

Maciej KALISKI*, Adam SZURLEJ**, Zbigniew GRUDZIŃSKI***

Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono znaczenie węgla i gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE. Przeanalizowano zmiany w strukturze mocy zainstalowanej UE w latach 2000–2011 oraz zmiany jakie zaszły w krajowej strukturze w ostatnich latach. Przybliżono stan zasobów węgla i gazu w UE, podkreślając przy tym wysoki poziom zasobów węgla w Polsce. Przybliżono tendencje w zakresie wydobycia węgla i gazu ziemnego w UE, ze wskazaniem europejskich liderów w tym zakresie. Porównano zmiany poziomu uzależnienia od importu nośników energii wybranych krajów UE w ciągu ostatnich lat. Dokonano porównania struktury sprzedaży gazu ziemnego w Polsce i UE ze szczególnym uwzględnieniem udziału gazu, który jest zagospodarowany w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. W dalszej części artykułu przeanalizowano zmiany w zakresie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem zmian pierwotnych nośników energii (przybliżono także doświadczenia z USA w zakresie wpływu zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na wzrost wykorzystania gazu w energetyce). Porównano ceny energii elektrycznej w Polsce ze średnimi cenami w UE (w grupie gospodarstw domowych i średnich przedsiębiorstw).

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, energia elektryczna

* Prof. dr hab. inż., ** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

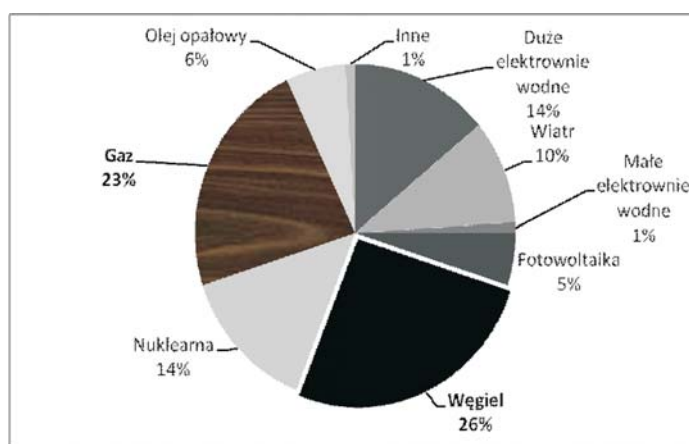
*** Dr inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków

Wprowadzenie

Łączny udział mocy jednostek wytwórczych bazujących na węglu i gazie ziemnym w strukturze mocy zainstalowanych w krajach UE w 2011 r. wynosił 49% całkowitej mocy. W porównaniu do 2000 r., pomimo dynamicznego rozwoju wykorzystania technologii bazujących na Odnawialnych Źródłach Energii, łączny udział węgla i gazu zwiększył się o 5% w strukturze mocy zainstalowanej (rys. 1). W latach 2000–2011 w strukturze mocy zainstalowanej w UE obserwuje się nieznaczne obniżenie udziału mocy instalacji węglowych z 28 do 26% i wzrost udziału mocy instalacji gazowych z 16 do 23%. W analizowanym okresie największy przyrost odnotowano w przypadku technologii gazowych – 116 GW, następnie wiatrowych – 84 GW oraz słonecznych – 47 GW. Natomiast w 2011 r. największy przyrost mocy nastąpił w jednostkach wytwórczych bazujących na OZE (słońce – 21 GW, wiatr – 9,6 GW) i gazie – 9,7 GW. W technologiach węglowych odnotowano przyrost mocy na poziomie 2,1 GW (EWEA 2012).

Podobnie jak w przypadku UE, także i w Polsce obserwuje się w ostatnich latach zmiany w zakresie struktury wytwarzania energii elektrycznej, przede wszystkim rośnie znaczenie jednostek wytwórczych bazujących na OZE (biomasa, wiatr) kosztem udziału jednostek na paliwa stałe; w 2005 r. udział OZE w całkowitej produkcji energii elektrycznej stanowił około 2%, a w 2011 r. zwiększył się do około 8% (URE 2012). Pomimo tej zmiany udział węgla w całkowitej produkcji energii elektrycznej jest wysoki w porównaniu do innych państw UE, w 2011 r. był na poziomie około 87%. Od 2010 r. obserwuje się stopniowy wzrost znaczenia węgla brunatnego w bilansie produkcji energii elektrycznej. Jest to spowodowane przede wszystkim względami ekonomicznymi.

W latach 2010–2011 w przypadku Polski odnotowano wzrost produkcji energii elektrycznej o 4,4% (wzrost PKB – 4,3%), a w UE nastąpił spadek produkcji o 2,5% (największy



Rys. 1. Struktura mocy zainstalowanej w UE w 2011 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie EWEA 2012

Fig. 1. EU power capacity mix in 2011

na Litwie o 17%, w Danii i Finlandii – o 9%) (BP 2012). Na sytuację tę największy wpływ miała sytuacja gospodarcza poszczególnych państw oraz warunki atmosferyczne (stosunkowo wysokie temperatury w ostatnich miesiącach 2011 r.).

