

*Prof. Dr hab. inż. Maciej Kaliski*

Departament Ropy i Gazu, Ministerstwo Gospodarki i Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH, Kraków,

*Mgr Marcin Krupa*

Institut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.,

*Mgr inż. Andrzej Sikora*

Institut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.

## **Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego.**

### **Słowa kluczowe:**

Gaz łupkowy, prognoza, moce wytwórcze, energia elektryczna, paliwa stałe, gaz ziemny, rynek gazu, monetyzacja gazu.

### **Streszczenie**

*Opracowana przez ARE prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 jako załącznik do PEP2030 przewiduje, na bazie informacji pozyskanych ze spółek energetycznych, iż do roku 2020 w Polsce zostanie wycofanych z użytkowania około 7 GW mocy wytwórczych brutto (opartych na węglu kamiennym i brunatnym), a po 2020 kolejne 7 GW (węgiel kamienny). Oznacza, to iż blisko połowa obecnych mocy wytwórczych energetyki opartych o paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny) będzie musiała być zastąpiona nowymi jednostkami. Do tego dochodzi przyrost mocy wytwórczych energetyki związany ze wzrostem popytu na energię elektryczną i ciepłą. W efekcie w Polsce do 2030 roku powinno zostać wybudowane ponad 21 GW brutto nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepłej w energetyce zawodowej.*

*Z informacji podawanych przez spółki energetyczne wynika, iż w planach, o różnym stopniu zaawansowania i prawdopodobieństwa, jest obecnie 5 dużych bloków energetycznych przewidzianych do zasilania gazem ziemnym. W artykule autorzy próbują oszacować możliwy rynek gazu łupkowego dla elektroenergetyki oraz omawiają istotne przeszkody jakie napotka rozwój energetyki opartej o nowe prognozowane zasoby gazu ziemnego.*

\*\*\*

### **1. Wprowadzenie.**

Ogromne zainteresowanie, jakie od kilkunastu miesięcy towarzyszy potencjalnym zasobom gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Polsce, najlepiej uwidacznia mapa przyznanych koncesji na poszukiwania złóż gazu ziemnego publikowana na stronach internetowych Ministerstwa Środowiska. Pas najbardziej perspektywicznych złóż łupków dolnego paleozoiku ciągnący się od Zatoki Gdańskiej poprzez Kujawy, Mazowsze, aż do Wyżyny Lubelskiej został już niemal w całości zagospodarowany przez takie firmy jak ExxonMobil, Chevron, Marathon Oil i wiele innych podmiotów. Wstępne szacunki mówią o wydobywanych zasobach gazu z łupków na poziomie od 1,4 bln m<sup>3</sup> (Wood MacKenzie<sup>1</sup>) do nawet 3 bln m<sup>3</sup> (Advanced Resources Int.<sup>2</sup>). Obecnie wydobywane zasoby gazu ze złóż konwencjonalnych wynoszą około 140 mld m<sup>3</sup> (dane Państwowego Instytutu

<sup>1</sup> Por. Wood MacKenzie Unconventional Gas Service Analysis „Poland/Silurian Shales”, sierpień 2009

<sup>2</sup> Por. Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens „Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, grudzień 2009

Geologicznego<sup>3</sup>), zaś wydobycie wynosi nieco ponad 4 mld m<sup>3</sup> rocznie, co daje współczynnik zasobów do wydobycia (R/P) na poziomie około 34,6 – jeden z najwyższych w krajach europejskich. Przyjmując ów współczynnik do wyliczenia potencjalnego wydobycia z wcześniejszych podawanych szacunków zasobów gazu niekonwencjonalnego<sup>4</sup> uzyskujemy gigantyczne, jak na skalę Polski, wolumeny: od 40,5 mld m<sup>3</sup> (dolna granica przedziału) do 86,8 mld m<sup>3</sup> (górna granica oszacowania) gazu ziemnego rocznie. A mając na uwadze specyfikę profilu wydobycia gazu z łupków, z ogromnym wzrostem produktywności danego złoża w pierwszych okresach i późniejszym silnym spadkiem oraz słabe wykorzystanie własnych zasobów przez polskie koncerny wydobywcze (głównie PGNiG) odzwierciedlone w bardzo wysokim współczynniku R/P, możemy się spodziewać wydobycia nawet na poziomie 100 mld m<sup>3</sup> gazu na rok – i to w perspektywie najbliższych 10 – 15 lat.

Każdy z potencjalnych inwestorów powinien znaleźć odpowiedzi na jeszcze jeden zestaw pytań, być może kluczowych dla przyszłości inwestycji: Komu, gdzie, i po jakiej cenie będzie mógł dany Inwestor w przyszłości zaoferować wydobyty z łupków gaz ziemny? Jaki będzie, uwzględnivszy koszty wydobycia, i czy ceny rynkowe, odnoszone do alternatywnych źródeł zaopatrzenia (głównie gazu rosyjskiego) pozwolą na uzyskanie adekwatnej do ponoszonego ryzyka stopy zwrotu z inwestycji.

Na podstawie planów finansowych, zarówno inwestorzy, jak i pozostałe instytucje finansujące (banki, fundusze private equity, itp.) mogą oszacować nie tylko wielkość koniecznych do rozwoju środków finansowych, ale przede wszystkim potencjalny zwrot z inwestycji i związane z tym ryzyko.

Analiza wypowiedzi inwestorów zaangażowanych w poszukiwania gazu z łupków w Polsce jak również charakterystyki polskiego rynku gazu prezentowane przez niezależne firmy konsultingowe takie jak Wood MacKenzie czy Advanced Resources Int. wskazują, iż w opinii tych podmiotów kwestie komercjalizacji gazu nie będą istotną barierą dla rozwoju wydobycia tego surowca z niekonwencjonalnych źródeł. Czy jest to, jednakże, prawdziwa teza?

By odpowiedzieć na powyższe pytanie postaramy się dokonać wieloetapowej analizy polskiego rynku gazu. Po pierwsze, zbadamy i określimy potencjał popytu na gaz ziemny z łupków generowany zarówno przez polskie przedsiębiorstwa jak i klientów indywidualnych. Szczególnie wnikliwie chcemy przyrzeć się branży energetycznej – jako potencjalnie największemu odbiorcy gazu z łupków.

