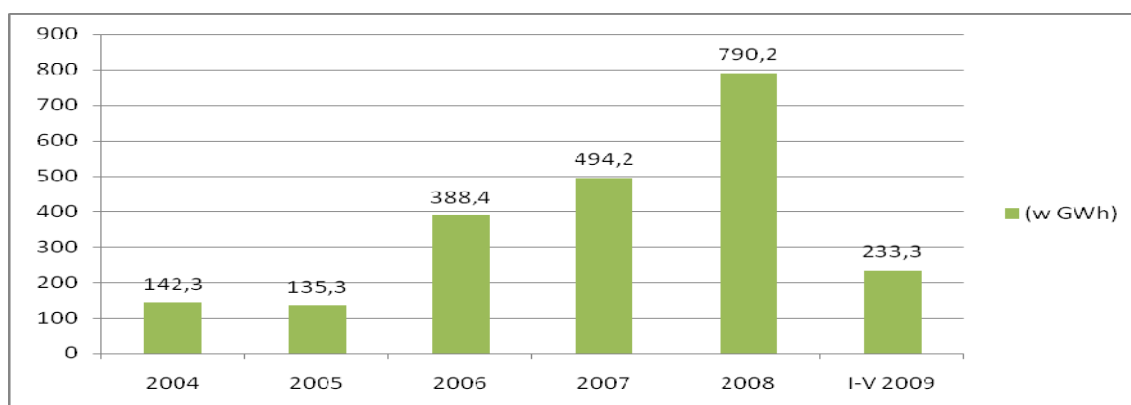
Dużym problemem w rozwoju energii wiatrowej są utrudnienia w przyłączaniu do sieci energetycznej ze względu na słabą infrastrukturę sieci przesyłowej, szczególnie na terenach północnej Polski, oraz częste występowanie dobrych warunków wietrznych na terenach cennych przyrodniczo, co prowadzi do kolizji i może skutkować odmową zgody na lokalizację farmy wiatrowej. Równocześnie energia wiatrowa ma tę podstawową wadę, że nie można zapewnić ciągłej pracy i tym samym gwarancji dostawy energii elektrycznej do sieci.

Rys. 18. Farmy wiatrowe - zainstalowana moc.



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

Rys. 19. Farmy wiatrowe – wielkość produkcji energii elektrycznej (w GWh).



Źródło: Urząd Regulacji Energetyki.

W niektórych warunkach to ograniczenie można wyeliminować poprzez budowanie np. hybrydowych elektrowni wiatrowo-gazowych szczególnie tam, gdzie występują jednocześnie złoża gazu i dobre warunki wietrzne np. na Podkarpaciu. Elektrownia gazowa mogłaby współpracować z elektrownią wiatrową o podobnej mocy

znamionowej, co zapewniłoby ciągłość dostaw energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej.

Energia z biomasy

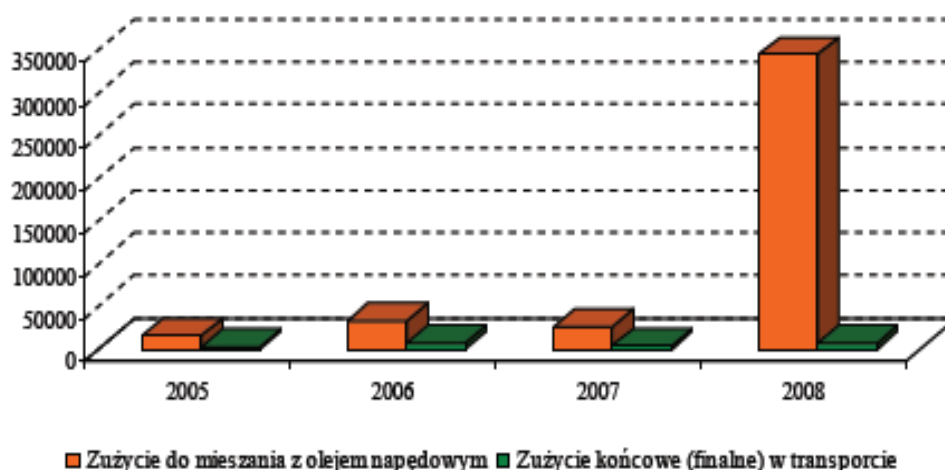
Biomasę definiuje się jako ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa (części roślinne lub zwierzęce), leśnictwa i związanych z nimi działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także część odpadów przemysłowych i miejskich ulegającą biodegradacji.