Analiza wielkości zużycia nośników energii pierwotnej w latach 2010–2011, także wskazuje na ich tendencję wzrostową w Polsce (o 3,2%) oraz spadkową w UE (o 3,1%).

1. Zasoby węgla i gazu ziemnego

Światowe udokumentowane zasoby węgla kamiennego i brunatnego wynoszą 860,94 mld Mg, na UE przypada 6,5% światowych zasobów (56,15 mld Mg). Unijne zasoby węgla są dwukrotnie mniejsze od zasobów węgla jakie posiadają Chiny i około trzykrotnie mniejsze od rosyjskich zasobów węgla. Do państw UE o największych zasobach węgla należy zaliczyć: Niemcy (40,70 mld Mg), Polskę (5,71 mld Mg) oraz Grecję (3,02 mld Mg) (BP 2012).

Światowe udokumentowane zasoby gazu ziemnego są na poziomie 208,4 bln m³, na UE przypada zaledwie 0,9% światowych zasobów (1,8 bln m³). Unijne zasoby gazu ziemnego są dwukrotnie mniejsze od zasobów australijskich i ponad dwudziestokrotnie mniejsze od zasobów rosyjskich. Najzasobniejszymi w gaz ziemny państwami UE są: Holandia (1,1 bln m³), Wielka Brytania (0,2 bln m³) oraz Polska (0,1 bln m³). Warto podkreślić, że w latach 2010–2011 poziom udokumentowanych zasobów gazu ziemnego na świecie zwiększył się o 6,3%, a w przypadku UE obniżył się o około 22%. Dla okresu 2000–2011 te różnice w zasobach są następujące: na świecie odnotowano przyrost zasobów o 35%, a w UE zasoby gazu zmalały o 48% (BP 2012).

Porównując dostępność zasobów węgla i gazu ziemnego wskaźnikiem żywotności zasobów (R/P – zasoby odniesione do wielkości wydobycia w danym roku) otrzymuje się, że wskaźnik ten w ujęciu globalnym w 2011 r. dla węgla wynosił 112, a dla gazu ziemnego 64 lata (dla UE wskaźnik ten wynosi odpowiednio 97 i 12 lat).

Geologiczne zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2011 r. w Polsce wynosiły 48,5 mld Mg (około 75% zasobów to węgle energetyczne), w odniesieniu do 2010 r. stan zasobów zwiększył się o 3,4 mld Mg.

Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnych na koniec 2011 r. w Polsce to 22,7 mld Mg, w porównaniu do 2010 r. zwiększyły się o 2,8 mld Mg.

Udokumentowane złoża gazu ziemnego w kraju, wynoszą – w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy – około 100 mld m³. Krajowe zasoby gazu ziemnego skoncentrowane są głównie na Niżu Polskim (69% wydobywalnych zasobów) i na przedgórzu Karpat (26%). Pozostałe zasoby znajdują się w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego (4%) oraz w Karpatach (1%). W porównaniu do 2010 r. zasoby gazu zmniejszyły się o 2,5 mld m³. Tak przedstawiają się konwencjonalne złoża gazu ziemnego, natomiast jeżeli chodzi o złoża niekonwencjonalne, to w ciągu ostatnich lat Polska stała się jednym z najbardziej perspektywistycznych rynków poszukiwań *shale gas*. Dotychczasowe szacunki w zakresie

wielkości zasobów gazu ziemnego w polskich pokładach łupków są zróżnicowane (bln m³): od 1,4 (*Wood Mackenzie*), przez 3 (*Advanced Resources Int.*), po 5,3 (EIA). Z kolei według szacunków PIG z marca 2012 r., prawdopodobne polskie zasoby gazu w formacjach łupkowych szacowane są na 346–768 mld m³. Należy oczekiwać, że dopiero wyniki prowadzonych obecnie prac poszukiwawczych, w perspektywie najbliższych lat, dadzą odpowiedź w zakresie wielkości zasobów gazu w formacjach łupkowych. Ze złóż niekonwencjonalnych najlepiej rozpoznane są złoża metanu pokładów węgla; bilansowe zasoby wydobywalne tego gazu określane są na poziomie 89,1 mld m³ (PIG 2012; Rychlicki, Stopa 2010).

2. Znaczenie węgla i gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej

2.1. Wielkość wydobycia

W latach 2000–2011 w UE wydobycie węgla zmniejszyło się o 20%, w Polsce o 14%. Warto dodać, że w tym samym czasie na świecie wydobycie węgla wzrosło o 63%. W Chinach, największym producencie węgla, ten wzrost był na poziomie 254%. Do grona państw UE o największym wydobyciu węgla (kamiennego i brunatnego) w 2011 r. zalicza się (mln Mg): Niemcy (188,6), Polskę (139,2) oraz Republikę Czeską (57,9). W przypadku węgla kamiennego energetycznego Polska jest największym producentem w UE i dziesiątym w skali świata (wydobycie za 2011 r. to 63,9 mln Mg). Analizując wydobycie węgla brunatnego należy podkreślić, że Polska z wielkością wydobycia 62,7 mln Mg w 2011 r. plasowała się na drugim miejscu w UE (i siódmym na świecie), za Niemcami – 176,5 mln Mg, które są także największym producentem tego węgla na świecie.

