

# Marek Ł. Michalski

---

## Uwarunkowania rozwoju polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej w ramach Unii Europejskiej

---

Managerial Economics 4, 115-134

---

2008

Artykuł został opracowany do udostępnienia w internecie przez Muzeum Historii Polski w ramach prac podejmowanych na rzecz zapewnienia otwartego, powszechnego i trwałego dostępu do polskiego dorobku naukowego i kulturalnego. Artykuł jest umieszczony w kolekcji cyfrowej [bazhum.muzhp.pl](http://bazhum.muzhp.pl), gromadzącej zawartość polskich czasopism humanistycznych i społecznych.

Tekst jest udostępniony do wykorzystania w ramach dozwolonego użytku.

Marek Ł. Michalski\*

# Uwarunkowania rozwoju polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej w ramach Unii Europejskiej

---

## 1. Wstęp

Duży wpływ na wybór kierunków rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej mają uwarunkowania zewnętrzne, wynikające z podpisania przez Polskę deklaracji międzynarodowych oraz polityki Unii Europejskiej, które narzucają określone wymogi w dziedzinie struktury rynku, ochrony środowiska naturalnego i wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Energia elektryczna wytwarzana jest z energii pierwotnej dlatego po omówieniu uwarunkowań wynikających z umów międzynarodowych i prawodawstwa Unii Europejskiej przedstawiono trendy na rynku energii pierwotnej i zależności wybranych krajów UE od importu surowców energetycznych. Następnie poddano analizie strukturę krajowego rynku wytwarzania energii elektrycznej w odniesieniu do krajów UE przy uwzględnieniu specyfiki tego rynku, w tym struktury zużycia energii elektrycznej według źródeł energii pierwotnej, biorąc pod uwagę odnawialne źródła energii.

Elektrownie krajowe scharakteryzowano pod względem struktury wiekowej uwzględniając energochłonność krajowej gospodarki na tle krajów UE, USA i Japonii. Następnie omówiono inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycz-

---

\* Wydział Zarządzania, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.

nej i przedstawiono wnioski wynikające z uwarunkowań rozwoju polskiego sektora wytwarzania energii elektrycznej w ramach Unii.

Na wstępie warto zwrócić uwagę na cechy specyficzne rynku wytwarzania energii elektrycznej na tle pozostałych rynków energetycznych. Cechy te można scharakteryzować następująco:

1. Energię elektryczną jest szeroko stosowanym czynnikiem produkcji i konsumpcji.
2. W większości zastosowań energia elektryczna jest trudniejsza do zastąpienia niż pozostałe źródła energii. W związku z tym popyt na nią jest nieelastyczny, tzn. nawet znacząca zmiana ceny powoduje jedynie niewielkie zmiany wielkości popytu, nawet w długim okresie. Dotyczy to w szczególności gospodarstw domowych, gdyż przemysł w długim okresie w większym stopniu dostosowuje produkcję do zmian cen energii elektrycznej.
3. Ze względu na brak przystępnych cenowo technologii przechowywania znaczącej w skali całkowitego krajowego zużycia ilości energii elektrycznej, podaż musi w czasie rzeczywistym podążać za popytem<sup>1</sup>. Niespełnienie tego warunku wywołuje kosztowne gospodarczo i społecznie przerwy w dostawie energii elektrycznej (tzw. *brownout* lub *blackout*), a przywracanie zasilania jest trudne, stopniowe i czasochłonne.
4. Sektor wytwarzania energii elektrycznej był tradycyjnie postrzegany jako monopol naturalny w dziedzinie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Obecnie w krajach wysoko rozwiniętych, a szczególnie w prawodawstwie UE dominuje przekonanie, że jest możliwe zwiększenie efektywności ekonomicznej tego sektora poprzez wprowadzenie konkurencji w sektorze wytwarzania [6]. Jednak duże trudności w regulacji oraz bariery wejścia na rynek – w tym szczególnie wysokie koszty inwestycji oraz długi okres zwrotu kapitału – powodują, że wprowadzanie mechanizmów rynkowych nie zawsze przynosi oczekiwany efekt obniżenia cen energii elektrycznej. W niektórych krajach, jak na przykład w Niemczech nastąpił okresowy spadek cen po wprowadzeniu mechanizmów rynkowych. Jednak nie był on trwały. Między innymi w Kalifornii i zachodniej Kanadzie ceny znacznie wzrosły i pojawiły się obawy, czy system rynkowy może zapewnić odpowiedni poziom inwestycji.

Wyżej wymienione cechy charakterystyczne energii elektrycznej powodują, że zarządzanie tym podsektorem jest bardziej skomplikowane niż sektorem pierwotnych nośników energii, czego przykładem może być niepowodzenie deregulacji tego pod-

<sup>1</sup> Elektrownie szczytowo-pompowe stwarzają możliwości magazynowania energii elektrycznej do wykorzystania w okresach największego zapotrzebowania, jednak w warunkach hydrogeologicznych Polski możliwości ich wykorzystania są niewielkie w stosunku do krajowego zużycia energii elektrycznej.

sektora w Kalifornii (USA). W związku z tym duża część prawodawstwa UE w dziedzinie energetyki poświęcona jest regulacji funkcjonowania rynku wytwarzania energii elektrycznej.

## 2. Umowy międzynarodowe i polityka UE w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej

Umowy i deklaracje międzynarodowe w dziedzinie energetyki odnoszą się przede wszystkim do ochrony środowiska naturalnego. W ostatnich 20. latach kierunki działań międzynarodowych w tym zakresie wyznacza *Szczyt Ziemi* w Rio de Janeiro w 1992 roku i *Rio+10* (10 lat później) oraz *Protokół z Kioto*.

W 1992 r. w Rio de Janeiro odbyła się *Konferencja ONZ na temat Środowiska i Rozwoju* (ang. *United Nations Conference on Environment and Development (UNCED)*). Ponad 175 krajów, w tym Polska, przyjęło *Deklarację z Rio* (ang. *Rio Declaration*) oraz *Agendę 21*. W 1992 r. powołano *Komisję ONZ ds. Zrównoważonego Rozwoju* (ang. *UN Commission on Sustainable Development*) w celu monitorowaniu wdrażania założeń UNCED na szczeblu lokalnym, narodowym i międzynarodowym.

*Deklaracja z Rio* to zbiór 27 ogólnych zasad, które mają na celu ustanowienie nowego i sprawiedliwego globalnego partnerstwa poprzez stworzenie nowych form i poprawienia poziomu współpracy między państwami i kluczowymi grupami społecznymi. *Deklaracja z Rio* zobowiązuje sygnatariuszy do redukcji lub eliminacji niezrównoważonych form produkcji i zużycia surowców energetycznych nie stawiając przy tym konkretnych wymogów ilościowych ani czasowych. *Agenda 21* jest dokumentem zawierającym ponad 2000 zaleceń podzielonych na cztery grupy: zagadnienia socjalne, ekonomiczne, ochrona i zarządzanie zasobami w celu zapewnienia rozwoju. Podobnie jak *Deklaracja z Rio*, *Agenda 21* nie wprowadza jednoznacznych zobowiązań ilościowych ani czasowych, co pozostawiono w gestii rządów poszczególnych państw.

