

Maciej Kaliski*, Marcin Krupa, Andrzej Sikora****

ANALIZA ISTNIEJĄCYCH PROGNOZ ROZWOJU KONSUMPCJI I PODAŻY GAZU ZIEMNEGO W POLSCE W ŚWIETLE DOSTĘPNYCH PROGNOZ UNII EUROPEJSKIEJ

Aktualną, całościową prognozą zapotrzebowania na energię pierwotną dla całej Unii Europejskiej i wszystkich państw członkowskich UE jaką dysponują autorzy niniejszego opracowania jest prognoza Uniwersytetu Ateńskiego zawarta w tzw. modelu PRIMES, którego trzecią wersję (Baseline 2009) opracowano i podano do publicznej wiadomości w III kwartale 2009 roku [19, 21].

Prognoza ta odzwierciedla:

- skutki kryzysu gospodarczego jaki dotknął gospodarkę światową w 2008 i 2009 roku,
- założenie odnośnie 20% ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery do 2030 roku,
- założenie, iż w roku 2020 ok. 15 proc. energii ma być produkowane ze źródeł odnawialnych.

Model PRIMES jest podstawowym narzędziem i punktem wyjścia dla analiz przygotowywanych dla Komisji Europejskiej i dlatego zawartą w nim prognozę należy traktować jako wiążącą (przynajmniej obecnie) dla projektów rozpatrywanych na tym forum. Model ten i zawarte w nim prognozy autorzy dokładnie opisali między innymi w artykule [12]. Warto dodać, że model PRIMES model został niedawno poszerzony o moduł gazu ziemnego, który dostarcza prognozy dotyczące importu gazu ze względu na kraj pochodzenia, oraz rodzaj i drogi transportu (LNG, rurociągi), jak i realizowany poziom hurtowych cen gazu. W badaniach modelowych opisane zostały relacje między zasobami gazu, infrastruktury gazowej i stopnia konkurencji na wewnętrznych rynkach gazu wraz z obszarem Eurazji. Ten submodel ocenia wpływ ww. czynników na ceny gazu płacone przez odbiorców gazu w krajach UE. Model rynku gazu UE jest modelem dynamicznym, który obejmuje cały

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków

** Instytut Studiów Energetycznych Spółka z o.o. Warszawa

obszar Eurazji globalnego rynku LNG. Przedstawia szczegółowo stan infrastruktury gazowej, jej teraźniejszość i przyszłość, a także różnych interesariuszy, którzy uczestniczą w rynku UE. Interesariusze ci muszą niejako rywalizować o dostęp do infrastruktury gazowej i realizację dostaw gazu ziemnego dla klientów. Ten ostatni współczynnik reaguje na prognozowane ceny gazu. Model uwzględnia oligopoliczną strukturę rynku gazu, wraz z jej niejednorodnościami i może pomieścić różne założenia dotyczące poziomu konkurencji i integracji gazu na rynku wewnętrznym UE.

Moduł gazu ziemnego wykorzystuje jako dane wejściowe dostępne prognozy popytu na gaz (dwanaście sektorów przemysłu, transportu, mieszkalnictwa, usług i rolnictwa i sektorów odbiorców końcowych przygotowało na żądanie Autorów modelowania swoje prognozy zużycia i podaży) a także informacje od producentów energii elektrycznej adoptowanych do modelu PRIMES. PRIMES określa punkt równowagi poprzez wyznaczenie takich cen na każdy nośnik energii, które najlepiej dopasowują podaż dostępnych form energii do popytu na te surowce lub paliwa. Równowaga jest statyczna w danym okresie, ale „ponownie uzyskiwana” w kolejnej iteracji dla następnego okresu poprzez dynamicznie zmieniające się relacje.

Model jest „behawioralny”, tzn. odpowiada na zadane parametry i bodźce, ale odzwierciedla także w bardzo dokładny sposób dostępne technologie dotyczące wytwarzania i zużywania energii oraz ograniczania poziomu zanieczyszczeń. Całość opiera się o założenia odnośnie warunków rynkowych, struktury przemysłu, regulacji i przyjętych polityk w zakresie energii i ochrony środowiska. Przyjmuje się, iż założenia te wpływają na zachowania uczestników rynku energii (przedsiębiorstwa, wytwórców energii, gospodarstwa domowe, itp.).