O ile w przypadku wydobycia węgla Polska jest europejskim liderem i należy także do światowej czołówki, to analizując sytuację w zakresie gazu ziemnego należy stwierdzić, że jest już odmienna. W 2011 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło 4,3 mld m³, a w UE – 155 mld m³. Kraje o największym wydobyciu w UE to (mld m³): Holandia (64,2), Wielka Brytania (45,2) oraz Rumunia (11,0). Ponadto w porównaniu do Polski większy poziom wydobycia gazu osiągnięto także w Niemczech (10,0), Włoszech (7,7) i Danii (7,1). W przedziale czasowym 2000–2011 wydobycie gazu w UE zmniejszyło się o 33%, podczas gdy w skali świata wzrosło o 36% (BP 2012).

2.2. Struktura dostaw

Pod względem zużycia pierwotnych nośników energii, UE zajmuje trzecie miejsce na świecie, po USA i Chinach. Jednak jak już wcześniej przedstawiono w ostatnich latach w UE

uległo zmniejszeniu wydobycie węgla i gazu ziemnego w związku z tym zwiększa się poziom uzależnienia od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych. Potwierdzeniem tego faktu jest zmiana poziomu wskaźnika uzależnienia od importu wszystkich surowców energetycznych: w 1999 r. – 45,1%, a w 2009 r. – 53,9%. Poziom uzależnienia UE i wybranych krajów UE od zewnętrznych dostaw węgla kamiennego i gazu ziemnego przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Zależność od importu nośników energii w UE [%]

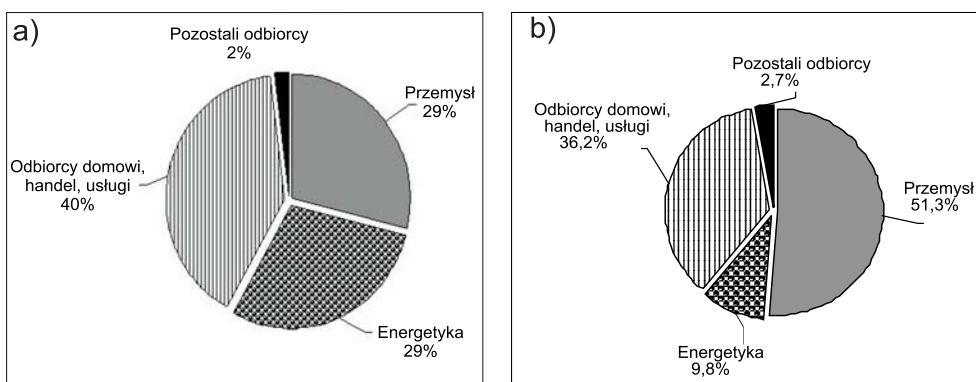
TABLE 1. The dependency on import of energy carriers in EU [%]

| Wyszczególnienie | Węgiel | | Gaz ziemny | | Wszystkie surowce | |
|------------------|--------|------|------------|-------|-------------------|------|
| | 1999 | 2009 | 1999 | 2009 | 1999 | 2009 |
| UE-27 | 38,6 | 62,2 | 47,9 | 64,2 | 45,1 | 53,9 |
| Francja | 80,6 | 91,7 | 102,2 | 100,9 | 51,6 | 51,3 |
| Niemcy | 37,0 | 74,1 | 79,6 | 87,9 | 59,3 | 61,6 |
| Polska | -32,3 | -6,9 | 67,2 | 67,7 | 9,8 | 31,7 |
| Wielka Brytania | 37,2 | 77,8 | -6,6 | 31,6 | -20,4 | 26,6 |
| Włochy | 100,9 | 97,4 | 72,9 | 88,6 | 83,0 | 82,9 |

Źródło: Eurostat 2011

Analizując wydobycie i zużycie węgla kamiennego to wśród krajów UE w 2009 r. tylko Polska i Republika Czeska były netto eksporterami tego paliwa (obecnie nasz kraj jest netto importerem węgla kamiennego), a w przypadku gazu ziemnego eksporterami netto były Dania i Holandia. Do największych importerów gazu ziemnego zalicza się Niemcy, Włochy i Francję. W latach 1999–2009 import gazu do UE zwiększył się 46% (Eurostat 2011). Rośnie import gazu do UE w formie LNG. Największymi importerami LNG są (mld m³): Wielka Brytania (25,3), Hiszpania (24,6) i Francja (14,6). Warto podkreślić, że analizując zużycie gazu ziemnego w UE w latach 2010–2011 obserwuje się spadek na poziomie 10% i w 2011 r. osiągnęło ono poziom 447,9 mld m³. W okresie tym w Polsce zapotrzebowanie na gaz wzrosło o 4% i osiągnęło w 2011 r. 15 mld m³. W przypadku węgla, w powyższym okresie zarówno w UE, jak i Polsce zużycie zwiększyło się, odpowiednio o 3,6% i 6% (BP 2012, Ministerstwo Gospodarki 2012).