## **2. Rynek gazu ziemnego w Polsce.**

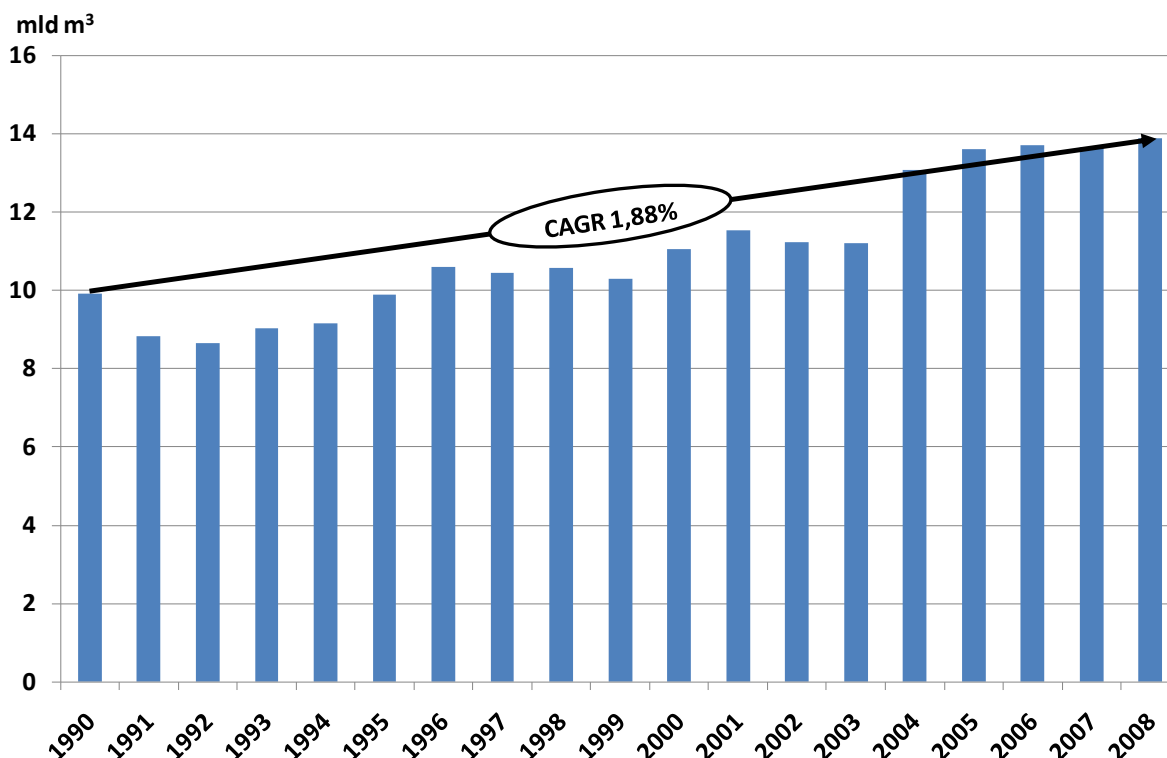
Konsumpcja gazu ziemnego w Polsce od wielu lat wzrasta w dość niewielkim tempie (średnio 1,9% rocznie od 1990 roku) z wyraźnie widocznymi wahaniami sezonowymi, za które odpowiadają przede wszystkim czynniki pogodowe. Udział gazu w konsumpcji energii

---

<sup>3</sup> Por. Jerzy Nawrocki „Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce”, styczeń 2010

<sup>4</sup> Pod pojęciem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych należy rozumieć gaz ze źródeł o znacznie trudniejszym i kosztowniejszym wydobyciu niż w przypadku konwencjonalnych złóż, przede wszystkim gaz z łupków ilasto-mułowcowych (shale gas), gaz zamknięty (tight gas) oraz gaz z pokładów węgla (coalbed methane). W Polsce zdecydowanie największy potencjał łączy się z pierwszą kategorią – czyli łupkami ilastymi i/lub mułowcowymi, i na tych zasobach koncentruje się niniejsza analiza. Zidentyfikowane problemy i bariery odnoszą się jednakże również do pozostałych rodzajów niekonwencjonalnego gazu.

pierwotnej w Polsce pozostaje wciąż niewielki – 12,8% w 2008 roku, podczas gdy dla całej Unii Europejskiej wskaźnik ten w analogicznym roku wynosi 25,5%, Stanów Zjednoczonych 26,1%, krajów OECD 24,6%, zaś średnia światowa to nieco powyżej 24%<sup>5</sup>.



**Rys. 1.** Konsumpcja gazu w Polsce w okresie 1990-2008.

*Źródło: BP Statistical Review of World Energy June 2009.*

Z tej perspektywy potencjał wzrostu rynku gazowego wydaje się być istotny. Problem w tym, iż także wiele wcześniejszych prognoz wskazywało na bardzo dynamiczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, ale scenariusz ów nigdy się nie ziścił<sup>6</sup>.

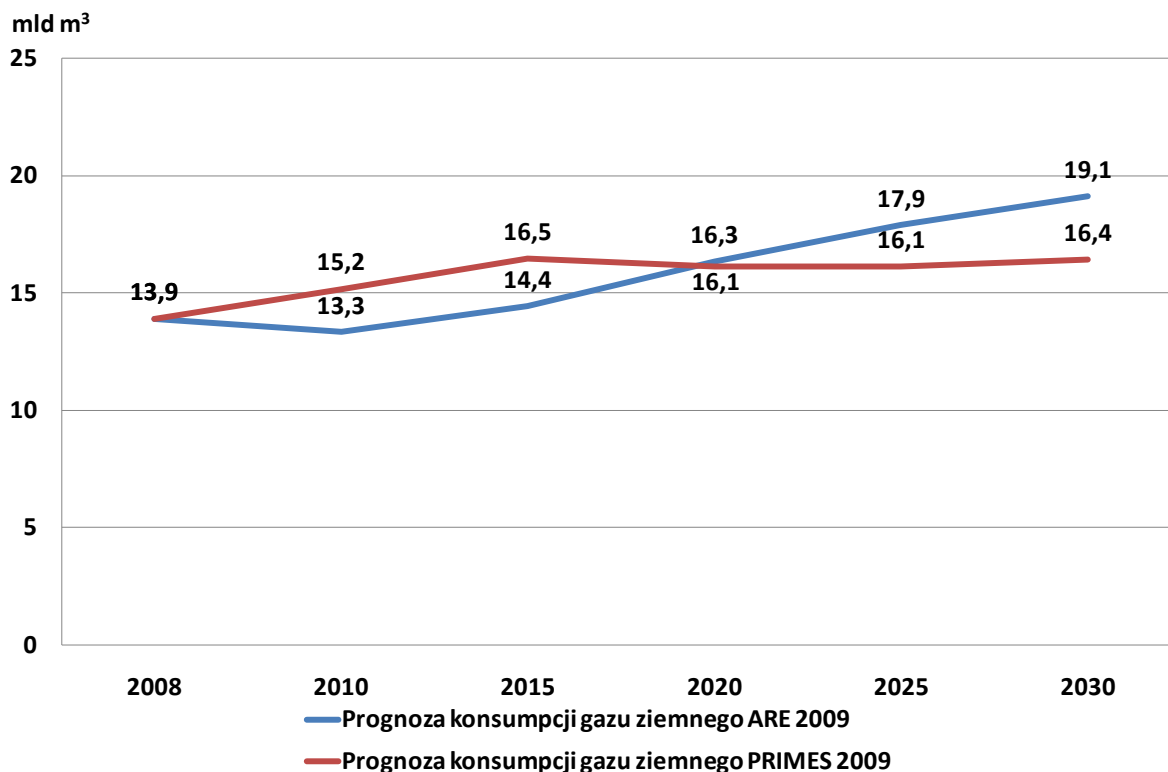
Ostatnie prognozy konsumpcji gazu ziemnego są już znacznie bardziej umiarkowane w predykcji tempa wzrostu zużycia tego surowca w Polsce<sup>7</sup>. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 opracowana przez Agencję Rozwoju Energetyki zakłada do roku 2030 40% zwiększenie konsumpcji gazu w Polsce z średnioroczną stopą wzrostu (CAGR) sięgającą 1,44%. Prognoza Uniwersytetu Ateńskiego – tzw. model PRIMES przewiduje zaledwie 20% przyrost konsumpcji gazu w Polsce do roku 2030 (CAGR 0,8%), przy czym największy przyrost będzie obserwowany w najbliższych pięciu latach (prawie 2,5 mld m<sup>3</sup>), by następnie niemal do końca okresu prognozy pozostawać na tym samym