Główne cechy modelu PRIMES:

- pełne pokrycie rynku energii zarówno od strony popytu jak i podaży,
- mieszane podejście do procesu prognozowania: zarówno „od dołu do góry” – np. kwestie technologiczne, inżynieryjne, jak i „z góry do dołu” – np. zachowania na poziomie mikro, spójność zachowań uczestników rynku,
- modułarna struktura, która oddzielnie modeluje każdy sektor oraz wszystkie procesy decyzyjne, a te z kolei wpływają na popyt i podaż każdego nośnika energii,
- rynkowe podejście: ceny równowagi są głównymi elementami bilansującymi podaż i popyt na dane źródło energii,
- pełna symulacja handlu energią elektryczną i gazem ziemnym zarówno na rynku unijnym, jak i światowym,
- dokładne odzwierciedlenie instrumentów politycznych i fiskalnych: podatki, subsydia, pozwolenia na emisję, itp.

Model PRIMES obejmuje wszystkie 27 państw członkowskich Unii, a także kraje sąsiadujące z UE takie jak Norwegia, Szwajcaria i Turcja oraz mniejsze państwa z Południowo-Wschodniej Europy.

W zakresie sieci elektroenergetycznych oraz gazowych PRIMES pokrywa cały obszar euroazjatycki, przy czym kraje europejskie mogą być modelowane jako jeden połączony

system, co w przypadku niektórych krajów (Finlandia, kraje bałtyckie, ale też Polska) nie jest do końca poprawne.

Główne jądro modelu stanowią połączone poprzez powiązania rynkowe sub-modele: popytu, generacji energii elektrycznej i ciepła oraz podaży paliw. Moduły wspierające to model podaży biomasy, model produkcji rafineryjnej, szczegółowy model sektora transportu, model podaży gazu (dot. rynku euroazjatyckiego) oraz model podaży wodoru.

PRIMES jest w pełni skalibrowany danymi z bazy danych Eurostat, w wersji Baseline 2009 dla okresu od 1990 do 2007. Projekcja obejmuje okres od 2010 do 2030 w okresach pięcioletnich. Szczegółowe informacje [12, 19, 21]

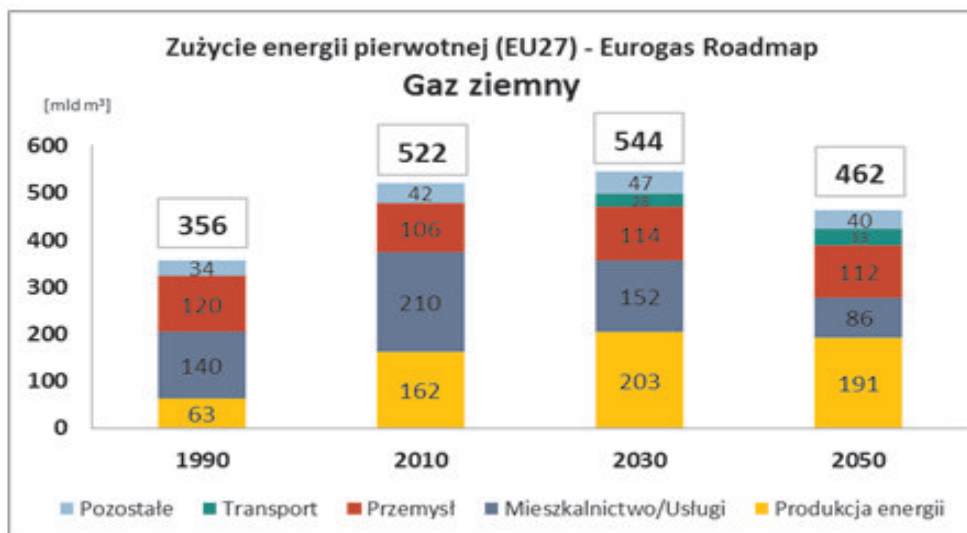
6 maja 2010 r. EUROGAS – Europejski Związek Przemysłu Gazu Ziemnego opublikował swoją prognozę zatytułowaną „Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007–2030” [DDDD], która w znacznej mierze korespondowała z Modelem PRIMES Baseline z 2007 r. Ponieważ dokument dezaktualizował się dość szybko, w październiku 2011 r. EUROGAS odpowiadając niejako na zapotrzebowanie rynku przygotował kolejny, tym razem już nie prognostyczny dokument, „Eurogas Roadmap 2050” [7]. Autorzy chcieli opisać jak mógłby wyglądać europejski mix energetyczny w oku 2050., przy założonej 80% redukcji w stosunku do roku 1990 emisji gazów cieplarnianych w UE, tak jak zostało to zaproponowane przez Komisję Europejską w dokumencie zatytułowanym „Roadmap for moving to a low-carboneconomy in 2050” [15, 8, 7].