Na rysunku 2 przedstawiono strukturę sprzedaży gazu ziemnego w UE (rys. 2a) i w Polsce (rys. 2b). Jak widać w UE udział gazu ziemnego, który jest kierowany do sektora wytwarzania energii elektrycznej jest około trzykrotnie większy niż w Polsce. W niektórych państwach UE gaz ziemny ma największy udział w strukturze produkcji energii elektrycznej, np. w Holandii – 61%, we Włoszech – 50%, w Hiszpanii – 36% (Kaliski i in. 2009). Z kolei węgiel, który ma największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej na świecie (42%) – a w strukturze UE jest drugim po energetyce jądrowej z udziałem 26,5% – jest



Rys.2. Struktura sprzedaży gazu ziemnego
a – w UE (2010), b – w Polsce (2011)

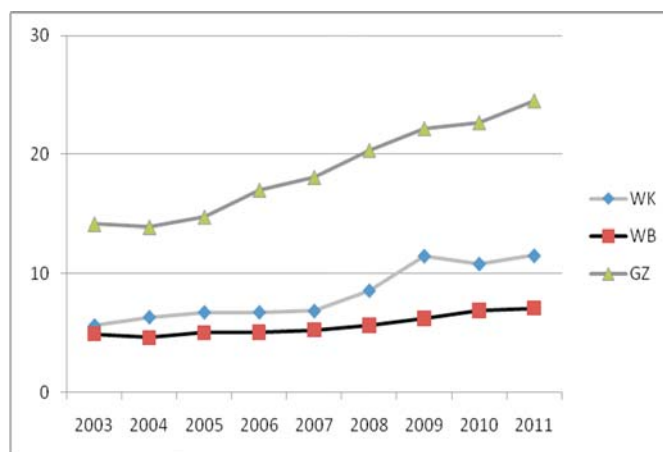
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurogas MG 2012

Fig.2. The structure of natural gas wholesale in EU (2010) and in Poland (2011)

szeroko wykorzystywany w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w takich państwach UE jak: Polska – 87%, Republika Czeska – 60%, Grecja – 55% (Eurostat 2011).

2.3. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Na rysunku 3 przedstawiono, jak kształtowały się ceny nośników energii w Polsce dla energetyki zawodowej. W analizowanym okresie czasu ceny węgla kamiennego dla energetyki zawodowej wzrosły o 105%, gazu o 73%, natomiast węgla brunatnego o 44%.



Rys. 3. Ceny nośników energii dla energetyki zawodowej w Polsce w latach 2003–2011 [zł/GJ]

Fig. 3. The energy carriers prices for power industry in Poland in 2003–2011 [zł/GJ]

Widać wyraźnie, że względy ekonomiczne przemawiają za węglem brunatnym. Dlatego też, jak już wcześniej wspomniano, w ostatnim czasie zauważalny jest wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wykorzystujących węgiel brunatny – tabela 2. Szacuje się, że w 2012 r. nastąpi 5% wzrost wydobycia tego węgla w porównaniu do 2011 r. i tym samym zwiększy się jego udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej, kosztem obniżenia udziału węgla kamiennego.

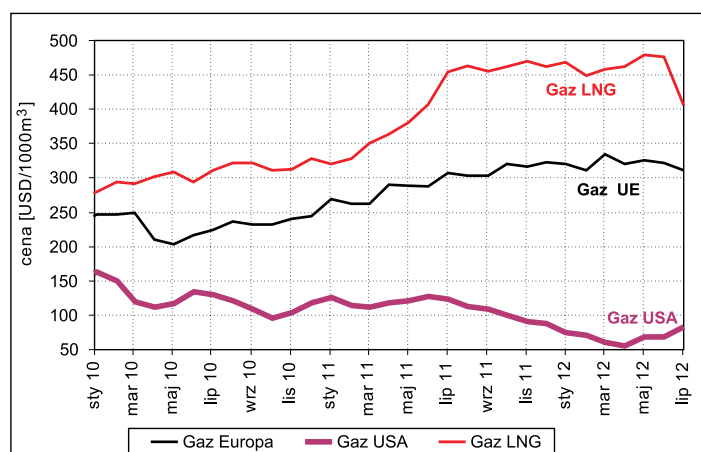
TABELA 2. Wybrane informacje dotyczące produkcji energii elektrycznej w Polsce