W 2002 r. w Johannesburgu odbył się *Światowy Szczyt Zrównoważonego Rozwoju* (ang. *World Summit on Sustainable Development (WSSD)*). Spotkanie to nazywane było także *Rio+10*, gdyż odbyło się 10 lat po *Szczycie Ziemi* w Rio de Janeiro i było kontynuacją tamtego spotkania. ONZ wezwała kraje które przyjęły *Deklarację z Rio* oraz *Agendę 21* do sporządzenia raportów opisujących postęp we wdrażaniu założeń zawartych w tym dokumencie. Okazało się, że postęp ten był znikomy. W oświadczeniu wydanym 25 września 2002 r., ONZ stwierdza: „nie jest tajemnicą – ani nawet punktem spornym – stwierdzenie, że postęp we wprowadzaniu ‘zrównoważonego rozwoju’ po *Szczycie Ziemi* w 1992 r. bardzo rozczarował” [22]. Opracowano dwa nowe dokumenty: *Deklaracja z Johannesburga*

(ang. *Johannesburg Declaration*), oraz *Plan działania* (ang. *Plan of Implementation*) [21]. Jednak ponownie nie osiągnięto zgody odnośnie do wymogów ilościowych i czasowych. Dlatego w wersji końcowej dokumenty te nie wywołują skutków prawnych.

*Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu* (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*) wynegocjowano na konferencji w Kioto (Japonia) w grudniu 1997 roku<sup>2</sup>. Sygnatariusze *Protokołu* zobowiązali się do redukcji emisji sześciu gazów cieplarnianych: dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>), metanu (CH<sub>4</sub>), podtlenku azotu (N<sub>2</sub>O), fluorowęglowodorów (HFCs), perfluorokarbonów (PFCs) i sześciofluorku siarki (SF<sub>6</sub>). Poziom redukcji jest odmienny dla poszczególnych państw i ma być osiągnięty w latach 2008–2012 a w przypadku niektórych krajów nie jest to redukcja, lecz ograniczenie wzrostu emisji. W ramach *Protokołu z Kioto*, Polska zobowiązała się do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 6% do 2012 r. w porównaniu z poziomem emisji z 1988 r., co nie będzie trudne, gdyż do roku 2005 krajowa emisja gazów cieplarnianych (wyrażona w ekwiwalencie CO<sub>2</sub>) spadła o 32%. Jest to spowodowane zmniejszeniem ogólnego zużycia energii pierwotnej w gospodarce narodowej o 26%, a w szczególności zmniejszeniem zużycia węgla kamiennego, które spadło o 47% od roku 1988 [13].

Poza umowami i deklaracjami międzynarodowymi, dyrektywy Rady i Parlamentu Europejskiego zobowiązują Polskę jako członka Unii Europejskiej, do harmonizacji prawa krajowego z prawem unijnym w dziedzinie energetyki. Dyrektywy obejmują wszystkie aspekty funkcjonowania sektora energetycznego i w związku z tym mają podstawowe znaczenie w kształtowaniu krajowej polityki energetycznej i elektroenergetycznej. Dlatego problematyka związana z realizacją wytycznych w zakresie struktury rynku wytwarzania energii elektrycznej i efektywności odgrywa ważną rolę w rozwoju tego sektora<sup>3</sup>.

Podstawowym aktem prawa, określającym zasady wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej na terenie Unii Europejskiej jest Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z roku 2003 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej[6]. (Jest ona kontynuacją dyrektywy 96/92/EC z roku 1996, która rozpoczęła proces liberalizacji rynku energii elektrycznej na terenie Unii Europejskiej.) Dyrektywa 2003/54/

<sup>2</sup> Proces ratyfikacji trwał blisko 8 lat, protokół stał się prawomocny dopiero w lutym 2005, trzy miesiące po ratyfikacji przez Rosję. (Jednym z warunków uprawomocnienia była ratyfikacja przez kraje produkujące nie mniej niż 55% gazów cieplarnianych na świecie). Natomiast USA – największy producent gazów cieplarnianych – nie planuje ratyfikować *Protokołu z Kioto*.

<sup>3</sup> Wiele dyrektyw UE w dziedzinie energetyki, jak na przykład te dotyczące oznakowania urządzeń elektrycznych czy promowania biopaliw w transporcie, nie jest bezpośrednio związana z omawianym problemem. W związku z tym omówiono wyłącznie dyrektywy dotyczące rynku wytwarzania energii elektrycznej.

EC wskazuje następujące korzyści z wprowadzenia mechanizmów rynkowych: zwiększenie wydajności, spadek cen, wyższe standardy obsługi oraz zwiększenie konkurencyjności. Jednakże występujące wciąż istotne braki w funkcjonowaniu mechanizmów rynkowych każą zwrócić szczególną uwagę na potrzebę sformułowania odpowiednich przepisów wykonawczych w celu zapewnienia:

- jednakowych warunków działania w sferze wytwarzania energii elektrycznej,
- zmniejszenia ryzyka dominacji rynkowej i zachowań grabieżczych,
- niedyskryminujących taryf przesyłowych i dystrybucyjnych poprzez dostęp do sieci na podstawie ogólnodostępnych taryf zapewniających „ochronę praw małych i słabych odbiorców”[6],
- jawności informacji dotyczących źródeł energii pierwotnej użytej do wytwarzania energii elektrycznej a także, gdzie to możliwe, podawanie informacji dotyczących ich wpływu na środowisko naturalne[6].

Jako podstawową przeszkodę w osiągnięciu w pełni działającego i konkurencyjnego rynku wewnętrznego podaje się kwestie dostępu do sieci (systemu przesyłowego i dystrybucyjnego), problemy taryfikacji i różne stopnie otwarcia rynku w poszczególnych państwach członkowskich. W dyrektywie za właściwe uznaje się prowadzenie systemów przesyłowych i dystrybucyjnych przez podmioty wyodrębnione prawnie w przypadku istnienia przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, przy czym ich odrębność prawna nie pociąga za sobą konieczności zmiany własności aktywów, gdyż mogą one pozostać własnością tego samego podmiotu. Zgodnie z Dyrektywą 2003/54/EC, wszyscy odbiorcy energii elektrycznej powinni mieć prawo swobodnego wyboru dostawcy. Jednak państwa mają obowiązek zapewnienia gospodarstwom domowym (a także, jeśli państwa członkowskie uznają to za właściwe małym przedsiębiorstwom) energii elektrycznej o określonej jakości po „wyraźnie porównywalnych, przejrzystych i rozsądnych cenach”.