Eurogas Roadmap 2050 [8] chciał pokazać możliwe ścieżki do osiągnięcia zamierzonego celu redukcyjnego jaki miał być podstawą do europejskiej debaty w grudniu 2011 r. dotyczącej „Energy Roadmap 2050”. Dokument był opracowany już po kryzysie 2009 r., ale ciągle jeszcze przed fundamentalną zmianą dotyczącą wyłączenia elektrowni atomowych w Niemczech po tragedii Fukushima. „Eurogas Roadmap 2050” wskazuje mimo wszystko na duży potencjał technologii związanych z gazem ziemnym – we wszystkich sektorach – dla osiągnięcia efektywnie celu redukcyjnego. Czteroletnie okresy studyjne wyraźnie pokazują dwie fazy, w których gaz ziemny jest znakomitym beneficjentem zrównoważonego rozwoju energetycznego (rys. 1).

I tak do roku 2030: dokument przewiduje wysoką efektywność jaką daje gaz ziemny w obszarze produkcji energii elektrycznej i ciepła przy minimalizowaniu emisji CO₂. Dodatkowym atutem jest elastyczność dostosowania się sektora gazowego do rozwoju OZE.

W latach 2030 do 2050: Roadmap dostrzega potrzebę implementacji technologii związanych z wychwytywaniem i składowaniem CO₂ (technologie CCS). Jak twierdzą Autorzy ww. dokumentu spowoduje to praktycznie ustabilizowanie zużycia gazu ziemnego w sektorze energetycznym na poziomie 191 BCM w 2050 (przy 162 BCM w 2010). Uważają także, że konsumpcja energii w sektorze gospodarstw domowych i sektorze usług, w wyniku wdrożenia pakietu efektywności energetycznej, spadnie do 86 BCM. Widzimy również w latach 2030–2050 wzrost zużycia gazu w transporcie.

Prognozy dotyczące zapotrzebowania na gaz ziemny zlecane w ostatnich latach przez Ministerstwo Gospodarki RP przedstawia tabela 1. Własną prognozę wykonała również i opublikowała w 2002 r. Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.



Rys. 1. Zużycie gazu ziemnego w UE wg Eurogas Roadmap 2050
Opracowanie własne na podstawie [7]

Tabela 1

Prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce 2005–2030 [22]

Rok wykonania	Scenariusze Warianty	Jednostki	2005	2010	2015	2020	2025	2030
2000 Ministerstwo Gospodarki	Przetwarzania	mld m ³ /rok	16,4	19,7	22,9	26,0		
	Odniesienia	mld m ³ /rok	17,9	22,0	25,0	29,3		
	Postępu-Plus	mld m ³ /rok	15,7	18,4	22,1	27,6		
2005 Ministerstwo Gospodarki	Węglowy	mld m ³ /rok	14,21	19,0	23,0	25,5	28,7	
	Gazowy	mld m ³ /rok	14,21	18,4	24,8	31,4	26,0	
	Traktatowy	mld m ³ /rok	14,21			24,2		
	Efektywnościowy	mld m ³ /rok	14,21			28,7		
2007 Ministerstwo Gospodarki	Prognoza	mld m ³ /rok	14,63	16,09	17,38	18,41	21,25	23,62
2008 Ministerstwo Gospodarki ARE	Prognoza	mld m ³ /rok	14,49	14,97 14,10*	16,81 15,4*	18,78 17,10*	22,18 19,00*	23,32 20,20*
2002 AGH	Prognoza	mld m ³ /rok		16,0	18,0	22,0	24,0	30,0

Rychlicki S., Nagy F., Siemek J.: *Stan obecny i ewolucja stosunków gazowych Rosji z Unią Europejską i Polską*. Polityka Energetyczna, t. 12, z. 2/2, 2009.