Biomasę wykorzystuje się przede wszystkim do produkcji ciepła w obiektach małej i średniej mocy oraz w indywidualnych piecach lub lokalnych kotłowniach, a także do produkcji energii elektrycznej w procesie współspalania w węglowych kotłach kondensacyjnych w elektrowniach dużych mocy.

Biogaz uzyskuje się w procesie beztlenowej fermentacji biomasy, takiej jak osady ściekowe, z upraw energetycznych, pozostałości z produkcji roślinnej i odchodów zwierzęcych, z odpadów z rzeźni, browarów i pozostałych branż żywnościowych, również z fermentacji odpadów na składowiskach.

Biopaliwa to ciekłe lub gazowe paliwa dla transportu produkowane z biomasy. Biopłyny oznaczają ciekłe paliwa produkowane z biomasy wykorzystywane dla celów energetycznych do wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła i chłodu.

Rys. 20. Zużycie biodiesla w latach 2005 – 2008 [tony].



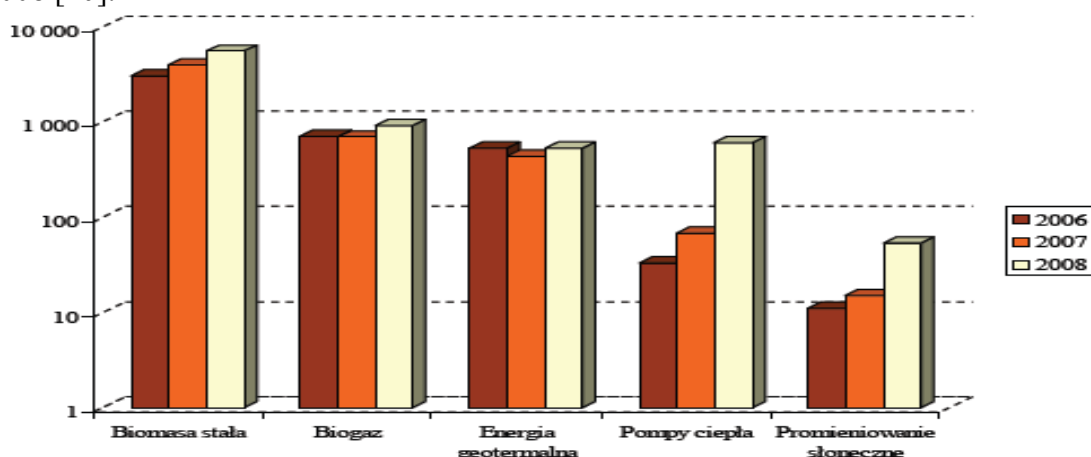
Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

W Polsce wiąże się duże nadzieje z tą częścią energetyki odnawialnej, ze względu na wielkość szacowanych zasobów i stosunkowo niskie koszty ich wykorzystania. Największa koncentracja biomasy występuje na obszarach intensywnej produkcji rolnej.

Realny potencjał ekonomiczny oszacowano łącznie na 600 PJ, w tym uprawy energetyczne 287 PJ, odpady stałe 166 PJ, odpady mokre (biogaz) 123 PJ, drewno opałowe 24 PJ.

Wspierając rozwój tego sektora energetyki instytucje rządowe będą musiały brać pod uwagę takie modelowanie struktury wykorzystania biomasy, aby nie konkurować z produkcją rolniczą żywności (w przypadku upraw energetycznych), a przy spalaniu drewna korzystać z odpadów; szczególnie proces współspalania biomasy w kotłach węglowych powinien zostać ograniczony jako mniej efektywny.