W marcu 2007 r. głowy państw europejskich dokonały uzgodnień w zakresie zwalczania zmian klimatycznych [20]. W styczniu 2008 Komisja Europejska opublikowała projekt dyrektywy w sprawie promowania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, a dyrektywa ta nazywana czasem dyrektywą ‘3 x 20’ ma wejść w życie w 2010 r. Jej cele do roku 2020 sformułowano w następujący sposób:

- 20% redukcja emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.),
- 20% udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym UE,
- 20% wzrost efektywności wykorzystania energii w UE.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii jest wyrażone jako procentowa część konsumpcji zasobów odnawialnych w stosunku do całkowitego zużycia energii. Zużycie zasobów odnawialnych obejmuje bezpośrednie zużycie biopaliw oraz część energii elektrycznej i ciepła produkowanych z tych zasobów (np. wody, wiatru). Do celów obliczeniowych całkowite zużycie energii obejmuje elektryczność

oraz ciepło w dystrybucji[7]. Do roku 2020 udział energii odnawialnej ma być zwiększony z 8,5% w 2005 r. do 20% całkowitego zużycia energii w UE do 2020 r. W Polsce w analogicznym okresie udział ten ma wzrosnąć z 7,2% do 15%.

Poziom emisji gazów cieplarnianych w UE ma być zmniejszony o 20% do roku 2020 w porównaniu do 1990-go roku bazowego. Redukcja ta – jeśli zyska poparcie międzynarodowe krajów wysoko rozwiniętych nienależących do UE – ma wynieść 30%. Mechanizm handlu emisjami (*European Union Emissions Trading System (ETS)*) jest głównym systemem finansowym, który ma zapewnić redukcję emisji poprzez przydzielanie odpowiednich limitów i możliwość handlu emisjami. System ten obejmuje blisko połowę emisji CO<sub>2</sub> w Unii[5] i planowane jest jego rozszerzenie w najbliższych latach tak. Jest to istotne, gdyż w UE energetyka ponosi odpowiedzialność za 80% łącznej emisji gazów cieplarnianych. Wielkość ta może być zmniejszona m.in. poprzez propagowane skojarzonego wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, co umożliwi znaczne oszczędności paliwa.

W sferze wytwarzania energii elektrycznej w *Traktacie Akcesyjnym* [8] do UE Polska zobowiązała się do wytwarzania 7,5% energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do roku 2010. Według danych na koniec roku 2006 osiągnięto zaledwie poziom 2,9% (nie wliczając w to elektrowni szczytowo-pompowych) [11]. W przypadku nie przedstawienia świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów) na odpowiednią ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii polskie *Prawo energetyczne* przewiduje karę w formie opłaty zastępczej na sumę 240 zł/MWh[23], co oznacza wymierzenie kar na łączną sumę ponad 1,5 mld zł corocznie, począwszy od roku 2010, jeśli udział energii elektrycznej wytwarzanej w kraju z odnawialnych źródeł energii się nie zwiększy.

Niezależnie od umów międzynarodowych i dyrektyw UE, możliwości rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej determinowane są tendencjami na rynku energii pierwotnej, a w szczególności paliw kopalnych, takich jak węgiel, gaz ziemny i pośrednio ropa naftowa<sup>4</sup>.

### 3. Trendy na rynku energii pierwotnej na świecie i w krajach Unii Europejskiej

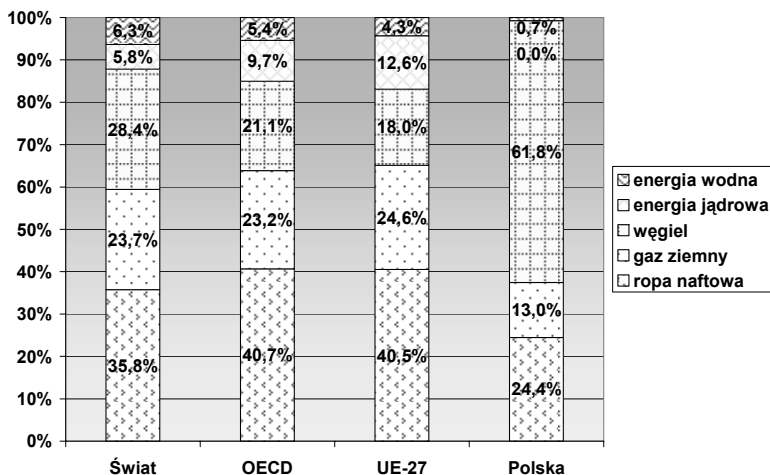
Około 84% energii elektrycznej wytwarzane jest w Unii Europejskiej z paliw kopalnych, w tym 54% z węglowodorów (węgla, gazu ziemnego i ropy naftowej) oraz 30% z paliwa jądrowego (uranu-235 lub plutonu-239)[9]. Z wyjątkiem węgla brunatnego, którego stosunkowo niska wartość opałowa<sup>5</sup> zazwyczaj ogranicza jego wykorzystanie do rynku lokalnego, rynek paliw jest rynkiem światowym.

<sup>4</sup> Warto zauważyć, że ceny gazu ziemnego na światowych rynkach oparte są na cenach ropy naftowej.

<sup>5</sup> Wartość opałowa jest ilością ciepła wydzielaną przy spalaniu jednostki masy lub objętości paliwa.

Różnice cen paliw na światowych rynkach są stosunkowo niewielkie i wynikają głównie z różnic w kosztach transportu oraz struktury opodatkowania. W związku z tym, że energia elektryczna wytwarzana jest obecnie w dużym zakresie z paliw kopalnych a rynek tych paliw jest rynkiem światowym, przed podjęciem analizy sektora wytwarzania energii elektrycznej niezbędne wydaje się uwzględnienie trendów na rynku energii pierwotnej na świecie i w krajach Unii Europejskiej.

Zasoby paliw kopalnych są ograniczone ilościowo i zostały już w dużym stopniu wyeksploatowane, mimo to roczne zużycie energii pierwotnej na świecie nadal wzrasta: w ciągu ostatnich 25 lat z 6602 Mtoe (milionów ton oleju umownego – jednostki miary energii najczęściej stosowanej w bilansach międzynarodowych) w 1981 do 10876 Mtoe w roku 2006. Średnioroczny wzrost wyniósł więc 2,5%. Światowe zużycie energii wzrasta niezależnie od stopniowego zwiększania efektywności wykorzystania energii pierwotnej w ramach postępu technologicznego w energetyce i w transporcie. Jest to spowodowane w dużym stopniu tempem wzrostu zapotrzebowania na energię w szybko rozwijających się rejonach Azji, tam bowiem zużycie energii wzrastało średnio o 4,7% w ciągu roku w ostatnich 25 latach [3].