W listopadzie 2011 r. został opublikowany na stronach Ministerstwa Gospodarki RP raport „MIX ENERGETYCZNY Analiza scenariuszy dla Polski – listopad 2011 roku” [4] realizowany w ramach umowy Nr II/183/P/75001/11/DGR przez Instytut Badań Strukturalnych i demoseUROPA – Centrum Strategii Europejskiej [MŚi]. Jest to dokument gdzie podsumowano wyniki dotychczasowych projekcji przyszłej struktury wytwarzania energii

elektrycznej w Polsce, a także opisano zalecenia, rekomendacje i wnioski do wykorzystania przy wypracowaniu strategii dla Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej. Mimo, że praca zbiera i porównuje dostępne na rynku opracowania zawierające prognozy cząstkowe nie może być traktowana jako model czy też dokument prognostyczny. Autorzy zebrali nie tylko dostępne prognozy ARE [aa] wraz z ich aktualizacjami [oo], ale także pokusili się o ocenę prac dokonanych przez różne instytucje w Polsce a latach 2008–2011.

Warto zatem dokonać porównania prognoz PRIMES [21] i ARE [1, 2] dla Polski, które przynosi zbliżone, aczkolwiek w niektórych obszarach jednak istotnie różniące się wnioski. Prognozy wydobycia (produkcji własnej) są zbliżone – jakkolwiek największy wolumen wydobycia zawarty w predykcjach ARE może być przeszacowany w odniesieniu do OZE, a zwłaszcza energetyki wiatrowej jak to pokazuje tabela 2.

Tabela 2

Porównanie prognoz PRIMES (Baseline 2007 i Baseline 2009) [19,21] i ARE [1, 2] dla Polski

Wielkość / Prognoza w mln toe	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Produkcja energii Baseline 2007	71,6	68,5	66,6	65,6	67,2	68,7
Produkcja energii ARE 2009	71,6	69,1	71,0	72,3	72,5	72,7
Produkcja energii Baseline 2009	71,6	67,1	65,2	66,5	67,6	67,4
Import energii Baseline 2007	25,1	32,7	44,9	51,9	56,6	59,3
Import energii ARE 2009	25,1	21,9	26,1	32,7	40,0	46,0
Import energii Baseline 2009	25,1	29,9	38,8	36,1	35,3	33,4
Konsumpcja brutto energii Baseline 2007	98,0	100,8	111,1	117,1	123,3	127,6
Konsumpcja energii ARE 2009	98,0	93,2	95,8	101,7	111,0	118,5
Konsumpcja brutto energii Baseline 2009	98,0	96,5	103,6	102,2	102,5	100,3
Produkcja energii atomowej Baseline 2007	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	8,4
Produkcja energii atomowej ARE 2009	0,0	0,0	0,0	2,5	5,0	7,5
Produkcja energii atomowej Baseline 2009	0,0	0,0	0,0	3,0	4,6	6,2
Produkcja OZE Baseline 2007	5,0	7,4	9,0	10,4	11,9	13,1
Produkcja OZE ARE 2009	5,0	7,0	9,3	13,3	15,2	16,3
Produkcja OZE Baseline 2009	5,0	6,1	7,8	9,6	11,5	12,5

Obliczenia własne na podstawie Modeli PRIMES Baseline 2009 i Baseline 2007, prognozy ARE a także danych Eurostat (rok 2007).

Konsumpcja energii pierwotnej (brutto) jest oczywiście najwyższa w przedkryzysowej wersji PRIMES (Baseline 2007), ale różnice pomiędzy powstałymi w zbliżonym okresie prognozami ARE i Baseline 2009 są dość zaskakujące. Po części wynikają one z różnego założonego tempa wzrostu PKB: około 2,9% rocznie w PRIMES i średnio 5,0% w modelu ARE, ale w prognozie ARE założono aż 4,1% (średniorocznie) spadek energochłonności, podczas gdy w modelu Baseline 2009 jedynie 2,6% (co wydaje się bardziej realistycznym podejściem). Import netto energii jest w dużej mierze wynikiową zaprezentowanych powyżej różnic.

Zdaniem autorów niniejszego opracowania zarówno prognoza ARE, jak i scenariusz opisany w modelu PRIMES Baseline 2009 stawiają nierealistyczne cele w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energii pierwotnej zarówno w odniesieniu do predykcji dla całej Unii Europejskiej (Baseline 2009), jak i samej Polski (Baseline 2009 i ARE) [1, 2, 11, 19, 21].

Jedynym paliwem, które jest w stanie pokryć lukę w produkcji energii bez naruszania przyjętych zobowiązań w zakresie wielkości emisji CO₂ oraz ponoszenia ogromnych kosztów inwestycyjnych i pogarszania konkurencyjności gospodarki, jest tylko gaz ziemny.