Rys. 21. Produkcja i pozyskanie ciepła z odnawialnych nośników energii w latach 2006 – 2008 [TJ].



Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

Biogazownie

W biogazowniach, szczególnie rolniczych, upatruje się rozwiązania wielu problemów (nie tylko energetycznych) na obszarach rolniczych. Są one wysoce konkurencyjne w stosunku do innych źródeł odnawialnych dzięki swojej niezależności od warunków atmosferycznych, możliwości ciągłej pracy lub wstrzymania produkcji. Wytwarzają szerokie spektrum energii: energię elektryczną, ciepłą i energię zawartą w biogazie. Praktycznie nie oddziałują negatywnie na środowisko dzięki redukcji zanieczyszczeń powietrza, zamkniętego obiegu CO₂, wytwarzania jako odpadu pełnowartościowego nawozu. W Polsce pod koniec 2008 roku wszystkich biogazowni było 103, w tym 66 z nich wytwarza energię elektryczną z biogazu składowiskowego, 35 z oczyszczalni ścieków, a tylko kilka z biogazu rolniczego. Dla przykładu w Niemczech pracuje około 5000 biogazowni.

Biogazownie rolnicze wytwarzają energię elektryczną i ciepłą wykorzystując do procesu fermentacji beztlenowej substancje organiczne, z których uzyskuje się biogaz o zawartości metanu do 75%. Spalając gaz w generatorach otrzymuje się energię elektryczną i ciepło. Przeciętnie takie urządzenie wytwarza około 1MW energii elektrycznej i tyle samo energii cieplnej i zużywa kiszonkę przygotowaną z kukurydzy (lub innych roślin, np. buraków cukrowych, zbóż, traw oraz gnojowicy, odpadów przemysłu rolno-spożywczego) zebranej z powierzchni około 300 ha. Odpady pofermentacyjne nadają się jako pełnowartościowy nawóz do nawożenia upraw polowych. Koszt budowy biogazowni rolniczej o mocy około 1 MW szacuje się na 20-25 mln zł. Biogazownie mogą wytwarzać prąd do lokalnej sieci, ciepło może być odbierane przez okolicznych mieszkańców lub przetwórnice przemysłu spożywczego. Biogaz, podobny w składzie do gazu ziemnego, może również być wykorzystany przez mieszkańców lub w pojazdach na gaz ziemny (CNG). W pełni zautomatyzowana biogazownia daje pracę kilku osobom obsługi, a długoterminowe kontrakty na dostawę kiszonek - korzystny zbył produkcji rolniczej.