TABLE 2. Selected information about the electricity generation in Poland

| Wyszczególnienie | 2011 | 2010 |
|---|---------|---------|
| Produkcja energii elektrycznej ogółem [GWh] | 163 153 | 156 342 |
| ✧ na węglu brunatnym | 53 623 | 49 459 |
| ✧ na węglu kamiennym | 90 811 | 89 212 |
| ✧ na gazie ziemnym | 4 355 | 4 166 |

Źródło: URE 2012

Dla porównania w przypadku USA w okresie 2003–2011 ceny węgla kamiennego wzrosły o 50%, a gazu ziemnego zmalały o 34%, głównie dzięki zagospodarowaniu niekonwencjonalnych złóż gazu (od 2009 r. USA są światowym liderem w wydobyciu gazu ziemnego) (Siemek i inni 2011). Na rysunku 4 zilustrowano zmienność cen gazu ziemnego na kontynencie europejskim, amerykańskim i w Japonii. Skutki katastrofy japońskiej elek-



Rys. 4. Porównanie cen gazu ziemnego na rynku europejskim, amerykańskim oraz w dostawach gazu LNG do Japonii

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Banku Światowego

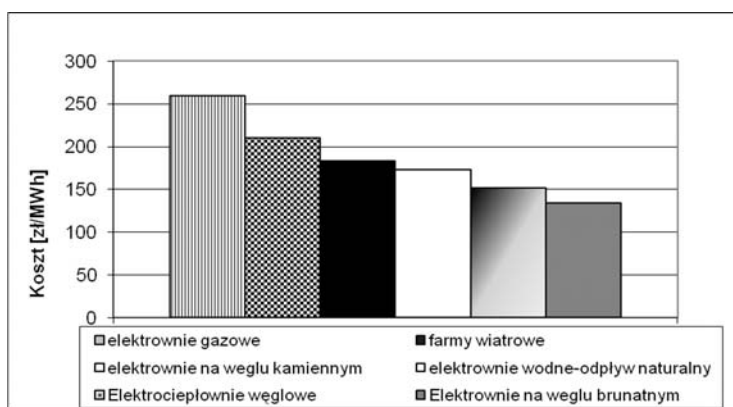
Fig. 4. The comparison of natural gas prices in the EU market, US market, and in the supplies of LNG to Japan

trowni jądrowej w Fukushima (marzec 2011) przełożyły się na wzrost wykorzystania gazu w sektorze energetycznym i głównie przez to ceny gazu na rynek japoński utrzymują się wyższym poziomie. Natomiast w USA w połowie kwietnia 2012 r. cena gazu była minimalna (poniżej 70 USD) w miesiącach letnich, głównie z powodu upałów (zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną do klimatyzacji) ceny gazu wzrosły do około 90 USD/1000 m³.

Znaczący wpływ na całkowite koszty energii elektrycznej w Polsce mają ceny pierwotnych nośników energii, a te – jak pokazano wcześniej – wzrosły w ostatnich latach (rys. 3). Analizując dynamikę zmian kosztów energii elektrycznej sprzedanej w latach 2005–2011, zakładając 100 dla kosztów tej energii w 2005 r. można zauważyć, że największy wzrost odnotowano w przypadku elektrowni na węglu kamiennym (o 38%), a najmniejszy w przypadku jednostek wytwórczych zasilanych węglem brunatnym (o 26%). Także porównując wysokość tych kosztów dla 2011 r. potwierdza się, że najniższe są w przypadku elektrowni na węglu brunatnym (156 zł/MWh), o 33% wyższe w przypadku elektrowni na węglu kamiennym i najwyższe w przypadku jednostek gazowych – o 77% (Mikołajuk 2012).

W latach 2010–2011 jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w Polsce wzrosły z 176,3 do 185,1 zł/MWh, głównie ze względu na wzrost kosztów paliwowych. Na rysunku 5 przedstawiono jak w 2011 r. kształtowały się koszty techniczne wytwarzania w podziale na poszczególne technologie. Najniższe są w przypadku elektrowni na węglu brunatnym, a najwyższe w przypadku jednostek gazowych.

Na wysokie techniczne koszty wytwarzania energii elektrycznej w przypadku technologii gazowych decydujący wpływ mają koszty gazu ziemnego, które stanowią około 80% technicznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (w 2011 r. w lipcu po zatwierdzeniu taryfy PGNiG SA wzrosły ceny gazu, dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej o około 13%) (URE 2012). Zatem mając na uwadze, że w przypadku Polski cena gazu zależy głównie od kosztów importu tego surowca, a te w ostatnich miesiącach, ze względu na



Rys. 5. Jednostkowe techniczne koszty wytwarzania energii elektrycznej w 2011 r. w podziale na poszczególne technologie