Powstaje zatem pytanie – a co się stanie jeżeli odpowiednia ilość nowych elektrowni atomowych nie zostanie wybudowana, a założone cele w zakresie OZE zwłaszcza energetyki wiatrowej i solarnej nie zostaną zrealizowane. Jeżeli nie nastąpi większy, niż się planuje, spadek energochłonności (a wydaje się, iż zaplanowane poziomy są i tak bardzo ambitne) to powstałą lukę będzie można zapełnić jedynie importem paliw kopalnych – przy malejącej podaży (i rosnących cenach) ropy naftowej oraz kosztach niskoemisyjnych technologii spalania węgla najbardziej prawdopodobnym źródłem energii dla UE będzie zapewne gaz ziemny pochodzący, niestety, głównie z importu.

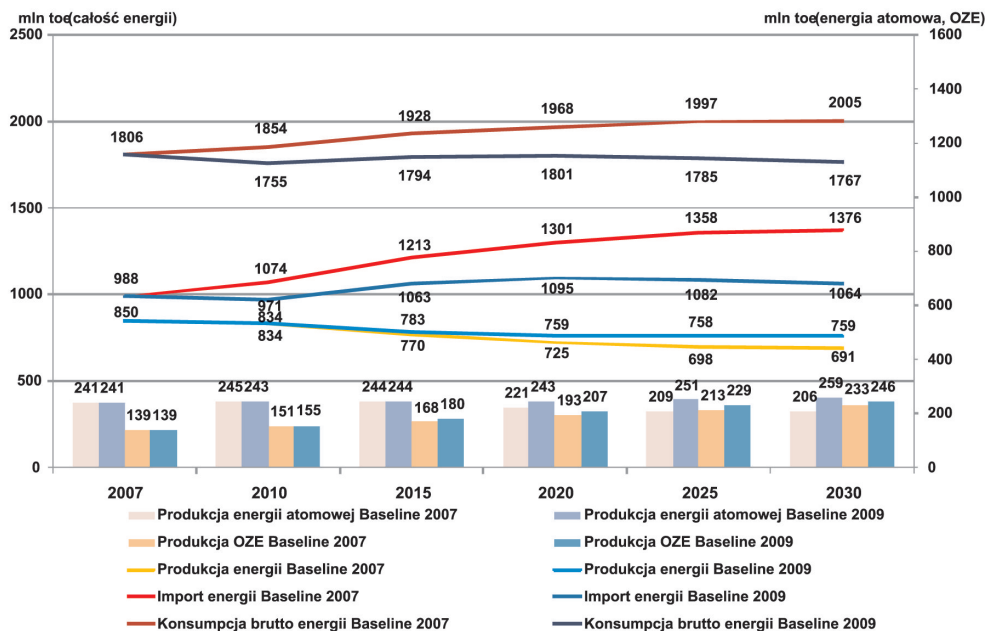
Brak innych całościowych, a zarazem aktualnych prognoz dotyczących popytu na energię pierwotną w całej Unii Europejskiej nieco utrudnia ocenę tego materiału.

Tym niemniej warto go porównać przynajmniej z dwoma innymi materiałami prognostycznymi:

- wcześniejszą wersją modelu PRIMES (Baseline 2007) opisującą spojrzenie autorów modelu na przyszłość bez uwzględniania skutków kryzysu, ale także przyjętych przez UE celów w zakresie udziału OZE, co wydaje się bardziej realistycznym ujęciem,
- prognozą zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego opracowaną w marcu 2009 roku przez Agencję Rozwoju Energii na zlecenie Ministerstwa Gospodarki; z konieczności porównanie tego dokumentu z modelem PRIMES jest ograniczone jedynie do prognoz dla Polski.

Wcześniejsza prognoza Uniwersytetu Ateńskiego zakładała:

- większą o ok. 240 mln toe konsumpcję energii w roku 2030,
- mniejszą o ok. 70 mln toe produkcję własną energii w 2030, na którą składały się praktycznie w całości różnice w poziomie produkcji energii atomowej (–53 mln toe) i OZE (–13 mln toe),
- znacznie większy import netto energii – w 2030 o ponad 310 mln toe w stosunku do aktualnej wersji prognozy.