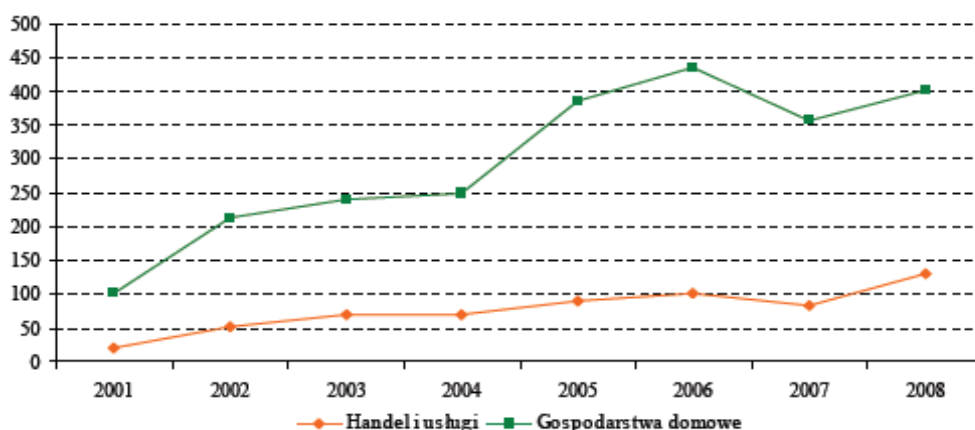
Energia geotermalna

Energia ta jest pozyskiwana z wnętrza Ziemi, jako woda geotermalna, niezależna od warunków atmosferycznych. Jest ona rozmieszczona pod powierzchnią na około 80% powierzchni kraju, a jej temperatura wynosi 25-159°C. Główne zasoby występują na obszarze Podkarpacia, w pasie od Szczecina do Łodzi i rejonie Grudziądz – Warszawa. Ze względu na stosunkowo niskie temperatury wód geotermalnych w Polsce wykorzystuje się energię ciepłą do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych i szklarni oraz w uzdrowiskach - Łądek Zdrój, Duszniki, Cieplice, Ciechocinek, Iwonicz, Ustroń, Konstancin. Dotychczas wybudowano systemy ciepłownicze jedynie w czterech miejscowościach – Zakopane, Pyrzyce, Mszczonów, Uniejów.

Energia geotermalna może być wykorzystywana szerzej w rolnictwie, obiektach rekreacyjnych, procesach technologicznych. W Polsce nie wykorzystuje się tej formy energii do produkcji prądu ze względu na niską temperaturę wody.

Całkowitą moc zainstalowaną w ciepłowniach szacuje się na 100 MW, przy produkcji ciepła z geotermii na poziomie około 460 TJ. A wartość dodatkowej energii cieplnej uzyskiwanej z około 10 tysięcy pomp ciepła o mocy 180 MW wyniosła w 2008 roku ponad 1000 TJ ciepła.

Rys. 22. Zużycie energii geotermalnej w latach 2001 – 2008 [TJ].



Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r. GUS 2009.

Energetyka jądrowa

Wydaje się, że kluczowym czynnikiem wpływającym na zmianę postrzegania energii jądrowej było wzrastające zaniepokojenie rolą CO₂ w przemianach klimatycznych. Dlatego też energetyka jądrowa, która nie jest odpowiedzialna za emisję CO₂, stała się najbardziej konkurencyjna w wytwarzaniu energii elektrycznej – wystarczyło do analiz efektywnościowych różnych źródeł energii dodać koszty emisji CO₂ (rys. 9 i 10). Obecnie cena pozwoleń na emisję CO₂ wynosi ok. 11 € za tonę CO₂. Nie wiadomo jednak jakie wartości osiągnie gdy nie będzie darmowych uprawnień. Szacuje się w różnych wyliczeniach, że przy cenie powyżej 20 – 40 € za tonę CO₂ produkcja energii elektrycznej w reaktorach jądrowych staje się konkurencyjna. Mimo tak wysokich kosztów kapitałowych, które jedynie dla energetyki wiatrowej są około dwukrotnie większe, energia jądrowa pozostaje w perspektywie roku 2020 i także 2030 niezwykle konkurencyjna.

Dodatkowymi czynnikami przemawiającymi na korzyść tej formy wytwarzania energii elektrycznej są coraz wyższe standardy bezpieczeństwa eksploatacji i utylizacji odpadów promieniotwórczych, wydłużony czas eksploatacji do 60 lat, podwyższone parametry techniczne (sprawność, dyspozycyjność, głębokość wypalenia paliwa), a także pośrednio zachowanie zasobów węgla jako cennego surowca dla przemysłu chemicznego i farmaceutycznego.

Parlament Europejski przyjął rezolucję 2007/2091 (INI) z 24 października 2007 roku o źródłach energii konwencjonalnej oraz technologiach energetycznych, w której wskazał na rozwój energii jądrowej jako niezbędnej dla Unii w obliczu wszystkich współczesnych problemów związanych z produkcją energii i wobec pojawiających się

nowych technologiach reaktorów IV generacji, których sprawność, jak się przypuszcza, spowoduje możliwość korzystania z zasobów uranu o bardzo niskim poziomie zawartości tego pierwiastka, w perspektywie bardzo odległej, nawet do kilku tysięcy lat.

Jednym z trzech podstawowych zarzutów, jakie są podnoszone przez przeciwników planowanego rozwoju energetyki jądrowej, oprócz zastrzeżeń do bezpieczeństwa pracy reaktorów i stosunkowo dużych kosztów inwestycji, są obawy o wielkość zasobów i dostępność rud uranu – paliwa reaktorów.