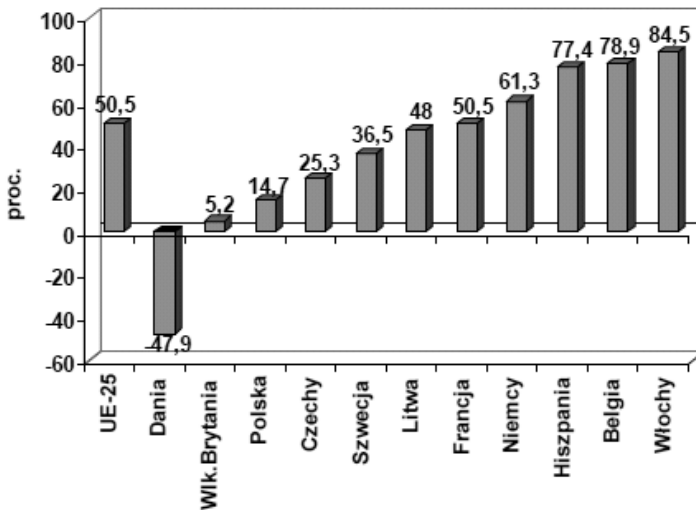


**Rys. 1.** Struktura zużycia podstawowych źródeł energii pierwotnej na świecie, w OECD, w UE-27 i w Polsce  
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3].

Największym źródłem energii na świecie jest obecnie ropa naftowa (stanowi on 35,8% przeciętnego zużycia energii). W krajach wysoko rozwiniętych udział ropy naftowej wynosi 40,7% w OECD i 40,5% w UE. Gaz ziemny jest źródłem



23,7% światowego zużycia energii, węgiel 28,4%, energia jądrowa 5,8% i energia wodna 6,3%. Struktura zużycia głównych źródeł energii pierwotnej na świecie, w OECD, UE-27 i w Polsce przedstawiono na rysunku 1. Stopień wykorzystania pozostałych źródeł energii (głównie biopaliwa, odpady, energia wiatrowa, słoneczna i geotermalna) nie ujęto w tym ogólnym bilansie, gdyż nie jest dobrze udokumentowany w skali światowej. Wiadomo jednak, że największymi źródłami energii odnawialnej są energia wody i biomasa a udział energii promieniowania słonecznego, wiatru i geotermalnej jest nadal stosunkowo niewielki. Nawet w krajach UE-25, gdzie wykorzystanie alternatywnych źródeł energii jest mocno propagowane, udział energii promieniowania słonecznego, wiatru i geotermalnej w całkowitym zużyciu energii pierwotnej wyniósł łącznie zaledwie 1,4% w roku 2005 [11, 15]. W Polsce udział produkcji energii odnawialnej w zużyciu energii ogółem w roku 2005 wyniósł 5,9%, z czego 5,4% pochodziło ze spalania biomasy stałej[11].



**Rys. 2.** Zależność wybranych krajów UE od importu surowców energetycznych  
Źródło: [18].

Kraje UE importują średnio 50,5% energii pierwotnej (por. rys. 2). Według tego wskaźnika Polska jest w mniejszym stopniu uzależniona od importu, gdyż importuje 14,7% energii pierwotnej. Warto jednak zauważyć, że wskaźnik ten może wprowadzić w błąd, gdyż jest on znacznie wyższy dla niektórych paliw. W przypadku Polski dla ropy naftowej i gazu ziemnego wynosi on odpowiednio 98,8% i 72,2% udziału importu w zużyciu krajowym [12].

Sytuację na rynku paliw komplikuje nierównomiernie rozmieszczone zasoby energetycznych na świecie, na pięć państw (Arabia Saudyjska, Iran, Irak, Kuwejt i Zjednoczone Emiraty Arabskie) przypada ponad 59% udokumentowanych światowych zasobów ropy naftowej, a trzy państwa (Iran, Katar i Rosja) posiadają 56% udokumentowanych światowych zasobów gazu ziemnego[3] – przy tym w sektorze paliwowym dominują monopole, oligopole i kartele. Uwarunkowania te wywołują znaczne trudności w prowadzeniu efektywnej polityki energetycznej w ramach poszczególnych państw, szczególnie gdy nie są one samowystarczalne pod względem zaopatrzenia w surowce energetyczne. Niezależnie od polityki energetycznej, wzrost zużycia i co za tym idzie stopniowe wyczerpywanie się zasobów, oraz monopolizacja i kartelizacja na rynkach paliw wywołują szybki wzrost cen paliw kopalnych.

Tylko w ostatnich trzech latach, ceny ropy naftowej wzrosły o 90% ze średniego poziomu 38 USD za baryłkę (b) w 2004 r. do 72 USD/b w 2007 r. Maksymalny poziom, blisko 140 USD/b osiągnęła cena ropy naftowej na początku czerwca 2008. W analogicznym okresie ceny gazu ziemnego wzrosły o 70% z 4,56 USD/MBtu w 2004 r. do 7,73 USD/MBtu w 2007 r. Ceny węgla na rynku europejskim charakteryzują się wahaniami: po wzroście o 127% z 31,65 USD/t w 2002 r. do 71,90 USD/t w 2004 r. nastąpił spadek o 15% do 61,07 USD/t w 2005 r. i ponowny wzrost o 42% do 86,60 USD/t w 2007 r. [3], co dowodzi, że w ostatnich latach występuje silna tendencja wzrostowa cen paliw kopalnych.

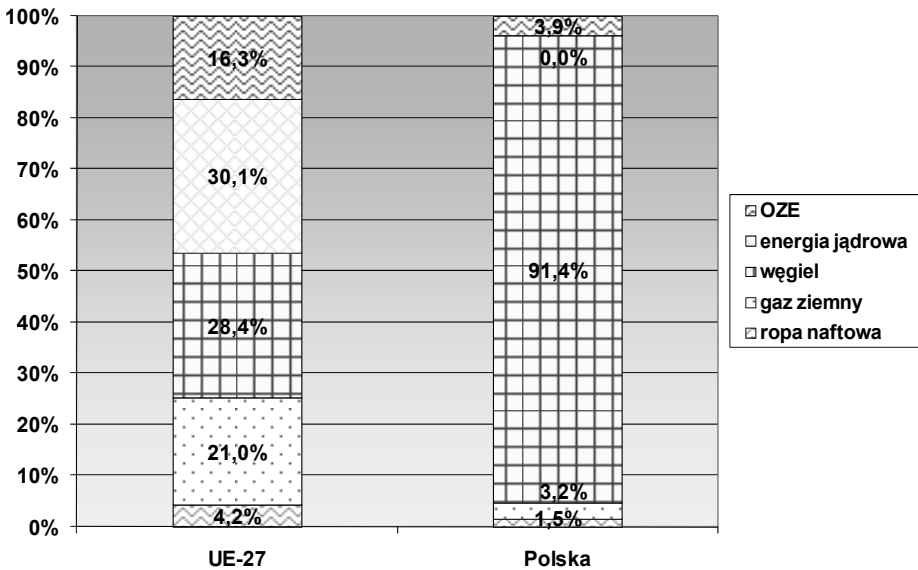
Wzrost światowego zużycia paliw, uzależnienie krajów Unii Europejskiej od importu surowców energetycznych oraz stały wzrost cen węglowodorów w istotny sposób rzutują na możliwości rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem tradycyjnych nośników energii a także, wskazują na potrzebę poszukiwania efektywnych ekonomicznie, ekologicznie i społecznie źródeł energii.