<sup>5</sup> Obliczenia własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy June 2009

<sup>6</sup> Vide scenariusze zawarte we wcześniejszych wersjach „Polityki energetycznej Polski”, por. Maciej Kaliski, Dominik Staśko „Prognozy energetyczne Polski w perspektywie roku 2025” Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 22/1 2005

<sup>7</sup> Prognoza Uniwersytetu Ateńskiego zawarta w tzw. modelu PRIMES, którego trzecią wersję opracowano (Baseline 2009) i podano do publicznej wiadomości w III kwartale 2009 roku oraz Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego opracowana w marcu 2009 roku przez Agencję Rozwoju Energii na zlecenie Ministerstwa Gospodarki w celu zbadania możliwości osiągnięcia celów ilościowych zawartych w projekcie polityki energetycznej Polski do 2030 r. z uwzględnieniem obecnych i przewidywanych wymagań Unii Europejskiej.

poziomie<sup>8</sup>. Wolumen nowego popytu na gaz będzie się zatem kształtował na poziomie od 2,5 do 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (wysokometanowego) rocznie na następnych 10-20 lat. W obu prognozach udział gazu ziemnego w konsumpcji energii pierwotnej ulegnie zwiększeniu do 14,5 – 14,7% do roku 2030.



**Rys.2.** Prognozy konsumpcji gazu ziemnego w Polsce.

*Źródło: Model PRIMES Baseline 2009, Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego opracowana przez ARE, marzec 2009*

Z oczywistych względów żadna z opisywanych prognoz nie uwzględnia w swych założeniach wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Według projekcji ARE wydobycie gazu w Polsce będzie się kształtowało na poziomie 4,6~5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, natomiast model PRIMES zakłada powolny spadek wydobycia z obecnych 4,1 do około 3 mld m<sup>3</sup> rocznie w następnych dwudziestu latach. Prognozowana luka podażowa w wielkości od 13-14 mld m<sup>3</sup>/rok w modelu PRIMES, a 15-16 mld m<sup>3</sup> rocznie w predykcji ARE byłaby zaspokajana importem, głównie rosyjskiego gazu. W tej sytuacji rodzi się pytanie – jaka mogłaby być struktura konsumpcji energii pierwotnej oraz potencjalny popyt na gaz ziemny, gdyby do wyliczeń przyjąć, iż własne wydobycie zwiększa się o co najmniej 20-30 mld m<sup>3</sup> rocznie. Czy polska gospodarka jest w stanie, abstrahując na razie od kwestii cenowych, wchłonąć taki wolumen i w jakich obszarach będzie to możliwe?

<sup>8</sup> Dla zachowania porównywalności wszystkie wielkości wyrażone w projekcjach w mln toe zostały przeliczone na mld m<sup>3</sup> przyjmując wartość opałową (NCV) na poziomie 37,7 MJ/m<sup>3</sup> (9000 kcal), w projekcji ARE do przeliczenia zastosowano wartość na poziomie 35,5 MJ/m<sup>3</sup> (8500 kcal), stąd wszystkie wielkości wyrażone w mld m<sup>3</sup> są w tej projekcji o 6% większe.

Odpowiedź na to pytanie wymaga dekompozycji zużycia nośników energii w poszczególnych segmentach gospodarki<sup>9</sup>, gdzie substytucja danego paliwa przez gaz ziemny jest przynajmniej teoretycznie możliwa i wyliczenie potencjału zastąpienia lub wzrostu ogólnego zużycia energii poprzez gaz ziemny. Jako baza do wyliczeń służą nam dane podawane przez Główny Urząd Statystyczny w opracowaniach: *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008* oraz „*Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku*”. Materiały GUS podają zużycie zarówno w jednostkach naturalnych jak i wartościach energetycznych (TJ), przez co de facto wskazują na faktyczne wartości opałowe poszczególnych rodzajów paliwa. Dla lepszej wizualizacji potencjału substytucji ostateczne wielkości ukazujemy nie tylko w wartościach energetycznych (TJ), ale także w przeliczeniu na tony ekwiwalentu ropy (toe) oraz w dwu wariantach w mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego przyjmując wartość opałową gazu 1 m<sup>3</sup> gazu na poziomie 37,7 MJ (przelicznik BP Statistical Review of World Energy) oraz 36 MJ (wartość wynikająca z przeliczeń danych zawartych w opracowaniach GUS, rzeczywista średnia kaloryczność gazu ziemnego wysokometanowego w Polsce).

### 3. Struktura zużycia paliw i nośników energetycznych.

Tabela 1 prezentuje strukturę zużycia paliw i nośników energetycznych w obszarze energetyki<sup>10</sup> w roku 2008. Gaz ziemny, jakkolwiek wymieniany jako trzecie z kolei paliwo energetyczne w Polsce, zajmuje w strukturze zużycia jedynie około 3%, podczas gdy w całej Unii Europejskiej jest to blisko 21%<sup>11</sup>. Udział zainstalowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepłej opartych o paliwo gazowe w całości mocy wytwórczych wynosi w Polsce zaledwie 3,7%, gdy w całej UE to 26,6%. Aktualnie konsumpcja gazu w energetyce zawodowej to zaledwie 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego rocznie. Teoretycznie w segmencie energetyki zawodowej, przy założeniu 100% mocy wytwórczych opartych o spalanie gazu ziemnego byłaby możliwa konsumpcja około 44,3-46,4 mld m<sup>3</sup> gazu.

**Tabela 1.** Konsumpcja paliw i nośników energii w obszarach wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną i ciepło (kod PKD 40.1 i 40.3) w roku 2008

Energetyka	w TJ	w tys. toe	w mln m <sup>3</sup> (dla 36 MJ)	w mln m <sup>3</sup> (dla 37,7 MJ)	struktura
Węgiel kamienny	1 025 322	24 489	28 481	27 210	61,4%
Węgiel brunatny	522 710	12 485	14 520	13 872	31,3%
Gaz ziemny	47 615	1 137	1 323	1 264	2,9%
Gaz koksowniczy, wielkopiecowy i gazowe	22 133	529	615	587	1,3%

<sup>9</sup> Z analizy wykluczamy zużycie: paliw do celów trakcyjnych (jakkolwiek gaz ziemny w postaci CNG ma również takie zastosowanie), węgla koksowego do produkcji koksu, produktów naftowych w przemyśle rafineryjnym, węgla kamiennego i koksu w przemyśle hutniczym, drewna w branżach produktów z drewna i meblarskiej oraz energii elektrycznej i ciepła.