Przykładowa elektrownia jądrowa o mocy 1000 MWe zużywa około 25-30 ton paliwa, które bez przeszkód można zgromadzić na kilka lat pracy reaktora. Udział kosztów paliwa jest tak nieduży, że według szacunków, wzrost ceny rudy uranu o 100% skutkuje wzrostem ceny energii tylko o 5 %. Sprzyja to stabilności utrzymania cen energii. Przy dzisiejszej technologii zasoby światowe są oceniane na około 200 - 300 lat, są one rozproszone w całym świecie, a ich dostępność nie wydaje się być zagrożona – co pokazuje lista pierwszych dwunastu państw. Największe pokłady rud uranu posiada Australia (24%), Kazachstan (17%), Kanada (9%), USA i RPA - po 7%, Namibia i Brazylia - po 6%, następnie Niger (5%), Rosja (4%) oraz Uzbekistan, Ukraina, Jordan - po 2%.

Na wielkość zasobów wpływa cena paliwa - rudy uranowej oraz poziom technologiczny, który pozwala na wykorzystywanie rudy uranu z coraz mniejszą zawartością w niej samego uranu przy pozytywnym bilansie energetycznym, to znaczy ilości energii użytej do wyodrębnienia uranu U_3O_8 do ilości energii uzyskanej z rozszczepienia tego uranu.

Ocenia się, że w perspektywie 20-30 lat możliwe jest wprowadzenie prędkich reaktorów powielających doskonalonych obecnie w ramach programu rozwoju Elektrowni Jądrowych IV Generacji, które będą mogły korzystać z wypalonego paliwa oraz zapasów uranu zubożonego pozostającego po procesie wzbogacania.

Warto tutaj przytoczyć polemikę z pracami Storm van Leeuwena i Smitha²³, którzy twierdzą, że brak paliwa uniemożliwi rozwój energetyki jądrowej, ponieważ przy koncentracji uranu w rudzie poniżej 0,013% ilość energii potrzebna do oczyszczenia uranu będzie większa, niż energia uzyskana przy jego rozszczepieniu w reaktorach termicznych z cyklem otwartym, bez powtórnego wykorzystania wypalonego paliwa.

²³ Storm van Leeuwen J. W. & Smith P., 2005 – Nuclear power, the energy balance, 28 July 2005.

W swojej pracy „Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce a zaopatrzenie w paliwa rozszczepialne z zasobów krajowych” autor – Andrzej Strupczewski, analizuje obliczenia Storm van Leeuvena i pokazuje jego błędy: przyjęcie liczb i danych z pracy z 1975 r. Rotty R. M., Perry A. M., & Reister D.B. „Net energy from nuclear Power” bez uwzględnienia postępu technicznego oraz przyjęcie uproszczonego i błędnego wzoru opisującego zależność między ilością potrzebnej energii na wydobycie, a zawartością uranu w rudzie. Przyjęte w pracy założenia bazowały na koncentracji uranu w bogatej rudzie - wielkości 0,22% i dużo mniejszej głębokości wypalenia paliwa w reaktorze – mniejszej efektywności zużycia paliwa.

Tabela 15. Zasoby rudy uranowej w Polsce (zasoby prognozowane są na głębokości większej niż 1000 m) według OCED NEA Red Book, 2008.

| Region w Polsce | Zasoby w Polsce [ton U _{Nat}] | Zawartość uranu w rudzie [ppm] | Zasoby prognozowane [ton U _{Nat}] |
|---|--|-----------------------------------|--|
| Rajsk (Podlaskie) | 5 320 | 250 | 88 850 |
| Synklina przybałtycka | | | 10 000 |
| Okrzeszyn (niecka Wałbrzyska Sudety) | 940 | 500-1100 | |
| Grzmiąca w Głuszycy Dolnej (Sudety) | 790 | 500 | |
| Wambierzyce (Sudety) | 220 | 236 | 2 000 |

Źródło: Strupczewski A., 2009 - Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce a zaopatrzenie w paliwa rozszczepialne z zasobów krajowych. Polityka Energetyczna. T. 12, z. 2/2 s.