Źródło: opracowanie własne na podstawie Mikołajuk 2012

Fig. 5. The individual technical costs of electricity generation in 2011 including the division of particular technologies

wysokie notowania ropy naftowej na światowych giełdach oraz relatywnie wysokie kursy walut (USD i EUR), to w perspektywie najbliższych miesięcy najważniejszy wpływ na cenę gazu w kraju będzie mieć wynik toczących się na poziomie spółek negocjacji cenowych z partnerem rosyjskim. Natomiast w perspektywie najbliższych lat należy oczekiwać, że decydujący wpływ na cenę gazu ziemnego będą mieć rezultaty prowadzonych obecnie prac w zakresie poszukiwań gazu w złożach niekonwencjonalnych (Siemek i in. 2011). Na podstawie doświadczeń amerykańskich, widać wyraźnie, że wzrost pozyskania gazu ze złóż niekonwencjonalnych wpłynął na obniżenie się ceny gazu, co przełożyło się na zwiększone wykorzystanie gazu w sektorze wytwarzania energii elektrycznej (tab. 3) (EIA 2012).

TABELA 3. Wybrane dane dotyczące wykorzystania gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w USA w latach 2006–2012

TABLE 3. Selected data concerning natural gas usage in electricity generation in the United States 2006–2012

| Wyszczególnienie | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012* |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Wydobycie [mld m ³] | 524,0 | 545,6 | 570,8 | 584,0 | 604,1 | 651,3 | – |
| Zużycie przez el. [mld m ³] | 176,1 | 193,6 | 188,7 | 194,5 | 209,1 | 215,1 | 124,7 |
| Cena gazu w dostawach do el. [USD/1000 m ³] | 255,4 | 261,6 | 321,7 | 177,6 | 187,2 | 172,1 | 114,3 |

* Dane dotyczące pierwszego półrocza

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych EIA 2012

Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w USA w 2011 r. wyniósł 20%, najważniejszym surowcem do produkcji energii elektrycznej jest węgiel z udziałem 46%, jednak w ostatnich latach zauważalne jest obniżenie udziału węgla i wzrost znaczenia gazu.

2.4. Ceny energii elektrycznej

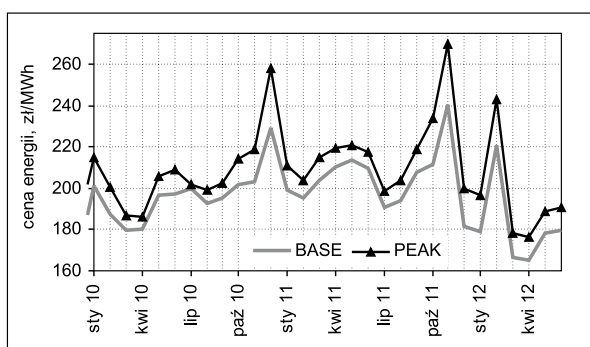
W nowelizacji ustawy Prawo energetyczne z dnia 8 stycznia 2010 r. wprowadzono tzw. „obligo giełdowe”, nakładające na wszystkich wytwórców obowiązek sprzedaży przynajmniej 15% wyprodukowanej energii elektrycznej na giełdach towarowych. Natomiast przedsiębiorstwa wchodzące w skład grup energetycznych i mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o „likwidacji KDT-ów” są zobowiązane do sprzedaży 100% wytworzonej energii przez giełdę lub w drodze otwartego przetargu (Grudziński 2011).

Ta sytuacja spowodowała, że Towarowa Giełda Energii (TGE) stała się najważniejszym rynkiem obrotu energią elektryczną w Polsce. Dwa najważniejsze rynki na TGE, to rynek

dnia następnego (RDN) oraz rynek terminowy towarowy (RTT). Cenę na najważniejszych rynkach można uznać za referencyjną dla całego rynku energii.

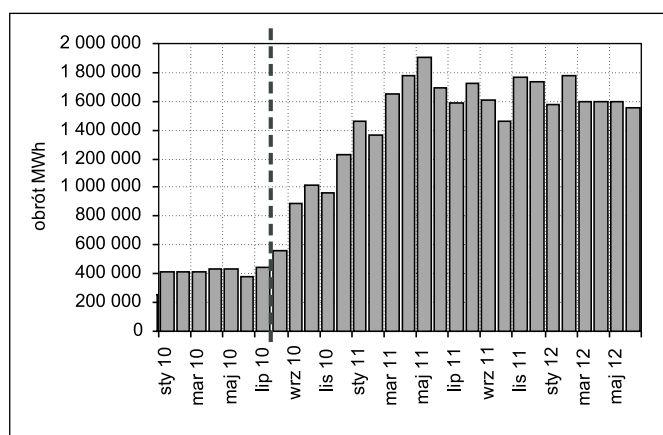
W 2012 roku odnotowano wysokie udziały wszystkich rynków TGE dedykowanych energii elektrycznej (łącznie z tynkiem praw majątkowych) w całkowitym zapotrzebowaniu Krajowego Sytemu Energetycznego. Średnio udział tych rynków wyniósł ponad 80% w zapotrzebowaniu na energię. Na rysunku 6 przedstawiono zmiany cen miesięcznych w notowaniach na TGE kontraktów typu *Base* i *Peak*, natomiast na rysunku 7 przedstawiono dynamikę obrotów energią na giełdzie. Linia przerywaną zaznaczono okres, od którego było wprowadzone tzw. „obligo giełdowe”.