Rys. 2. Porównanie prognoz Uniwersytetu Ateńskiego zawartych w modelach PRIMES: Baseline 2007 i Baseline 2009 [19, 21]

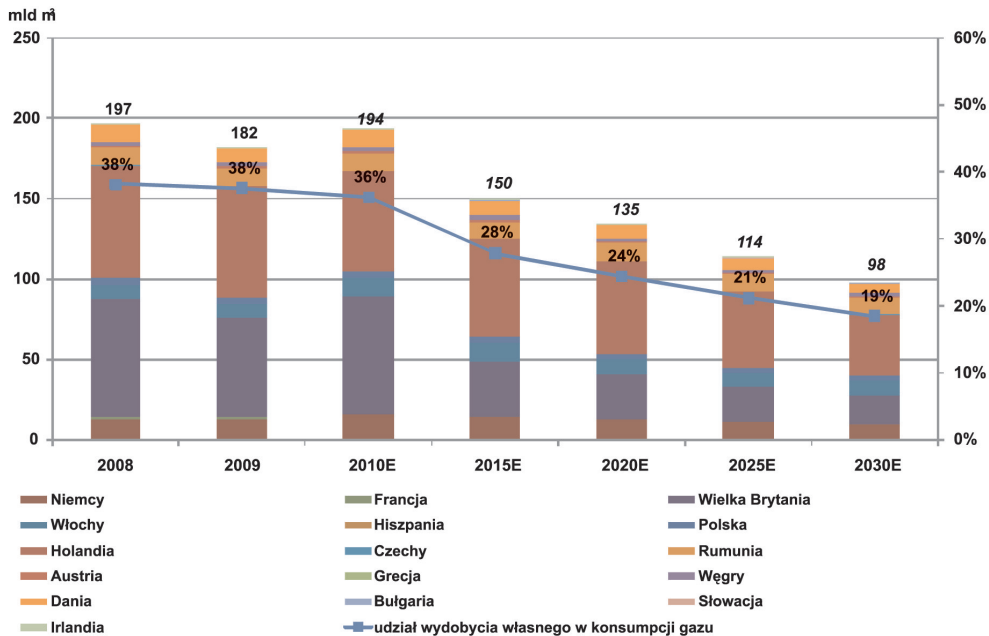
Obliczenia własne na podstawie Modeli PRIMES Baseline 2009 oraz Baseline 2007, a także danych Eurostat (rok 2007)

Oficjalną prognozę Komisji Europejskiej warto porównać z trójwariantową prognozą CERA (Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA)) zawartą w raporcie „The Eurasian Gas Export Outlook” z czerwca 2011 roku czy najlepiej z „Long-term Supply and Demand Outlooks to 2035” z lutego 2012, wcześniejszą wersją modelu PRIMES wersja Baseline 2007 (na poziomie prognozy dla całej UE) oraz na przykład tylko w odniesieniu do Polski z prognozą zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego opracowaną w marcu 2009 roku przez Agencję Rozwoju Energii na zlecenie Ministerstwa Gospodarki. Ramy niniejszego opracowania nie pozwalają na taką analizę. Warto jednak podkreślić, że prognozy amerykańskie zawierają predykcje możliwego wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych to **PRIMES, podobnie jak inne analizowane prognozy, nie uwzględniają jakichkolwiek istotnych wzrostów wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Europie.**

Co więcej konstruowany wiosną i latem 2009 roku model PRIMES wyraźnie nie dostrzegł skali spadku popytu na gaz ziemny w Europie wynikający z kryzysu gospodarczego, stąd szacunki konsumpcji gazu dotyczące zarówno całej Unii, jak i większości krajów członkowskich dla roku 2010 wydają się w porównaniu do najnowszych estymacji CERA istotnie zawyżone.

Z drugiej strony model PRIMES wyraźnie przeszacowuje wielkość wydobycia, głównie w Wielkiej Brytanii (aż o 16 mld m³), Włoszech (4,3 mld m³), Niemczech (3,7 mld m³)

i Danii (2,3 mld m³), a niedoszacowuje jedynie w Holandii (3,9 mld m³), Francji (0,8 mld m³) i Polsce (0,5 mld m³), dlatego wolumen importu jest przeszacowany na poziomie całej UE jedynie o około 13 mld m³, jakkolwiek w przypadku poszczególnych państw (Niemcy, Wielka Brytania) różnice są duże.