Przytoczony przez A. Strupczewskiego przykład kopalni uranu w Trekkopie w Namibii, gdzie z powodzeniem wydobywa się rudę o średniej zawartości uranu 0,0126%, a próg separacji rudy od odpadów ustalono na 0,0046% zawartości U₃O₈, a więc trzykrotnie niżej niż podaje w swojej pracy Storm van Leeuwen, potwierdza krytyczne uwagi Strupczewskiego, które o tyle są ważne, że argumenty Storm van Leeuwen’a są używane w dyskusji negującej sens rozwoju energii jądrowej.

Uran

Zasoby w Polsce rozpoznane i prawdopodobne szacuje się na około 100 tysięcy ton uranu naturalnego, którego wydobycie obecnie jest nieopłacalne (Tabela 15).

Uran można uzyskiwać również jako produkt uboczny przy wydobyciu np. miedzi. W Polsce domieszka uranu w rudzie miedzi wynosi około 60 ppm (Lubin-

Sieroszewice), a całość uranu szacowana jest w tych złożach na ok. 144 tys. ton. Przy rocznej produkcji miedzi wynoszącej około 570 tys. ton, na hałdach gromadzi się około 1700 t/a. Stanowi to roczny zapas paliwa dla 10 elektrowni jądrowych, o łącznej mocy 10 000 MW

Tor

Tor, tak jak uran i pluton, może być wykorzystywany jako paliwo w reaktorach jądrowych. Występuje około 3 do 4 razy częściej w skorupie ziemskiej niż uran, głównie w postaci izotopu Th^{232} . Jako paliwo jądrowe tor ma lepsze właściwości. Wydajność wytwarzania rozszczepialnego izotopu w cyklu Th-U jest około czterokrotnie większa niż w cyklu U-Pu. Przede wszystkim w reakcji rozpadu nie powstaje pluton tylko izotop U^{233} pierwiastek praktycznie nie nadający się do skonstruowania broni jądrowej. Tor w niektórych typach reaktorów może ulec spalaniu w całości, eliminując problem odpadów. Również w reaktorach wykorzystujących tor można spalać odpady radioaktywne z uranowych elektrowni jądrowych.

Po raz pierwszy tor wykorzystano w 1954 roku w Wielkiej Brytanii w reaktorze Dragon oraz w 1967 w RFN w reaktorze doświadczalnym, osiągając bardzo zadowalające wyniki. Obecnie prace nad wykorzystaniem toru prowadzone są w Indiach, gdzie przewiduje się rozwój energetyki jądrowej wykorzystującej cykl Th-U przy znacznych zasobach toru w tym kraju. Takie prace badawcze są prowadzone w Instytucie Kurczatowa w Moskwie na zlecenie amerykańskiej firmy „Thorium Power”.

Wykorzystanie toru do wytwarzania materiałów rozszczepialnych zwiększy światowe zasoby paliw jądrowych kilkusetkrotnie. Tor może być pozyskiwany również w Polsce.

Obecnie w Instytucie Energii Atomowej POLATOM realizowany jest 2,5-letni program badawczy dotyczący wykorzystania toru w energetyce jądrowej: „Analiza efektów wykorzystania toru w jądrowym reaktorze energetycznym”. Prace te oprócz możliwych efektów badawczych dają też możliwość wyszkolenia kadry i przystosowania posiadanych narzędzi obliczeniowych do analiz kampanii paliwowych reaktorów przewidywanych do budowy w Polsce.

Podsumowanie

Zasoby kopalin energetycznych, przede wszystkim węgla kamiennego i brunatnego - jedne z największych w Europie - są dla Polski podstawą wysokiego bezpieczeństwa energetycznego. Dlatego też powinny być odpowiednio chronione i racjonalnie użytkowane. Węgiel oprócz tego, że jest surowcem energetycznym jest też surowcem chemicznym i farmaceutycznym.