<sup>10</sup> Do obszaru energetyki zaliczamy elektrownie i elektrociepłownie zawodowe zaliczane do grup Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) 40.1 oraz 40.3

<sup>11</sup> Dane z modelu PRIMES (Baseline 2009)

paliwa odpadowe					
Biogaz i biomasa	17 065	408	474	453	1,0%
Torf i drewno	13 907	332	386	369	0,8%
Energia wody i wiatru	10 752	257	299	285	0,6%
Produkty ropopochodne	10 315	246	287	274	0,6%
Pozostałe surowce	276	7	8	7	0,0%
<b>RAZEM</b>	<b>1 670 095</b>	<b>39 890</b>	<b>46 392</b>	<b>44 322</b>	<b>100,0%</b>
Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	1 622 480	38 752	45 069	43 058	97,1%

*Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008.*

Z oczywistych względów przestawienie całości energetyki na gaz ziemny jest praktycznie niemożliwe. Przyjmując za prognozami zawartymi w modelu PRIMES zapotrzebowanie na paliwa do elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w roku 2020 na poziomie 40,2 mln toe i udział gazu w strukturze zużycia paliw na poziomie obecnej średniej UE – 21% uzyskujemy hipotetyczny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony sektora energetycznego do poziomu 9,4 – 9,8 mld m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego rocznie, co oznacza nowy popyt w wielkości 8,1 – 8,5 mld m<sup>3</sup> gazu /rok. Prognoza ARE zakłada nieco większe zapotrzebowanie w tym okresie – 41,8 mln toe, co przekłada się na odpowiednio większy całkowity (9,8 – 10,2 mld m<sup>3</sup>) i nowy (8,5 – 8,9 mld m<sup>3</sup>) popyt na gaz.

By taki scenariusz się ziścił potrzebne będą nowe moce wytwórcze. Opracowana przez ARE prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 przewiduje, na bazie informacji pozyskanych ze spółek energetycznych, iż do roku 2020 w Polsce zostanie wycofanych z użytkowania około 7000 MW mocy wytwórczych brutto (opartych na węglu kamiennym i brunatnym), a po 2020 kolejne 7300 MW (węgiel kamienny). Oznacza, to iż blisko połowa obecnych mocy wytwórczych energetyki opartych o paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny) będzie musiała być zastąpiona nowymi jednostkami. Do tego dochodzi przyrost mocy wytwórczych energetyki związany ze wzrostem popytu na energię elektryczną i ciepłą szacowany w najbliższych 10-ciu latach od 6 900 MW brutto (model PRIMES) do 8 200 MW brutto (prognoza ARE), a w kolejnej dekadzie od 120 MW brutto (PRIMES) do 7000 MW brutto (ARE). W efekcie w Polsce do 2030 roku powinno zostać wybudowane od 21 400 do 29 600 MW brutto nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepłej w energetyce zawodowej.

#### **4. Planowane moce wytwórcze.**

Z informacji podawanych przez spółki energetyczne wynika, iż w planach, o różnym stopniu zaawansowania i prawdopodobieństwa, jest obecnie 5 dużych bloków energetycznych przewidzianych do zasilania gazem ziemnym (tabela 2)<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Pomijamy ciągle dość niesprecyzowane plany PKN Orlen.

**Tabela 2.** Planowane moce wytwórcze w energetyce zawodowej oparte o gaz ziemny.

Firma	Lokalizacja	Planowana moc (w MW)	Potencjalna konsumpcja gazu <sup>13</sup> przy pracy w podstawie (60% obciążenie mocy) i 58% sprawności energetycznej (LHV/CCGT) w mln m <sup>3</sup> /rok	Potencjalna konsumpcja gazu <sup>13</sup> przy pracy w podstawie (90% obciążenie mocy) i 58% sprawności energetycznej (LHV/CCGT) w mln m <sup>3</sup> /rok
Energa/ESB	Gdańsk	800	725	1 087
Electrabel Polska (GDF Suez)	Połaniec	833	755	1 132
Electrabel Polska (GDF Suez)	Włocławek	446	404	606
CEZ	Skawina	430	390	585
Tauron	Stalowa Wola	400	362	544
<b>RAZEM</b>		<b>2909</b>	<b>2 636</b>	<b>3 954</b>

*Źródło: Obliczenia własne na podstawie informacji ze spółek energetycznych.*

Realizacja wszystkich przedstawionych powyżej projektów może zwiększyć popyt na gaz ziemny o 2,6 – 3,9 mld m<sup>3</sup> rocznie (przy pracy w podstawie, w zależności od współczynnika obciążenia), zwiększając tym samym udział gazu w generacji energii elektrycznej i ciepłej w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych maksymalnie do prawie 11%.

Założenia obecnej polityki energetycznej Polski przewidują budowę dwóch elektrowni jądrowych – każda o mocy 3000 MW. Prace nad pierwszą lokalizacją już się rozpoczęły i jej powstanie jest praktycznie przesądzone, natomiast druga jednostka, w sytuacji zwiększonej dostępności gazu ziemnego może zostać zastąpiona nowymi blokami gazowymi, co oznaczałoby wzrost zapotrzebowania o kolejne 2,7 – 4,1 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego, ale dopiero w perspektywie roku 2025 i później.

Łącznie stanowi to 3 000 MW opartych o gaz ziemny, 3 000 MW opartych o energię nuklearną i 3 000 MW, które w chwili obecnej są planowane pod kątem energii jądrowej, ale w przypadku zwiększającej się podaży gazu mogą zostać zastąpione blokami gazowymi. Postać część powinna zostać uzupełniona blokami węglowymi w wielkości od 9 800 MW do 10 800 MW brutto oraz odnawialnymi źródłami energii w wielkości od 2 600 MW do 9 800 MW brutto. Podobnie jak w przypadku energetyki jądrowej, pojawienie się znaczącej podaży

<sup>13</sup> Wartość opałowa gazu 36 MJ/m<sup>3</sup>

gazu ze źródeł niekonwencjonalnych może stać się czynnikiem zachęcającymi do zmiany mocy wytwórczych w kierunku gazu ziemnego.