Rys. 3. Prognoza wydobycia gazu ziemnego w UE zawarta w modelu PRIMES (Baseline 2009)¹ [21]

Model PRIMES Baseline 2009, sierpień 2009 oraz dane Eurostat (rok 2007)

Główne przewidywane przez IHS CERA strukturalne zmiany, jakie będą miały wpływ na konsumpcję gazu w gospodarkach obszaru Euroazji to:

- przechodzenie z gospodarek zorientowanych na produkcję przemysłową na gospodarki zorientowane na usługi,
- większa skłonność do oszczędzania energii jako skutek wprowadzania cen rynkowych na energię,
- wymiana sprzętu skutkująca większą efektywnością energetyczną.

W sektorze energetyki CERA zakłada wzrost efektywności wynikający ze zwiększonego wykorzystania nowych technologii (np. CCGT), urynkowanie cen energii elektrycznej przekładające się na zmianę wielkości i struktury zużycia oraz stopniowe odchodzenie

¹ Wartości przeliczone z mln ton na mld m³ przyjmując wartość opałową gazu na poziomie 39,8 MJ/m³ oraz przelicznik NCV = 0,9 GCV.

od systemów ogrzewania poprzez ciepłownie do bezpośrednich systemów grzewczych instalowanych w budynkach.

W obszarze przemysłu spodziewane są spadki zużycia energii (i gazu) głównie na skutek wykorzystania nowego sprzętu oraz poprawionego odzysku tzw. „wtórnego ciepła”, poprawy efektywności energetycznej w miarę wdrażania nowych technologii², zmniejszenia zdolności eksportowych (a zarazem produkcji) produktów „gazopochodnych” takich jak mocznik, nawozy czy metanol na skutek wzrostu cen gazu na rynkach krajowych. W segmencie małych użytkowników zakładana jest większa energooszczędność zarówno nowych, jak i modernizowanych budynków, coraz większy udział nowoczesnych urządzeń elektrycznych i energetycznych oraz przechodzenie na systemy bezpośredniego ogrzewania.

Warto także w tym miejscu opisać inne prognozy i scenariusze, które dotyczą przyszłego i możliwego wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce³ [11].

Wstępne analizy odnośnie technicznie wydobywalnych zasobów gazu z łupków w Polsce pokazał w sierpniu 2009 r. raport Wood Mackenzie: „Unconventional Gas Service Analysis Poland/Silurian Shales”, August 2009 (48.3 TCF lub 1.37 TCM). Później w grudniu 2009 r. wielkość 100 TCF lub 2.83 TCM opisał raport Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens, Advanced Resources International "Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, December 2009.

Szacunki na poziomie 66 TCF lub 1.87 TCM pokazały się w pracy M. Kuhn, F. Umbach EUCERS Strategic Perspectives of Unconventional Gas „A Game Changer with Implication for the EU's Energy Security”, May 2011) any ostatecznie w kwietniu 2011 r. pokazała się wielkość 187 TCF lub 5.3 TCM (EIA, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011).

Tabela 3

Raporty estymacji technicznie wydobywalnych zasobów gaz z łupków w Polsce

Data Source	TCF	TCM
Wood Mackenzie Unconventional Gas Service Analysis „Poland/Silurian Shales”, August 2009	48.3	1.37
M. Kuhn, F. Umbach EUCERS Strategic Perspectives of Unconventional Gas “A Game Changer with Implication for the EU’s Energy Security”, May 2011	66.0	1.87
Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens, Advanced Resources International „Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, December 2009	100.0	2.83
EIA, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, April 2011	187	5.30

Opracowanie własne

² Z drugiej strony CERA zakłada wzrost energochłonności ze strony przemysłu wydobywczego (głębsze pokłady, trudniejsze warunki geologiczne).

³ Artykuł był pisany przed spodziewaną 21 marca 2012 r. publikacją raportu PIG.

Zasoby wydobywalne gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych są szacowane na 4.94 TCF lub 0.14 TCM [17] z bieżącym wydobyciem rocznym 416 MMCFD lub 4.3 BCM co daje indeksowi R/P poziom 34.6 – jeden z najwyższych w Europie.

Autorzy są przekonani, że wydobycie gazu z łupków (o ile będzie ekonomicznie uzasadnione) na skalę przemysłową może wystąpić w Polsce około roku 2017/18 choć nie jest wykluczone uruchomienie pierwszej pilotażowej kopalni około roku 2015.