Wyczerpujący się potencjał wielu kopalń węgla kamiennego i brunatnego i planowane ich zamknięcie powoduje, że niezbędne staje się przygotowanie do eksploatacji nowych pokładów oraz budowy nowych kopalń.

Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe w znacznej części wymagają modernizacji albo budowy nowoczesnych wysokosprawnych bloków energetycznych.

Samo wykorzystanie węgla do produkcji energii elektrycznej i ciepłej jest w ostatnim okresie przedmiotem wielu badań i wdrożeń nowych technologii, które mają za cel zwiększenie wydajności procesów spalania i zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza (SO₂, NO_x, i CO₂) tzw. spalanie niskoemisyjne lub zeroemisyjne. W Polsce środowiska naukowe sygnalizują, że od ponad dwudziestu lat zaprzestano prac poszukiwawczych i dokumentacyjnych węgla brunatnego i opracowywania planów rozwoju przemysłu węgla brunatnego oraz technologii przetwarzania chemicznego węgla. Zarysowujące się ekonomiczne perspektywy wykorzystania węgla brunatnego do produkcji wodoru, gazu syntezowego i ropy węglowej wymagają intensyfikacji badań w tej dziedzinie.

Wzrastające znaczenie gazu w energetyce związane z dużą sprawnością nowoczesnych bloków gazowo-parowych (o sprawności powyżej 50%) i stosunkowo niskim stopniu szkodliwego oddziaływania na środowisko znalazło wyraz w rządowym programie „Polityka Energetyczna do 2030 r.”, ze stosunkowo wysokim planowanym zapotrzebowaniem na ten surowiec. Dlatego priorytetem dla Polski są inwestycje w gazoport w Świnoujściu, rozbudowa krajowej bazy Podziemnych Magazynów Gazu (PMG), wzrost wydobycia gazu z rodzimych złóż w tym przyspieszenie prac poszukiwawczych gazu niekonwencjonalnego oraz zakup surowca z Rosji.

W wielu prognozach europejskich i światowych dotyczących zaspokojenia wzrastających potrzeb na energię wskazuje się bardzo wysoki udział odnawialnych źródeł energii. Również w planach rządu prognozowane wartości są niezwykle wysokie. Mimo głosów, naukowców zajmujących się tą dziedziną, sceptycznie odnoszących się do możliwości tak wysokiego wykorzystania potencjału OZE i związanych z tym wysokimi

kosztami, wydaje się, że sama koncepcja budowy lokalnej energetyki rozproszonej wykorzystującej przede wszystkim te źródła w połączeniu z postępowaniem technologicznym przyczyni się istotnie do zaspokojenia potrzeb energetycznych społeczności lokalnych i równocześnie będzie dla nich także impulsem rozwojowym.

Warunkiem jest jednak takie sterowanie strumieniem środków finansowych wspierających rozwój wszystkich możliwych krajowych źródeł (zasobów), energii by uzyskane końcowe efekty przy określonej wysokości środków były możliwie największe.

Różnorodność źródeł energii odnawialnej daje szerokie możliwości dostosowania wybranej opcji, dla większości regionów Polski. Dodatkowo wprowadza się nowe techniczne rozwiązania polepszające parametry w niektórych OZE. Skojarzenie turbiny wiatrowej z lokalnym źródłem gazu ziemnego – co np. jest możliwe na południu Polski – pozwoli na ciągłą pracę takiego układu wytwarzającego prąd i redukcję kosztów potrzebnych do zapewnienia rezerwy mocy.

Istotną barierą w rozwoju odnawialnych źródeł energii są problemy z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Oprócz koniecznych i niezwykle kosztownych inwestycji w budowę i modernizację całego systemu przesyłu i dystrybucji energii potrzebne są nie tak kosztowne inwestycje w budowę monitoringu sieci, dzięki którym zwiększy się przepustowość linii energetycznych.

W przyjętej nowej polityce energetycznej Polski do 2030 roku rząd zaproponował wprowadzenie nowego źródła energii – energetyki jądrowej – już w 2020 r., co jest dywersyfikacją struktury wytwarzania energii elektrycznej i w istotny sposób poprawi poziom bezpieczeństwa energetycznego, jednak w dalszej perspektywie czasowej.