Pozostaje jeszcze pytanie o opłacalność zamiany, a zatem cenę gazu, która przy uwzględnieniu kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz opłat za emisję CO<sub>2</sub>, będzie konkurencyjna wobec alternatywnych paliw. Tabela 3 prezentuje wyniki analizy w oparciu o możliwie najbardziej aktualne dane jakimi dysponowali autorzy niniejszej publikacji. Przy kosztach emisji CO<sub>2</sub> na poziomie około 14 €/tonę<sup>14</sup>, by gaz był konkurencyjny cenowo wobec paliwa jądrowego koszt gazu ziemnego wysokometanowego (wartość opałowa 36 MJ/m<sup>3</sup>) wraz z przesyłem nie powinien przekraczać 13,5 \$/mln BTU (ca. 460 \$/1000m<sup>3</sup>), natomiast zachowanie konkurencyjności wobec jednostek węglowych wymaga ceny wraz z przesyłem na poziomie około 11,5 \$/mln BTU (ca. 393 \$/1000 m<sup>3</sup>). Przyjmując koszty przesyłu<sup>15</sup> na poziomie 0,58 – 0,77 \$/mln BTU (19,8 – 26,4 \$/1000 m<sup>3</sup>) cena za sam surowiec winna wynosić od 10,7 \$/mln BTU (konkurencyjnie dla węgla ) do 12,7 \$/mln BTU (jako alternatywa dla energetyki jądrowej). Porównując te wielkości z cenami gwarantującymi opłacalność wydobycia gazu ze złóż łupków na rynku amerykańskim (rys. 3) widzimy, iż gaz z niekonwencjonalnych źródeł mógłby być ciekawą alternatywą dla węgla jako paliwa dla energetyki, przyjmując jednakże założenie, iż koszty wydobycia w Polsce nie będą wyższe niż w Stanach Zjednoczonych, co jest raczej mało prawdopodobnym scenariuszem. Brak odpowiednich zasobów do prac poszukiwawczych i wierceń oraz kwestie środowiskowe wskazują raczej na odwrotne zjawisko – koszty wydobycia gazu niekonwencjonalnego mogą być nawet 30-50% wyższe niż w Ameryce Północnej, co oznacza poziom od 9 do 12 \$/mln BTU (310-400 \$/1000 m<sup>3</sup>). Przy takiej ekonomice wydobycia gazu z łupków poziom kosztów emisji CO<sub>2</sub> zapewniający konkurencyjność wobec węgla powinien wynosić od 20 do 30 €/tonę CO<sub>2</sub>, co nie wydaje się całkiem nieprawdopodobne. Można zatem przyjąć tezę, iż gaz ziemny, w tym gaz ze źródeł niekonwencjonalnych może być konkurencyjny cenowo wobec węgla, a także energii jądrowej przy kosztach wydobycia nie wyższych niż na rynku amerykańskim lub w przypadku znaczącego wzrostu cen emisji CO<sub>2</sub>.

---

<sup>14</sup> Średnia dla III kwartału 2009, obecnie około 11-12 €/tonę, źródło: CIRE

<sup>15</sup> Źródło: Obliczenia własne na podstawie taryfy Operatora Systemu Przesyłowego (Gaz System) oraz wielkości zapotrzebowania dla jednostek przedstawianych w tabeli 2.

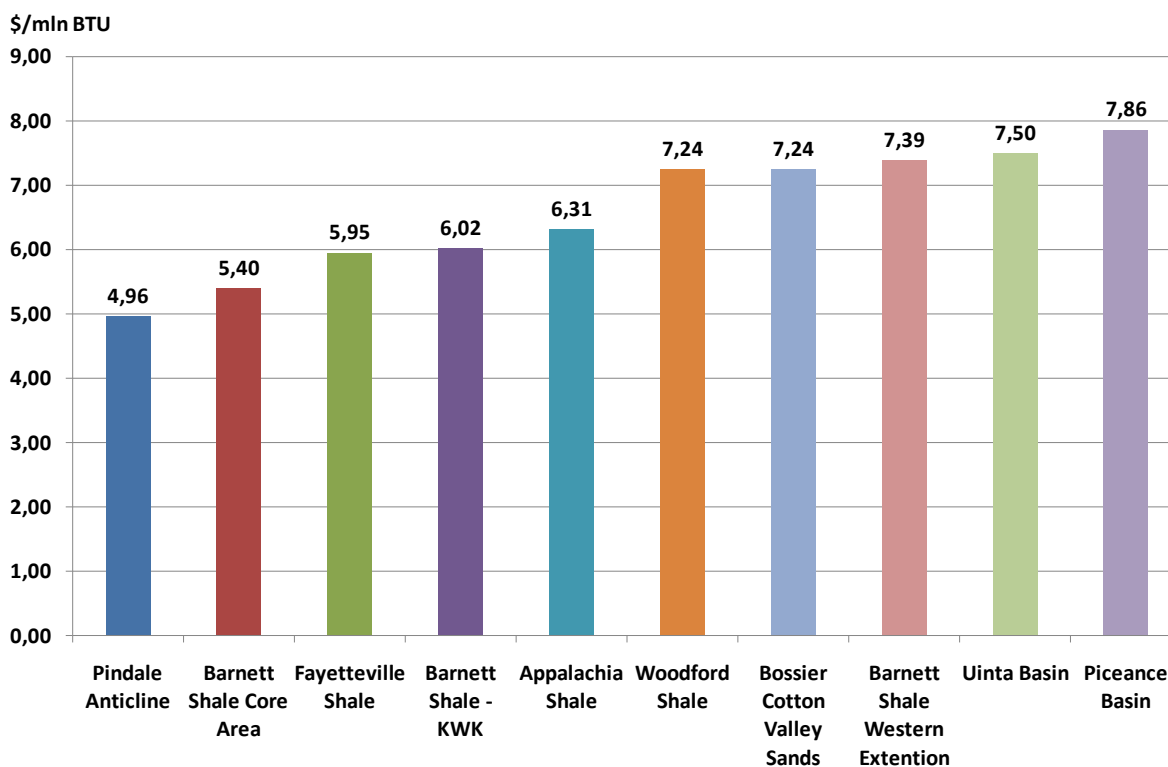


**Tabela 3.** Ekonomia nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej.

Rodzaj mocy wytwórczych	Moc netto	Nakłady inwestycyjne	Okres	Koszt inwestycyjny przy 10% stopie dyskonta	Koszt przy obciążeniu 1800h/rocz.	Koszt zmienny	Łączny koszt MWh bez paliwa	Emisja CO <sub>2</sub> na MWh	Koszt emisji CO <sub>2</sub> przy cenie 14 €/t	Cena paliwa	Sprawność	Łączny koszt	Cena paliwa przy 100% sprawności	Cena paliwa wraz z kosztami	Cena paliwa wraz z kosztami	Cena paliwa wraz z kosztami transportu	Cena paliwa wraz z kosztami lub 1000 m <sup>3</sup>
Jednostka	MW	mln €	lata	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	t/MWh	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	€/MWh	€/GJ	\$/GJ	\$/mln BTU	\$/tonę lub \$/1000 m <sup>3</sup>
Węgiel brunatny PC	500	875	35	20,7	5,0	3,6	46,2	0,880	12,3	16,6	45%	75,1	7,46	2,07	2,88	3,03	25,6
Węgiel brunatny PC + CCS	500	1 275	35	30,2	6,6	7,2	68,7	0,168	2,4	18,6	40%	89,7	7,46	2,07	2,88	3,03	25,6
Węgiel kamienny PC	400	660	35	19,5	5,0	3,8	44,3	0,745	10,4	21,6	46%	76,3	9,94	2,76	3,84	4,05	103,6
Węgiel kamienny PC + CCS	400	980	35	29,0	6,6	7,4	66,8	0,100	1,4	23,7	42%	91,8	9,94	2,76	3,84	4,05	103,6
Gaz ziemny CCGT	200	150	25	9,4	2,9	1,5	21,6	0,345	4,8	X1	58%	X1+26,4	X1/0,58				
Gaz ziemny CCGT + CCS	200	230	25	14,5	5,0	3,3	34,6	0,065	0,9	X2	50%	X2+35,5	X2/0,58				
Energia jądrowa EPR	1500	4 500	40	35,0	14,5	0,4	78,6	0,000	0,0	4,9	36%	83,5	1,76	N/D	N/D	N/D	N/D
Gaz ziemny CCGT vs. Elekt. Jądrowa (X <sub>1</sub> )										30,9	58%	48,3	33,13	9,20	12,78	13,48	460,0
Gaz ziemny CCGT vs. Elekt. Węglowa (X <sub>1</sub> )										38,6	58%	55,9	28,28	7,85	10,91	11,51	392,6
Gaz ziemny CCGT + CCS vs. Elekt. Jądrowa (X <sub>2</sub> )										26,9	50%	48,3	24,01	6,67	9,26	9,77	333,4
Gaz ziemny CCGT + CCS vs. Elekt. Węglowa (X <sub>2</sub> )										40,6	50%	62,0	27,12	7,53	10,46	11,03	376,5