#### **4. Sektor wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na tle krajów Unii Europejskiej**

Podstawowymi źródłami energii elektrycznej w krajach UE (por. rys. 3) są energia jądrowa (30,1% udziału), węgiel (28,4% udziału) i gaz ziemny (21% udziału) oraz odnawialne źródła energii (16,3% udziału, w tym 10,3% pochodzi z energii wody, 2,4% z biomasy, 2,1% z energii wiatru, 1,2% z odpadów i 0,2% z energii geotermalnej).

W Polsce energia elektryczna wytwarzana jest głównie z węgla (91,4% udziału w produkcji, w tym 53,9% z węgla kamiennego i 37,5% z węgla brunatnego) oraz w mniejszym stopniu z gazu ziemnego (3,2% udziału) i odnawialnych źró-

del energii (3,9% udziału, w tym 2,4% energii wodnej, wliczając w to elektrownie szczytowo-pompowe, 1,2% biomasy, 0,2% odpadów i 0,1% energii wiatrowej). Pomijając elektrownie szczytowo-pompowe, które jedynie magazynują energię elektryczną, udział odnawialnych źródeł energii w Polsce wynosi około 2,9%. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w kraju różni się więc znacznie od średnich dla krajów UE, głównie pod względem wykorzystania węgla (91,4% udziału w kraju i 28,4% udziału w UE-27) oraz energii jądrowej (31,1% w UE-27 i 0% w Polsce).

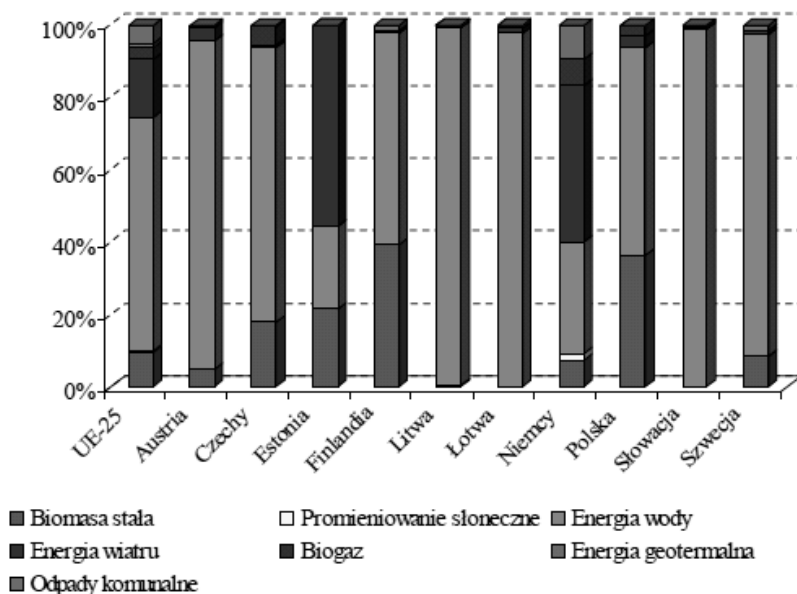


**Rys. 3.** Struktura zużycia energii elektrycznej w krajach UE i w Polsce (2005)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [9].

Struktura wykorzystania energii pierwotnej w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE zdaje się być stosunkowo zróżnicowana, gdyż żadne źródło energii nie przekracza 30,1% udziału. Jest to jednak efekt uśrednienia wartości, gdyż w rzeczywistości struktura wywarzania energii elektrycznej jest zróżnicowana w zależności od polityki energetycznej danego kraju (np. we Francji 78,5% energii elektrycznej wytwarzane jest w elektrowniach jądrowych) i dostępności źródeł energii pierwotnej (np. w Norwegii 98,9% energii elektrycznej wytwarzane jest w elektrowniach wodnych)[9].

W krajach UE podstawowym źródłem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) są elektrownie wodne, następnie elektrownie wiatrowe i bio-



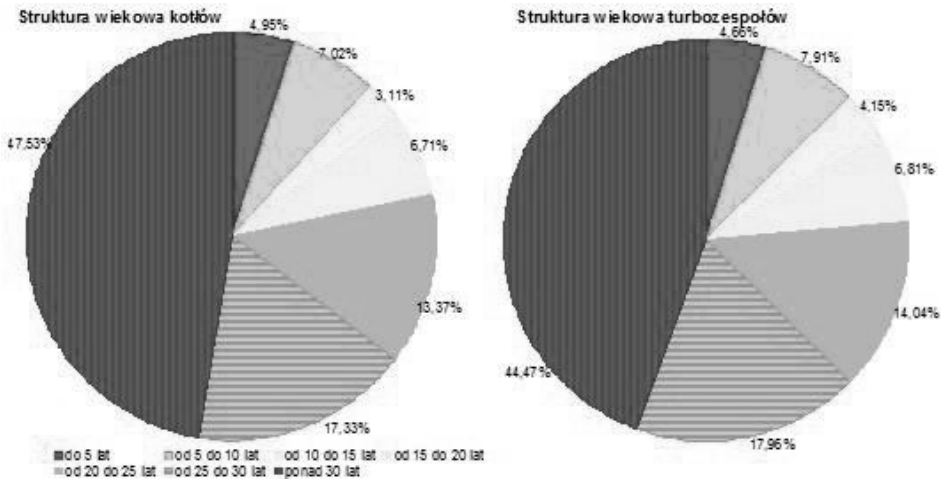
**Rys. 4.** Struktura produkcji energii elektrycznej wytworzonej z OZE w wybranych krajach UE (%) w 2005 r.

Źródło: [11].

masa stała, a w poszczególnych krajach struktura produkcji energii elektrycznej z OZE charakteryzuje się dużą dysproporcjonalnością (por. rys. 4).

Energia elektryczna w Polsce wytwarzana jest w 57 elektrociepłowniach i 20 elektrowniach należących do 49 podmiotów gospodarczych oraz w 12 pojedynczych lub pracujących jako zespoły elektrowniach wodnych[1]. Większość elektrowni systemowych przekroczyło 30 lat eksploatacji (por. rys. 5), a wiek 1/3 bloków energetycznych w Polsce wynosi w przybliżeniu 40 lat<sup>6</sup> – można więc stwierdzić, że krajowy sektor wytwarzania energii elektrycznej jest przestarzały i charakteryzuje się dużym stopniem zużycia technicznego i ekonomicznego. Od 1994 r. prowadzone są inwestycje mające na celu budowę nowych bloków produkcyjnych oraz modernizację istniejących, głównie w celu zredukowania emisji szkodliwych związków chemicznych do powietrza[25]. Jednak, jak wynika z rysunku 5 postęp w budowie jest stosunkowo niewielki – niecałe 5% majątku trwałego pochodzi z ostatnich pięciu lat.