Analiza wyraźnie pokazuje, nie tylko brak ekonometrycznego modelu rynku (szczególnie rynku gazu ziemnego) na poziomie UE. Jest to o tyle zastanawiające, że zgłaszane są postulaty z różnych stron (także dostawców i importerów gazu ziemnego) o konieczności przygotowania takiego modelu na szczeblu europejskim, gdyż stosowany model PRIMES nie daje zadowalających wyników prognostycznych i nie sprawdza się również w krótszych okresach weryfikacji. Bardzo potrzebny jest również nowoczesny model dla rynku polskiego, szczególnie w obliczu spodziewanej eksploatacji gazu z łupków. Konieczna jest analiza i oszacowanie wpływu rozwoju wydobycia, a następnie konsumpcji gazu ze źródeł niekonwencjonalnych (głównie gazu łupkowego) na całokształt zagadnień gospodarczo-społecznych w Polsce, uwzględniając również kwestie natury ekologicznej oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Wyniki opracowania mogłyby również stanowić odpowiednią bazę dla wypracowania modelowych rozwiązań prawnych, organizacyjnych, ekonomicznych, politycznych, ekologicznych i społecznych, które umożliwią właściwe i społecznie akceptowalne wkomponowanie obszaru poszukiwań i wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w ramy prawne, ekonomiczne i społeczne obowiązujące w naszym kraju.

LITERATURA

- [1] ARE: *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*. Załącznik do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, www.mg.gov.pl, 2009.
- [2] ARE: *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*. Warszawa, www.mg.gov.pl, 2011.
- [3] Bank Światowy: *Transition to a Low-Emissions Economy in Poland*. The World Bank Poverty Reduction and Economic Management Unit, Waszyngton, 2011.
- [4] Bukowski M., Śniegocki A.: *MIX ENERGETYCZNY Analiza scenariuszy dla Polski – listopad 2011 roku*. Umowa Nr II/183/P/75001/11/DGR przez Instytut Badań Strukturalnych i demoEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej. www.mg.gov.pl.
- [5] EnergSys: *Raport 2030. Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej*. 2008.
- [6] EnergSys: *Raport 2050. Ocena skutków ustanowienia celów głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do roku 2050, ze szczególnym uwzględnieniem skutków dekarbonizacji produkcji energii elektrycznej dla Polski*. 2010.

- [7] EUROGAS: *Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007–2030*. http://www.eurogas.org/uploaded/Eurogas%20LT%20Outlook%202007–2030_Final_251110.pdf.
- [8] EUROGAS: *Eurogas Roadmap 2050*. <http://www.eurogas.org/roadmap2050>.
- [9] Greenpeace Polska: *[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej*. Warszawa, 2008.
- [10] Instytut na rzecz Ekorozwoju: *Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Warszawa, 2009.
- [11] Kaliski M., Krupa M., Sikora A.: *Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego*. Katedra Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, ISBN 978-83-62511-25-9, Kraków 2010, 792–806.
- [12] Kaliski M., Krupa M., Sikora A.: *Wpływ niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego i kryzysu gospodarczego na prognozy rozwoju rynku gazu skroplonego LNG w Europie*. „Gospodarowanie zasobami informacyjnymi z perspektywy zarządzania kryzysowego”. Redakcja naukowa Ryszard Borowiecki, Janusz Czekaj. ISBN 978-83-7285-612-8, Wydawnictwo „Dom Organizatora”, Toruń 2011.
- [13] Komisja Europejska: *EU energytrends to 2030 -update 2009*.
- [14] Komisja Europejska: *Europa 2020 Strategiana rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu*. KOM(2010) 2020.
- [15] Komisja Europejska: *Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.* KOM(2011) 112.
- [16] Komisja Europejska: *Impact assessment. Accompanying document to the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*.
- [17] Nawrocki J.: *Balance of Natural Gas Resources in Poland*. January 2010.
- [18] OECD/MAE: *Energy and CO₂ emissions scenarios of Poland*. 2010.
- [19] Mantzos L.: *Overview of PRIMES Energy System Model*. October, 2009.
- [20] McKinsey&Company: *Ocena potencjału redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030*. 2009.
- [21] PRIMES MODEL E3Mlab of ICCS/NTUA. Version used for the 2010 SCENARIOS for THE EUROPEAN COMMISSION including new sub-models. Baseline 2009 i 2007 – model PRIMES. Uniwersytet Ateński. National Technical University of Athens {NTUA} „A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050”, SEC(2011) 289.
- [22] Rychlicki S., Nagy F., Siemek J.: *Stan obecny i ewolucja stosunków gazowych Rosji z Unią Europejską i Polską*. *Polityka Energetyczna*, t. 12, z. 2/2, 2009.