PC – instalacja mokrego odsiarczania i odazotowania spalin, CCS - wychwyt i składowanie CO<sub>2</sub>, CCGT - blok gazowo-parowy z wysokosprawnymi turbinami gazowymi, EPR - reaktor wodny ciśnieniowy z chłodzeniem w obiegu zamkniętym

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych z: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego, ARE, marzec 2009; Tackling Investment Challenges in Power Generation In IEA countries, IEA, 2009; Energy Prices & Taxes Quarterly statistics 2009 THIRD QUARTER, IEA, 2009; danych CIRE; oraz danych GUS. Dla węgla brunatnego przyjęto cenę równą 75% ceny węgla kamiennego za 1 GJ. Jednostki opalane węglem przygotowane do rozbudowy pod CCS (tzw. capture ready)



**Rys. 3.** Ceny gwarantujące opłacalność produkcji z poszczególnych złóż gazu z łupków w Stanach Zjednoczonych przy 10% stopie dyskonta.

*Źródło: Michael Godec, Tyler Van Leeuwen, Vello Kuuskraa „Economics of Unconventional Gas”, Advanced Resources, lipiec 2007.*

Rozwój energetyki opartej o gaz ziemny napotyka jednak na dwie, dość istotne przeszkody. Po pierwsze decyzje odnośnie konfiguracji przyszłych elektrowni powinny zapadać już dzisiaj, albo w najbliższej przyszłości, na bazie dostępnych obecnie danych i udokumentowanych źródeł energii pierwotnej. Gaz z łupków ilastych w Polsce to, póki co, wciąż hipoteza, oparta na dość mocnych przesłankach, ale tylko hipoteza, a nie potwierdzony i rzetelnie udokumentowany zasób. Pozostałe źródła gazu w Polsce, czyli wydobywanie ze źródeł konwencjonalnych oraz import nie dają wystarczającego komfortu zabezpieczenia podaży dla inwestycji w nowe moce wytwórcze w energetyce, stąd większość decyzji będzie zapewne zmierzać w kierunku paliw stałych: węgla kamiennego i brunatnego oraz energetyki jądrowej. Drugim czynnikiem niepewności są relacje cenowe pomiędzy poszczególnymi paliwami i poziom przyszłych kosztów emisji CO<sub>2</sub>. W zależności od tego czy polityka UE wobec zmian klimatycznych będzie kontynuowana czy też ulegnie „złagodzeniu”, gaz ziemny zarówno konwencjonalny jak i niekonwencjonalny będzie, albo bardzo konkurencyjnym źródłem energii wobec alternatywnych paliw, zwłaszcza węgla, albo wciąż bardzo drogim i mało efektywnym ekonomicznie surowcem.

Należy zatem założyć, iż najbardziej prawdopodobny scenariusz zakłada wzrost popytu na gaz ziemny ze strony sektora energetycznego o około 3-4 mld m<sup>3</sup> rocznie do roku 2020. Po roku 2020 możliwe jest podwojenie tej wielkości, ale będzie to uzależnione od postępów w rozwoju wydobywania gazu z łupków w Polsce oraz ekonomicznych skutków wdrożenia polityki UE w zakresie emisji dwutlenku węgla.

W tabeli 4 przedstawiamy strukturę zużycia paliw i nośników energetycznych w obszarze przetwórstwa energetycznego bez konsumpcji na cele pozaenergetyczne.

**Tabela 4.** Konsumpcja paliw i nośników energii w roku 2008 w obszarach przetwórstwa przemysłowego bez zużycia na cele pozaenergetyczne oraz węgla koksowego do produkcji koksu, produktów naftowych w przemyśle rafineryjnym, węgla kamiennego i koksu w przemyśle hutniczym, drewna w branżach produktów z drewna i meblarskiej oraz energii elektrycznej i ciepła.

Przetwórstwo przemysłowe	w TJ	w tys. toe	w mln m <sup>3</sup> (dla 36 MJ)	w mln m <sup>3</sup> (dla 37,7 MJ)	struktura
Węgiel kamienny, koks, węgiel brunatny	159 746	3 815	4 437	4 239	41%
Gaz ziemny	156 139	3 729	4 337	4 144	40%
Biogaz, odpady i biomasa	53 288	1 273	1 480	1 414	14%
Produkty ropopochodne i LPG	10 092	241	280	268	3%
Torf i drewno	3 506	84	97	93	1%
Gaz koksowniczy i wielkopiecowy	3 223	77	90	86	1%
<b>RAZEM</b>	<b>385 994</b>	<b>9 219</b>	<b>10 722</b>	<b>10 244</b>	<b>100%</b>
Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	229 855	5 490	6 385	6 100	60%
Teoretyczny potencjał wzrostu przy 20% substytucji pozostałych paliw i nośników	45 971	1 098	1 277	1 220	12%

*Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008.*

Prezentowane dane obejmują zużycie paliw i nośników energii w elektrociepłowniach przemysłowych i ciepłowniach niezawodowych oraz konsumpcję bezpośrednią danego nośnika energii przez podmioty zaliczane do sekcji D według Polskiej Klasyfikacji Działalności z 2004 roku bez zużycia na cele pozaenergetyczne oraz węgla koksowego do produkcji koksu, produktów naftowych w przemyśle rafineryjnym, węgla kamiennego i koksu w przemyśle hutniczym, drewna w branżach produktów z drewna i meblarskiej oraz konsumpcji zakupionych od zewnętrznych dostawców energii elektrycznej i ciepła.