<sup>6</sup> Ostatnie bloki 120 MW zostały zainstalowane ponad 35 lat temu. Spośród 57 bloków o mocy 200 MW aż 44 bloki są eksploatowane ponad 25 lat, a 18 – ponad 30 lat. Najstarsze bloki o mocy 370 MW zainstalowane w Elektrowni Bełchatów użytkowane są już od 1982 r., a najmłodsze – od 1988 r. [24].



**Rys. 5.** Okres eksploatacji majątku produkcyjnego w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2005 roku  
Źródło: [1].

**Tabela 1**

Największe inwestycje w nowe krajowe moce wytwórcze energii elektrycznej od 2000 roku

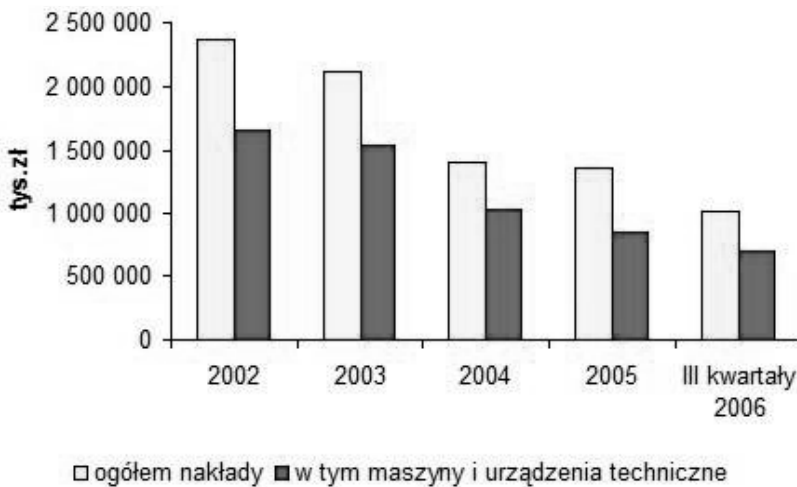
Wytwórca	Inwestycja w grupie	Paliwo	Moc (MW)	Nakłady (mln Euro)	Przewidywany termin ukończenia
Pątnów II	ZE PAK	węgiel brunatny	464	320	zakończono w roku 2007
Łagisza II	PKE	węgiel kamienny	460	500	Rok 2008
Bełchatów II	BOT Górnictwo i Energetyka (wchodzi w skład PGE)	węgiel brunatny	833	850	Rok 2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie [2, 14, 19, 26].

Od roku 2000 podjęto w kraju trzy duże inwestycje zmierzające do uruchomienia 1757 MW nowych mocy wytwórczych, co stanowi około 5% mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym (tab. 1); koszt tych inwestycji szacowany jest na 1,7 mld Euro. Pod koniec 2007 r. zakończono budowę bloku

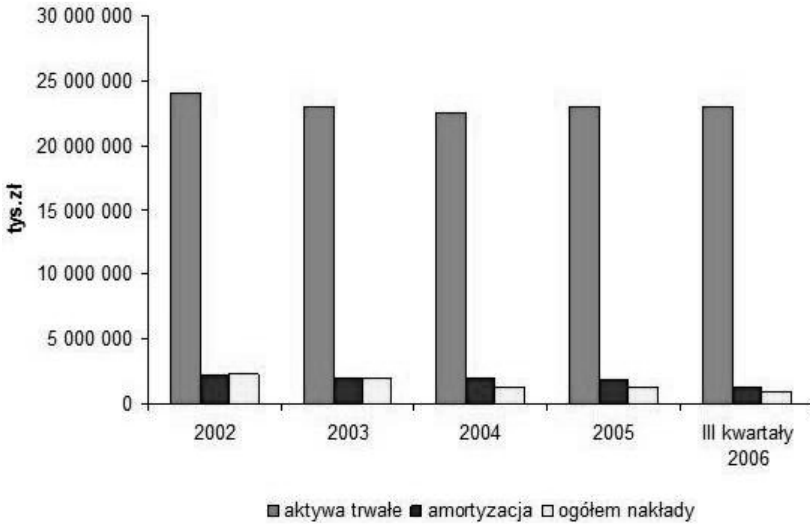
energetycznego Pątnów II – pierwszej jednostki prądotwórczej w Polsce osiągnącej parametry nadkrytyczne, które cechuje wysoka sprawność energetyczna (do 44% brutto i 41% netto). Nowy blok energetyczny spełnia wszelkie normy ekologiczne i jest najnowocześniejszą jednostką produkcyjną w kraju, spalającą węgiel brunatny [26].

Inwestycje te realizowano z dużymi opóźnieniami. Na przykład, budowa bloku Pątnów II została zatrzymana w połowie procesu inwestycyjnego na skutek braku środków finansowych, a faza organizacji funduszy inwestycyjnych dla bloku Bełchatów II trwała ponad pięć lat[17]. Jedyne inwestycje w moce wytwórcze w latach 2002–2006 (por. tab. 1) były związane z kontraktami długoterminowymi oraz z odtworzeniem mocy w Elektrowni Skawina i Elektrowni Stalowa Wola [14]. W ostatnich latach działalność inwestycyjna wskazuje tendencję malejącą (por. rys. 6).



**Rys. 6.** Nakłady inwestycyjne w krajowych elektrowniach systemowych  
Źródło: [14].

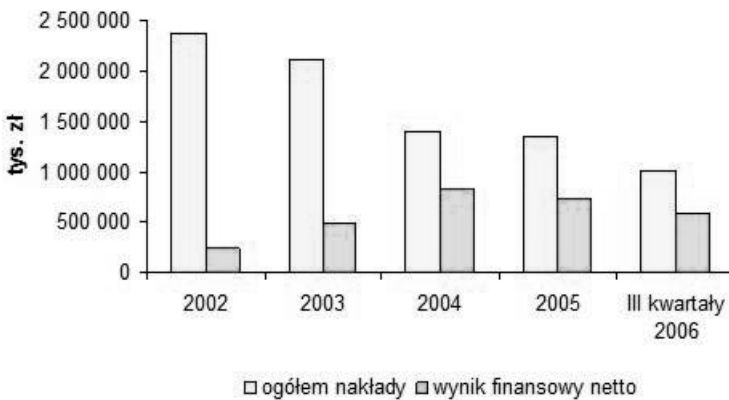
Mimo systematycznego starzenia się krajowych elektrowni i elektrociepłowni oraz relatywnie niskich nakładów inwestycyjnych, księgową wartość aktywów trwałych utrzymuje się zasadniczo na stałym poziomie (por. rys. 7). Według badań Urzędu Regulacji Energetyki jest to spowodowane przeszacowaniem aktywów, gdyż biorąc pod uwagę wiek urządzeń produkcyjnych inwestycje te są niewystarczające, aby na bieżąco odtwarzać zużyte moce wytwórcze – ich zadaniem było przede wszystkim podtrzymanie i przedłużenie eksploatacji istniejących mocy wytwórczych, a nie stworzenie nowych[14].



**Rys. 7.** Aktywa trwałe, odpisy amortyzacyjne i nakłady inwestycyjne w krajowych elektrowniach

Źródło: [14].