Porównując ceny energii elektrycznej w Polsce dla odbiorców przemysłowych z cenami w UE w 2011 r. można zauważyć, że były one około 2,9% wyższe (rys. 8) od średniej dla UE-27 (najniższe ceny występowały w Estonii i Bułgarii). Należy zauważyć, że ceny energii



Rys. 6. Zmiany cen miesięcznych w notowaniach na TGE kontraktów *Base* i *Peak* (RDN)
Źródło: opracowanie własne na podstawie TGE

Fig. 6. The monthly prices change ratings at TGE (Polish Power Exchange) of contracts *Base* and *Peak*

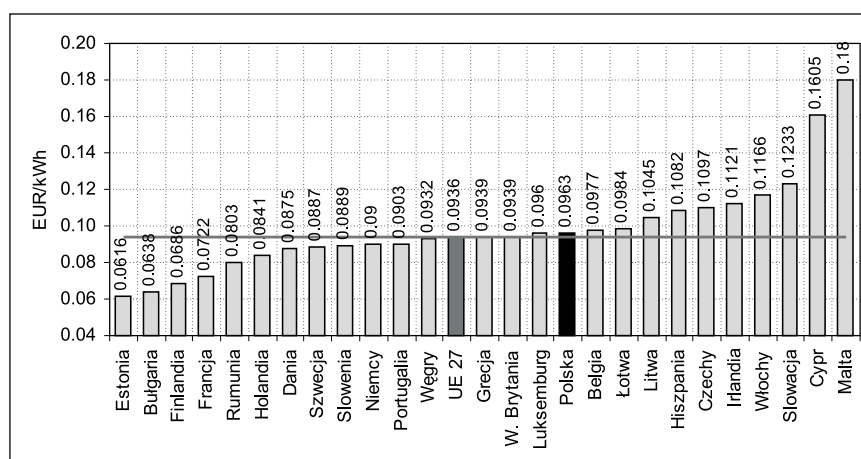


Rys. 7. Dynamika obrotów na TGE
Źródło: opracowanie własne na podstawie TGE

Fig. 7. The dynamics of trade at TGE (Polish Power Exchange)

(u najbliższych sąsiadów w tym okresie) w tym segmencie rynku są niższe zarówno w Niemczech, jak i Szwecji, czyli w krajach z którymi mamy połączenia transgraniczne umożliwiające wymianę energii.

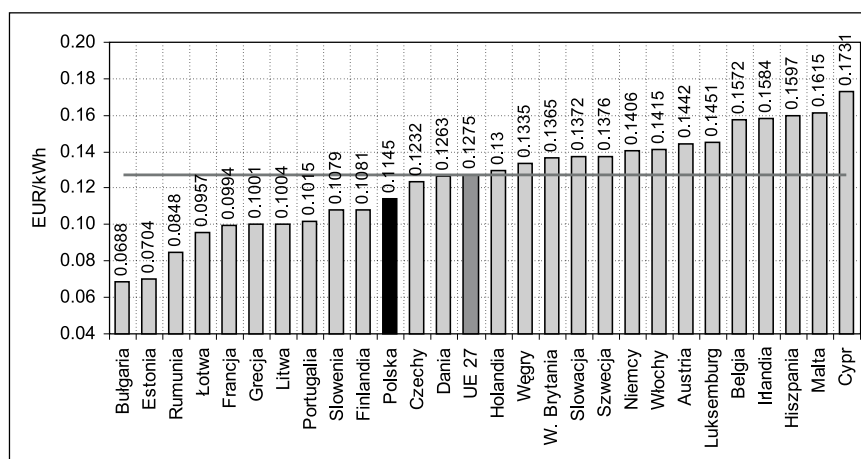
W przypadku odbiorców domowych (rys. 9) w Polsce ceny były niższe o około 10% w porównaniu do średnich cen UE-27 (najniższe ceny odnotowano w Bułgarii i Estonii) (Eurostat 2011).



Rys. 8. Ranking średnich cen energii elektrycznej dla średnich odbiorców przemysłowych w krajach Unii Europejskiej w 2011 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat

Fig. 8. The ranking of average electricity prices for medium industrial consumers in EU countries in 2011



Rys. 9. Ranking średnich cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w krajach Unii Europejskiej w 2011 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat

Fig. 9. The ranking of average electricity prices for households in EU countries in 2011

Podsumowanie

Węgiel kamienny i gaz ziemny odgrywają bardzo ważną rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE, a w Polsce paliwa stałe to podstawowy pierwotny nośnik energii wykorzystywany w energetyce. Dzięki posiadaniu i szerokiemu wykorzystaniu węgla poziom bezpieczeństwa energetycznego Polski oceniany poprzez uzależnienie od importu nośników energii (31,7%) jest jednym z najniższych w UE.