Inaczej niż w przypadku energetyki zawodowej gaz ziemny stał się już bardzo ważnym źródłem energii dla przedsiębiorstw przemysłowych. Jego udział w konsumpcji paliw z uwzględnieniem opisywanych powyżej wyłączeń wynosi ponad 40% nieznacznie tylko ustępując paliwom węglowym. Dlatego potencjał wzrostu konsumpcji tego surowca jest zdecydowanie mniejszy niż w obszarze energetyki. Hipotetycznie w segmencie przetwórstwa przemysłowego, przy założeniu 100% substytucji możliwych do zastąpienia gazem ziemnym paliw byłaby możliwa konsumpcja około 10,2-10,7 mld m<sup>3</sup> gazu, co zważywszy na obecne

zużycie rządu 4,2–4,3 mld m<sup>3</sup> daje dodatkowy wolumen w wielkości 6,1–6,4 mld m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego rocznie. Taki scenariusz jest oczywiście nieprawdopodobny, ale zwiększenie konsumpcji gazu ziemnego o około 1–1,2 mld m<sup>3</sup> w perspektywie następnych dziesięciu lat wydaje się możliwe, o ile wprowadzone zostaną dodatkowe bodźce ekonomiczne (pozytywne typu ulgi podatkowe, dopłaty czy dotacje unijne, lub negatywne – np. podatki i opłaty od emisji CO<sub>2</sub>) wspomagające substytucję zdecydowanie tańszego, ale mało ekologicznego węgla kamiennego. Przy zachowaniu obecnego status quo realne jest jedynie zwiększenie popytu o około 200-300 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie, odnoszące się głównie do zastąpienia mało konkurencyjnych cenowo paliw ropopochodnych oraz importowanego gazu płynnego. Cena emisji tony CO<sub>2</sub> „zrównująca” atrakcyjność cenową węgla kamiennego i wysokometanowego gazu ziemnego znajduje się w przedziale od 31 do 40 €/tonę CO<sub>2</sub>, przyjmując do obliczeń średnie ceny węgla i gazu ziemnego dla przemysłu w Polsce raportowane przez Międzynarodową Agencję Energii<sup>16</sup> w pierwszej połowie 2009 roku<sup>17</sup> i różnicę w poziomie emisji wynoszącą 4 tony CO<sub>2</sub> przy spaleniu 1000 m<sup>3</sup> gazu ziemnego o kaloryczności 36 MJ/m<sup>3</sup> i jego energetycznego ekwiwalentu w postaci węgla kamiennego. W przypadku największych odbiorców (konsumpcja powyżej 150 tys. toe /rok) już 22–23 € za tonę emisji CO<sub>2</sub> mogłoby skłaniać do zamiany paliwa.

Prócz ceny, istotnymi barierami dla bardziej zdecydowanej substytucji paliw ropopochodnych czy węgla kamiennego przez gaz ziemny jest teraz dostępność tego surowca i związane z tym gwarancje dostaw oraz monopolistyczna struktura rynku zdominowanego przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazowe (PGNiG) i zależne od PGNiG spółki dystrybucyjne, która nie daje żadnego wyboru potencjalnym klientom i zmusza do zaakceptowania nie do końca korzystnych zapisów w umowach z dostawcą. Pojawienie się ogromnych, jak na polskie warunki, wolumenów dostarczanych przez niezależne firmy gazowe będzie z pewnością istotnym bodźcem do przyspieszenia procesu gazyfikacji polskiego przemysłu. Czynnikiem rozstrzygającym o zamianie paliwa w danym przedsiębiorstwie pozostaje jednak przede wszystkim rachunek ekonomiczny – i w tym zakresie kluczowe będą decyzje Unii Europejskiej dotyczące kontynuacji procesu przeciwdziałania zmianom klimatycznym przekładające się wprost na ceny praw do emisji dwutlenku węgla.

### **5. Konsumpcja gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe.**

Dużą grupą konsumentów gazu ziemnego, najbardziej rozproszoną, ale o znacznym udziale w łącznym zużyciu tego surowca są gospodarstwa domowe. Gaz ziemny dostarcza dziś nieco powyżej 19% energii na potrzeby grzewcze dla gospodarstw domowych<sup>18</sup> (tabela 5). Eliminując z wyliczeń ciepło pozyskiwane od zewnętrznych dostawców, tylko co czwarta jednostka energii skonsumowana przez gospodarstwa domowe została wytworzona poprzez spalanie gazu ziemnego. Teoretycznie jest więc możliwe nawet 4-krotne zwiększenie konsumpcji gazu ziemnego przez ten segment. Jest to jednakże tylko teoria. Taki wzrost zużycia wymagałby dużych nakładów zarówno ze strony użytkowników (nowe instalacje grzewcze, akceptacja wyższych rachunków za ogrzewanie niż w przypadku węgla czy drewna), jaki i istotnych inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne ze strony

<sup>16</sup> Por. Energy Prices & Taxes, Quarterly statistics, Third Quarter 2009

<sup>17</sup> Podobny wynik uzyskamy biorąc do wyliczeń średnie wartości z okresu 2001-2008

<sup>18</sup> Pomijając zużycie energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń, które w polskich warunkach jest bardzo kosztowną i nader rzadko wykorzystywaną opcją.

sprzedawców, co zważywszy na rozproszenie odbiorców w niektórych lokalizacjach, nie zawsze mogłoby opłacać się.

**Tabela 5.** Konsumpcja paliw i nośników energii w roku 2008 w gospodarstwach domowych.<sup>19</sup>

Gospodarstwa domowe	w TJ	w tys. toe	w mln m <sup>3</sup> (dla 36 MJ)	w mln m <sup>3</sup> (dla 37,7 MJ)	struktura
Węgiel kamienny, koks, węgiel brunatny	235 301	5 620	6 536	6 245	35%
Ciepło z elektrociepłowni i ciepłowni	175 000	4 180	4 861	4 644	26%
Gaz ziemny	131 450	3 140	3 651	3 488	19%
Torf i drewno	102 500	2 448	2 847	2 720	15%
Produkty ropopochodne i LPG	34 406	822	956	913	5%
<b>RAZEM</b>	<b>678 657</b>	<b>16 209</b>	<b>18 852</b>	<b>18 010</b>	<b>100%</b>
Potencjał wzrostu przy 100% substytucji (bez ciepła)	372 207	8 890	10 339	9 878	55%
Potencjał wzrostu przy 30% substytucji (bez ciepła)	111 662	2 667	3 102	2 963	16%

*Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008.*

Z drugiej strony dla mniejszych konsumentów, oprócz aspektów ekonomicznych, bardzo ważnymi elementami są kwestie wygody i funkcjonalności rozwiązania kwestii ogrzewania domów (w tym zakresie gaz ziemny ma nad paliwami stałymi i ciekłymi wiele przewag). Wiele gospodarstw domowych i małych odbiorców może decydować się na gaz ziemny nie tyle jako paliwo całkowicie zastępujące węgiel czy drewno jako opał, ale raczej jako uzupełnienie umożliwiające np. ogrzewanie domów w czasie nocy czy dłuższych nieobecności, by wyeliminować uciążliwe „dokładanie do pieca”. Również promocja gazu ziemnego jako jednego z najbardziej ekologicznych paliw dla coraz większej grupy odbiorców będzie miało znaczenie przy wyborze źródła energii do ogrzewania. Dlatego, zdaniem autorów, całkiem realne wydaje się zwiększenie konsumpcji gazu przez sektor gospodarstw domowych nawet o około 3 mld m<sup>3</sup>/rok w perspektywie najbliższej dekady.