Analiza porównawcza nakładów inwestycyjnych ogółem z wynikami finansowymi netto (zyskiem) krajowych wytwórców energii elektrycznej wskazuje na spadek nakładów w latach 2002-2004, mimo czterokrotnego wzrostu zysku oraz tendencję malejącą zysków w latach 2004-2006 (por. rys. 8).



**Rys. 8.** Nakłady inwestycyjne ogółem i wyniki finansowe netto krajowych wytwórców energii elektrycznej

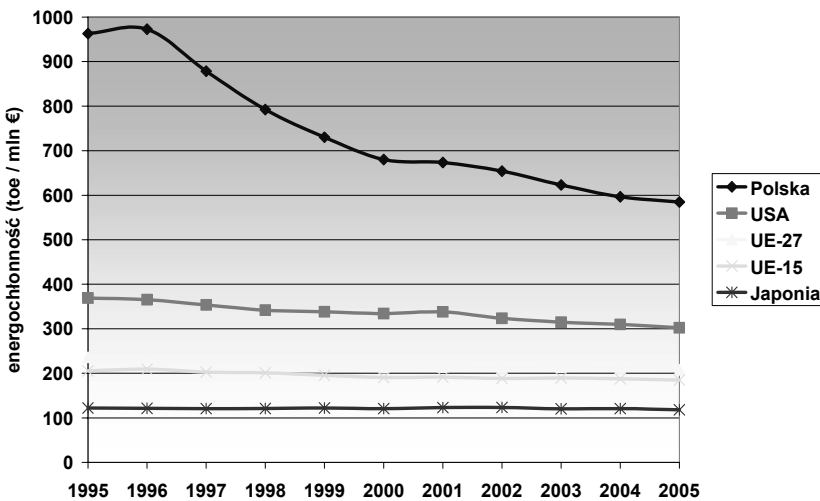
Źródło: [14].

Na podstawie prognoz zużycia energii elektrycznej, przy istniejących w Polsce około 32 000 MW mocy wytwórczych i okresie życia instalacji wytwórczych 30-35 lat, corocznie powinno przybywać około 800-1000 MW nowych mocy tylko w celu odbudowy bloków produkcyjnych kończących pracę[17], a w latach 2002–2005 do eksploatacji oddano średnio corocznie 225 MW nowych mocy – co stanowi zaledwie około 25% wymaganych inwestycji. Utrzymujący się w kraju regres w budowie elektrowni może spowodować, że za 5-7 lat ujawni się brak mocy dla zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną[17].

Warto zwrócić uwagę, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce nie zmniejsza się, mimo polepszania się wskaźnika energochłonności produktu krajowego brutto.

## 5. Energochłonność PKB i zatrudnienie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na tle krajów UE

Energochłonność produktu krajowego brutto (PKB) wyrażona jako ilość zużytej energii na jednostkę produktu krajowego brutto jest podstawowym wskaźnikiem efektywności wykorzystania energii. W ostatnich 10 latach (1995-2005) energochłonność PKB w kraju zmniejszyła się z poziomu 963 toe/mln€ w roku



Rys. 9. Energochłonność PKB w Polsce, USA, UE i Japonii

Źródło: opracowanie własne na podstawie [10].



1995 do 585 toe/mln€ w roku 2005 (por. rys. 6), co oznacza średnioroczny spadek o 5%.

Pomimo poprawy, energochłonność gospodarki polskiej znacząco odbiega od średnich w krajach wysoko rozwiniętych (wynoszących odpowiednio 302 toe/mln€ w USA, 208 toe/mln€ w UE-27, 185 toe/mln€ w UE-15 i 118 toe/mln€ w Japonii w 2005). Spadek energochłonności krajowej gospodarki jest szczególnie pożądany w warunkach utrzymującej się kilkuletniej tendencji wzrostu cen paliw.

Kolejnym ważnym wskaźnikiem, pozwalającym ocenić sytuację w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej, jest liczba zatrudnionych osób na jednostkę mocy wytwórczej (tab. 2). Przeprowadzenie dokładnej analizy w tym zakresie wymagałoby szczegółowych danych dotyczących poszczególnych krajów. Mimo ich braku można wyciągnąć wnioski również z analizy wybranych krajowych elektrowni systemowych z podziałem na elektrownie będące w 100% własnością Skarbu Państwa, elektrownie o mieszanej strukturze własności i elektrownie stanowiące w 100% własność obcą.

**Tabela 2**

Liczba pracowników na jednostkę mocy wytwórczej w wybranych krajowych elektrowniach systemowych w 2005 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Moc osiągalna (MW)	Zatrudnienie (liczba pracowników)	Liczba zatrudnionych na 1 000 MW mocy osiągalnej
<b>Sektor publiczny (100% własność Skarbu Państwa)</b>				
1	Elektrownia Kozienice SA	2 880	2 371	823
2	Elektrownia Stalowa Wola SA	341	559	1 639
3	Zespół Elektrowni Dolna Odra SA	1 950	2 521	1 293
4	Zespół Elektrowni Ostrołęka SA	722	1 089	1 508
Własność mieszana między sektorami z przewagą sektora publicznego				
5	BOT Elektrownia Opole SA	1 532	1 419	926
6	BOT Elektrownia Turów SA	2 106	1 827	868
7	BOT Elektrownia Bełchatów SA	4 440	4 514	1 017
8	Południowy Koncern Energetyczny SA	4 838	5 719	1 182
9	Zespół Elektrowni PAK SA	2 273	1 533	674

**Tabela 2 cd.**

<b>Sektor prywatny (100% własność zagraniczna)</b>				
10	Elektrownia Połaniec SA (Grupa Electrabel)	1 800	453	252
Własność mieszana z przewagą własności zagranicznej				
11	Elektrownia Rybnik SA	1 775	1 136	640
Własność mieszana między sektorami z przewagą własności zagranicznej				
12	Elektrownia Skawina SA	575	604	1 050

Źródło: [4].

Dane zamieszczone w tabeli 2 pokazują, że liczba pracowników na jednostkę mocy w przedsiębiorstwach będących własnością Skarbu Państwa (od 823 do 1639 osób na 1000 MW mocy) jest znacznie większa w niż w sektorze prywatnym (252 osoby na 1000 MW mocy). Dane te nie są jednak w pełni miarodajne, gdyż nie obejmują wartości świadczonych usług. Te same prace mogą być bowiem wykonywane w niektórych przedsiębiorstwach przez pracowników (co jest ujęte w tym porównaniu), a w innych przedsiębiorstwach przez pracowników firm świadczących usługi dla elektrowni na zasadzie outsourcingu (co zostało pominięte w tym porównaniu). Mimo to 3,3 do 6,5-krotna różnica w liczbie zatrudnionych na jednostkę mocy wskazuje na potrzebę wzrostu efektywności pracy w elektrowniach będących własnością Skarbu Państwa.