Wielu naukowców sygnalizuje brak wyspecjalizowanych ośrodków analitycznych, które przyjmą na siebie odpowiedzialność za rzetelne prognozy w obszarze energetyki.

Biorąc pod uwagę konieczność sprostania potrzebom rozwojowym i tym samym zwiększonemu zapotrzebowaniu na energię wymagane będą kosztowne, perspektywiczne inwestycje we wszystkich obszarach energetyki takie jak: prace poszukiwawcze nowych złóż, budowa nowych kopalni, podziemnych magazynów gazu, nowoczesnych bloków energetycznych - węglowych, gazowych, jądrowych, modernizacja i rozbudowa sieci energetycznych, rozwój prac badawczych oraz konieczne przyspieszenie rozwoju technologicznego.

Bibliografia

- Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii. Streszczenie. Warszawa, grudzień 2009 r. Agencja Rynku Energii S.A.
- Chwaszczewski S. – Dlaczego energetyka jądrowa w Polsce? Instytut Energii Atomowej. www.iea.cyf.gov.pl 17.02.2010 .
- Duda M., 2008 – Potrzeba rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. , ARE S.A., opracowanie dla PGE S.A., 2007. Strona IEA Polatom.
- Eksperti: bez inwestycji do 2020 roku zasoby węgla zmaleją o 1/3”. Gazeta Prawna 2008.06.23/PAP.
- Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 roku. GUS 2009.
- Efektywność wykorzystania energii w latach 1997 – 2007. GUS 2009.
- Hupka J., Zaleska A., 2009 – Sztuczna fotosynteza – utopia czy szansa na tanie paliwo? Czysta Energia. Nr 12.
- Kaliski M., Szurlej A., 2009 – Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce i możliwości jego zaspokojenia. Polityka Energetyczna, t. 12, z. 2/2, 217- 227.
- Kasztelewicz Z. – Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I poł. XXI , AGH Kraków, Warszawa, 4 lutego 2010 r., www.mg.gov.pl
- Kasztelewicz Z., Ptak M. 2009 – Wybrane problemy zabezpieczenia złóż węgla brunatnego w Polsce dla odkrywkowej działalności górniczej. Polityka Energetyczna t.12, z. 2/2 s. 263-276.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2007 - Perspektywy dla międzynarodowych rynków węgla energetycznego Polityka Energetyczna, tom 10, Zeszyt specjalny 2.
- Maciejewski Z., 2007– Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 roku. Polityka Energetyczna t. 10, z. spec. 2, s. 71- 85.
- Modrzejewski Sz. Fakty i mity możliwości eksploatacji złóż węgla brunatnego w rejonie Legnicy. Instytut Górnictwa Odkrywkowego, 4 lutego 2010 r. www.mg.gov.pl
- Nowa Energia 2010.01.14 – Stan polskich sieci elektroenergetycznych. Rozmowa z dr inż. Edwardem Siwym z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej.
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. M. P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.

- Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej – Energia odnawialna. www.pigeo.org.pl
- Rychlicki S., Siemek J., 2008 - Gaz ziemny w polityce energetycznej Polski i Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1. s. 409-429.)
- Storn van Leeuwen J. W.& Smith P., 2005 – Nuclear power, the energy balance, 28 July 2005.
- Strupczewski A., 2009 - Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce a zaopatrzenie w paliwa rozszczepialne z zasobów krajowych. *Polityka Energetyczna*. T. 12, z. 2/2 s.
- Strupczewski A., 2006 – Aspekty ekonomiczne energetyki jądrowej. *Biuletyn Miesięczny PSE*.
- Trojanowska H. 2009 – Pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej. Program Polskiej Energetyki Jądrowej. Kierunki działania. *Zmieniamy Polski Przemysł*. Warszawa, 25 stycznia 2010 r. www.mg.gov.pl
- World Energy Outlook 2009 r.
- Zaporowski B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 531-542.
- Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej – Wizja rozwoju energetyki słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 roku.