**Tabela 6.** Potencjał wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych.

w mln m <sup>3</sup> (36 MJ/m <sup>3</sup> )	Łączne zapotrzebowanie na paliwa i nośniki (baza rok 2008)	Konsumpcja gazu ziemnego (rok 2008)	Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i	Efektywny potencjał substytucji - scenariusz optymistyczny	Efektywny potencjał substytucji - scenariusz realistyczny

<sup>19</sup> Dla celów prezentacji całkowitego zapotrzebowania gospodarstw domowych na energię potrzebną do ogrzewania do paliw służących do wytworzenia energii dodaliśmy ciepło dostarczane przez elektrociepłownię i ciepłownię zawodowe. Tak kategoria jest pomijana w wyliczaniu potencjału substytucji, gdyż wykorzystanie gazu do wytwarzania ciepła zostało ujęte w części poświęconej energetyce.

			nośników bez gazu ziemnego)		
Energetyka	46 392	1 323	45 069	9 750	2 720
Przetwórstwo przemysłowe (cele energetyczne)	10 722	4 337	6 385	1 270	280
Zużycie pozaenergetyczne (chemia)	2 312	2 312	0	0	-400
Pozostałe działy gospodarki	6 406	2 445	3 962	1 190	1 000
Gospodarstwa domowe*	10 339	3 651	10 339	3 100	1 200
Zużycia własne (wydobycie i transport)	269	269	0	0	0
<b>RAZEM</b>	<b>76 440</b>	<b>14 337</b>	<b>65 754</b>	<b>15 310</b>	<b>4 800</b>

\* bez ciepła z elektrociepłowni

Źródło: Obliczenia własne na podstawie przedstawionych powyżej założeń oraz danych GUS.

## 6. Podsumowanie.

W scenariuszu optymistycznym potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce może wynosić ponad 15 mld m<sup>3</sup> rocznie. Porównując to z poziomem obecnego zużycia uzyskujemy gigantyczny ponad 100% wzrost popytu, ale w perspektywie wzrostu wydobywania do 40-80 mld m<sup>3</sup>/rok, nie jest to wielkość, która dawałaby odpowiedni komfort dla potencjalnych inwestorów. Trzeba jednak pamiętać, iż dopiero 100% gazyfikacja całej gospodarki byłaby w stanie zagospodarować całość lub większą część tych wolumenów, a jest to scenariusz zupełnie nieprawdopodobny. W wariantcie realistycznym wzrost popytu na gaz może wynosić jedynie niespełna 5 mld m<sup>3</sup>/rok, co oznacza, iż potencjał rynku krajowego stanowiłby istotną barierę w rozwoju wydobywania gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Największy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny może pochodzić z mocno zapóźnionej w rozwoju i opartej o paliwa stałe energetyki. Czynnikiem kluczowym dla wybranej ścieżki rozwoju nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i ciepła w Polsce jest czas. Im szybciej uzyskamy potwierdzenie dostępności zasobów i poziomu kosztów wydobywania gazu z łupków w Polsce, tym większe prawdopodobieństwo zwrócenia uwagi firm energetycznych na to właśnie paliwo jako źródło energii pierwotnej dla nowo budowanych bloków.

## Literatura:

1. Baseline 2009 i 2007 - model PRIMES. *Uniwersytet Ateński. National Technical University of Athens {NTUA}*
2. *BP Statistical Review of World Energy*, czerwiec 2009. oraz *Review 2010* [www.bp.com](http://www.bp.com)
3. Grabowski P., Krupa M., Sikora A., ISE Sp. z o.o. „*Analiza - charakterystyka mechanizmów antykryzysowych związanych z dostawami gazu możliwych do zastosowania w poszczególnych państwach członkowskich UE i zapotrzebowania UE na gaz ziemny w perspektywie 2030 r.*” Warszawa październik 2009 r. Prezentacja w zbiorach autorów.
4. *Energy Prices & Taxes Quarterly statistics 2009 THIRD QUARTER*, IEA, 2009
5. Godec Michael, Van Leeuwen Tyler, Kuuskraa Vello „*Economics of Unconventional Gas*”, *Advanced Resources*, lipiec 2007.
6. Górecki W., *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorowych w Polsce*, 10.12.2008.
7. GUS *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008*.
8. GUS „*Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku*”.
9. Kaliski M., Siemek J., Sikora A., Szurlej A. 2009: „*Możliwe scenariusze polityki energetycznej Unii Europejskiej w zakresie zapewnienia stabilnych dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowej i Wschodniej w kontekście polityki energetycznej Rosji.*” *Rynek Energii* (3/2009)
10. Kaliski Maciej, Staśko Dominik „*Prognozy energetyczne Polski w perspektywie roku 2025*” *Wiertnictwo Nafta Gaz* Tom 22/1 2005
11. Nawrocki Jerzy „*Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce*”, styczeń 2010
12. *Polityka Energetyczna Państwa 2030* [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl) 5 listopad 2009 r. Prognoza ARE)
13. Rychlicki S., Siemek J., *Kierunki Dostaw Gazu do Europy – Stan aktualny i tendencje przyszłościowe*, *Polityka Energetyczna*, tom 10, zeszyt specjalny 2, 2008.
14. *Tackling Investment Challenges in Power Generation In IEA countries*, IEA, 2009;
15. Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens , *Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report*”, grudzień 2009
16. Wood MacKenzie, *Unconventional Gas Service Analysis „Poland/Silurian Shales”*, sierpień 2009
17. [www.cire.pl](http://www.cire.pl)
18. [www.gaz-system.pl](http://www.gaz-system.pl)

## **THE POTENTIAL OF THE POLISH POWER [ENERGY] MARKET AS A POSSIBLE DIRECTION OF MONETIZATION OF THE POLISH UNCONVENTIONAL NATURAL GAS RESOURCES**

### ***Summary - abstract:***

*Recent huge interest of the largest oil&gas companies in exploration of unconventional gas in Poland draws attention on not only the opportunities but also the threads to the entire process of development of unconventional gas production in Poland. Currently most experts are concerned on barriers for exploration and production development phases, frequently forgetting about gas commercialization issues. Having in mind enormous costs related to unconventional gas production which could amount to even billion dollars such approach seems to be quite risky. Some companies could be very successful in finding and development of production and have no chance to fully monetize their achievements. This article is examining current development of Polish gas market in terms of physical and commercial infrastructure necessary for trading prospective amounts of unconventional gas as well as legal and institutional framework for facilitating such activities. Authors focus on potential market and infrastructure barriers for development of large scale production and try to identify possible solutions taking into consideration probability of introduction of such changes.*

\*\*\*