Biorąc pod uwagę stosunkowo niską efektywność pracy w sektorze wytwarzania energii elektrycznej mierzonej z pomocą wskaźnika liczby zatrudnionych na jednostkę mocy, niepokojące są dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące wynagrodzeń. Wynika z nich, że płace w sektorze elektroenergetycznym rosną systematycznie z roku na rok, niezależnie od wyników finansowych osiągniętych przez przedsiębiorstwa w kolejnych latach [4].

## 6. Podsumowanie i wnioski

Analiza uwarunkowań funkcjonowania i możliwości rozwoju krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w ramach Unii Europejskiej pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

1. Obserwowana silna tendencja wzrostu cen paliw kopalnych utrzyma się ze względu na ograniczone zasoby węgłowodorów. Ponadto monopolizacja i kartelizacja nadal będzie utrudniać funkcjonowanie rynku paliw. Wzrost cen

paliw kopalnych i szkody w środowisku związane z ich spalaniem powodują zwiększone zainteresowanie alternatywnymi źródłami energii w krajach Unii Europejskiej.

2. Z polityki energetycznej UE, w zakresie wykorzystania kopalnych paliw energetycznych oraz emisji gazów cieplarnianych, wynika konieczność zwiększenia w UE do 2020 roku udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20% (w Polsce do 15% z obecnych 7,2%), redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20% oraz wzrostu o 20% efektywności wykorzystania energii.
3. Elektroenergetyka polska, bazując w 91,4% na spalaniu węgla i wykorzystując odnawialne źródła energii na poziomie 2,9%, ma wysokie koszty zewnętrznych spalania węglowodorów. Należy założyć, że ten stan nie może być nadal sankcjonowany.
4. Niskie wykorzystanie w Polsce odnawialnych źródeł energii na poziomie tylko 2,9% w wytwarzaniu energii elektrycznej może spowodować, w związku z zobowiązaniami wynikającymi z *Traktatu Akcesyjnego* Unii Europejskiej do zwiększenia tego wskaźnika do 7,5%, kary ze strony Unii.
5. Krajowy sektor wytwarzania energii elektrycznej charakteryzuje się, jak to pokazano w opracowaniu, dużym stopniem zużycia technicznego i ekonomicznego. Ponadto utrzymujący się w kraju regres w inwestowaniu może spowodować w najbliższych latach brak mocy wytwórczych niezbędnych dla zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną. Konieczne będą więc nowe inwestycje w tym sektorze. Inwestycje te powinny wynikać z analizy efektywności pozyskania pierwotnych nośników energii w Polsce<sup>7</sup> oraz kompleksowej analizy kosztów, w tym kosztów zewnętrznych, procesu wytwarzania energii elektrycznej.

## Literatura

- [1] Agencja Rynku Energii (ARE), *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2006*, ARE, Warszawa 2007.
- [2] BOT Elektrownia Bełchatów, *Nowy blok energetyczny*, 2008, <http://www.elb.bot.pl/index.php?dzid=122>.
- [3] BP, *Statistical Review of World Energy*, London 2007.
- [4] Dobroczyńska A., Buńczyk A., Daniluk A. i Masri S., *Ceny energii elektrycznej w Polsce: sytuacja 2005-2006*, "Biuletyn URE" 2007, nr 1 (styczeń), <http://www.ure.gov.pl/portal/pl/333/2183>.
- [5] European Commission, *20 20 by 2020 - Europe's climate change opportunity*, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0030:FIN:EN:PDF>.

<sup>7</sup> Metodyka takiej analizy została opracowana przez Mariannę Księżyk [16].

- [6] European Commission, *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg 2003.
- [7] European Commission, *Poland - Renewable Energy Fact Sheet 23.01.2008*, Directorate General for Energy and Transport, [http://ec.europa.eu/energy/index\\_en.html](http://ec.europa.eu/energy/index_en.html).
- [8] European Union et al, *Treaty of Accession (Traktat o Przystąpieniu)*, Bruksela 2003, [http://www.europarl.europa.eu/enlargement\\_new/treaty/default\\_en.htm](http://www.europarl.europa.eu/enlargement_new/treaty/default_en.htm).
- [9] Eurostat, *Energy – Yearly Statistics 2005*, Office for official publications of the European Communities, Luxembourg 2007.
- [10] Eurostat, *Energy intensity of the economy - Gross inland consumption of energy divided by GDP (kilogram of oil equivalent per 1000 Euro)*, 2008, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=0&language=en&pcode=en021>.
- [11] Główny Urząd Statystyczny (GUS), *Energia ze źródeł odnawialnych w 2006 r.*, Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2007.
- [12] Główny Urząd Statystyczny (GUS), *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2005, 2006*, Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2007.
- [13] Główny Urząd Statystyczny (GUS), *Ochrona środowiska 2007*, Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2007.
- [14] Godecki S. i Panek A., *Inwestycje w sektorze wytwórczym elektroenergetyki*, "Biuletyn URE" 2007, nr 2 (marzec 2007), <http://www.ure.gov.pl/portal/pl/341/2219>.
- [15] International Energy Agency (IEA), *Renewables Information*, Paris 2007.
- [16] Księżyk M., *Efektywność pozyskiwania pierwotnych nośników energii w Polsce*, PWN, Warszawa-Kraków 1996.
- [17] Ministerstwo Gospodarki (MG), *Program dla elektroenergetyki*, Warszawa 2006.
- [18] Ministerstwo Środowiska (MŚ), *Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji (KPRU) CO<sub>2</sub> na lata 2008-2012 (projekt maj 2007)*, Warszawa 2007.
- [19] Południowy Koncern Energetyczny (PKE), *W przyszłym roku popłynie prąd z nowego bloku PKE z dnia 23.01.2008*, [http://www.pke.pl/dp/cms/news\\_content.xml?id=&=mid66&i=mid66&DocId=1207](http://www.pke.pl/dp/cms/news_content.xml?id=&=mid66&i=mid66&DocId=1207).
- [20] Tulej P.J., 2008, *Climate action and renewable energy package*, European Commission Climate Action, [http://ec.europa.eu/polska/news/documents/energy\\_package.pdf](http://ec.europa.eu/polska/news/documents/energy_package.pdf).
- [21] United Nations (UN), *Johannesburg Declaration, Johannesburg Plan of Implementation*, 2002, [www.un.org/esa/sustdev/documents/docs.htm](http://www.un.org/esa/sustdev/documents/docs.htm).
- [22] United Nations (UN), *The Johannesburg Summit Test: What Will Change?*, New York 2002.

- [23] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Prawo energetyczne – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Stan prawny na dzień 7 kwietnia 2007 r. (Tekst ujednolicony w Biurze Prawnym URE)*, Warszawa 2007.
- [24] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2006*, "Biuletyny URE" 2007, nr 3 (maj 2007 r.).
- [25] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2007*, "Biuletyny URE" 2008, nr 3 (maj 2008 r.).
- [26] Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin (PAK) SA, *Osiągnięcie mocy Pątnowa II*, <http://www.zepak.com.pl/pl?action=show&id=36>.