W najbliższych latach rozwój sektora wytwarzania energii elektrycznej nie będzie się opierać na jednej, dominującej technologii energetycznej. Wybór konkretnej technologii będzie wynikać – tak jak i obecnie – przede wszystkim z rachunku ekonomicznego. W przypadku Polski, uwarunkowania ekonomiczne i historyczne przemawiają za tym, że węgiel utrzyma dominującą pozycję w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. Stopniowo wzrastać będzie także znaczenie gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej, a o dynamice tego procesu będzie decydować m.in. postęp w zakresie liberalizacji rynku gazu oraz wyniki prac poszukiwawczych niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Rozbudowa nowych mocy bazujących na gazie ziemnym jest niezbędna m.in. z uwagi na przewidywany dynamiczny rozwój produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (głównie elektrownie wiatrowe).

Mając na uwadze zmiany w amerykańskim sektorze energetycznym spowodowane wzrostem pozyskania gazu ze złóż niekonwencjonalnych, wydaje się, że prognozowany dalszy wzrost wydobywania gazu przyczyni się nie tylko do zmian w bilansie energetycznym USA, ale także może wpłynąć na rynek energii UE, m.in. poprzez zwiększony eksport węgla energetycznego z USA do Europy.

Literatura

- Bank Światowy – Global Commodity Markets (<http://econ.worldbank.org>).
- BP 2012: BP Statistical Review of World Energy. June 2012; www.bp.com
- The European Wind Energy Association (EWEA), 2012: Wind in Power: 2011 European Statistics. February; www.ewea.org
- Energy Information Administration (EIA), 2012: Natural Gas Prices; <http://www.eia.gov>
- Eurostat, 2011 – Energy, transport and environment indicators.
- GRUDZIŃSKI Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, s. 93–106.
- GRUDZIŃSKI Z., SZURLEJ A., 2011 – Węgiel, ropa, gaz ziemny – analiza cen w latach 2006–2011. *Przegląd Górniczy* nr 7–8 9, s. 306–313, Wyd. SITG, Katowice.
- KALISKI M., SIEMEK J., SIKORA A., STAŠKO D., JANUSZ P., SZURLEJ A., 2009 – Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE – szanse i bariery. *Rynek Energii* nr 4, s. 1–6.
- MACIEJEWSKI Z., 2011 – Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 249–259.
- MALKO J., 2011 – Klimatyczne aspekty polityki energetycznej. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 273–290.

- MIKOŁAJUK H., 2012 – Wyniki finansowe elektroenergetyki – kryzysowe? Rynek Energii Elektrycznej REE 2012 w Kazimierzu Dolnym, 9 maja (www.cire.pl).
- Ministerstwo Gospodarki 2012: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2011 r. Warszawa.
- Państwowy Instytut Geologiczny, 2012 – Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na dzień 31.12.2011 r., Warszawa 2012.
- RYCHLICKI S., STOPA J., 2010 – Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego szansą dla Polski. Profesjonalne Gazownictwo 2010, Wyd. AKNET-Press, s. 21–26.
- SIEMEK i in. 2011 – SIEMEK J., KALISKI M., RYCHLICKI S., SIKORA S., JANUSZ P., SZURLEJ A., 2011 – Importance of LNG technology in the development of world's natural gas deposits. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, vol. 27, iss. 4 s. 109–130.
- SIEMEK i in. 2011 – SIEMEK J., KALISKI M., JANUSZ P., SIKORA S., SZURLEJ A., 2011 – Wpływ *shale gas* na rynek gazu ziemnego w Polsce. Rynek Energii nr 5, s. 118–124.
- TGE – Towarowa Giełda Energii – Raporty miesięczne. (PoIPX Monthly Report; numery: z lat 2010–2012).
- Urząd Regulacji Energetyki, 2012 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2011 r. Warszawa, marzec 2012 r.

Maciej KALISKI, Adam SZURLEJ, Zbigniew GRUDZIŃSKI

Coal and natural gas in power production for Poland and the EU

Abstract

This paper examines the important role of coal and natural gas in the electricity generation industries of Poland and the European Union. It summarizes changes in the structure of the installed capacity of the EU countries from 2000–2011. The data provided includes approximate quantities of coal and natural gas reserves in the EU, highlighting the large coal reserves in Poland. The paper shows trends in coal and natural gas production in the EU, with particular attention paid to European leaders. Furthermore, it highlights the dependence on energy imports of selected EU countries in recent years. A comparison is made of the structure of natural gas sales in Poland and the EU, noting the share of gas consumed by the power generation sector. Consequently, the examination reviews the changes in the costs of power generation in Poland, taking into account changes in primary energy carriers (outlining the United States' experiences with the impact of unconventional natural gas development on the increased use of gas as a fuel for power generation). Electricity prices in Poland were compared with the average prices in the EU (for households and medium-sized enterprises).

KEY WORDS: hard coal, lignite, natural gas, electricity