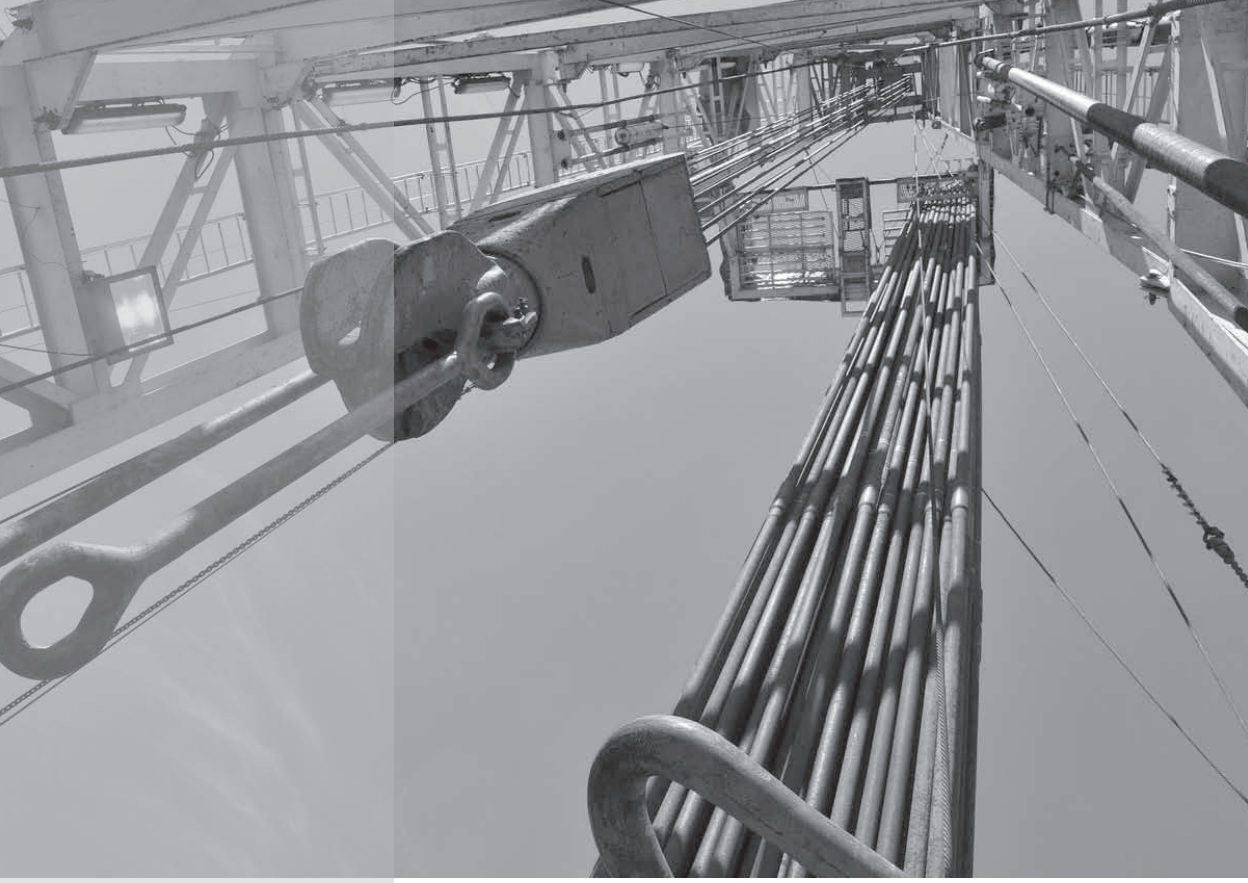


Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje

Izabela Albrycht, Keith Boyfield, Jarosław M. Jankowski, Maciej Kaliski, Maciej Kołaczkowski, Marcin Krupa, Guy Lewis, Ziwase Ndhlovu, Kent F. Perry, Paweł Poprawa, Roman Rewald, Alan Riley, Mariusz Ruszel, Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek, Andrzej Sikora, Trevor Smith, Piotr Szlagowski, Marcin Tarnawski, Aleksander Zawisza

Instytut Kościuszki

Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje

Izabela Albrycht, Keith Boyfield, Jarosław M. Jankowski, Maciej Kaliski, Maciej Kołaczkowski, Marcin Krupa, Guy Lewis, Ziwase Ndhlovu, Kent F. Perry, Paweł Poprawa, Roman Rewald, Alan Riley, Mariusz Ruszel, Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek, Andrzej Sikora, Trevor Smith, Piotr Szlagowski, Marcin Tarnawski, Aleksander Zawisza

Instytut Kościuszki

Jeżeli doceniają Państwo wartość merytoryczną niniejszej publikacji, zachęcamy do finansowego wsparcia przyszłych inicjatyw wydawniczych Instytutu.

Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje

Izabela Albrycht, Keith Boyfield, Jarosław M. Jankowski, Maciej Kaliski,
Maciej Kołaczkowski, Marcin Krupa, Guy Lewis, Ziwase Ndhlovu, Kent F. Perry,
Paweł Poprawa, Roman Rewald, Alan Riley, Mariusz Ruszel, Stanisław Rychlicki,
Jakub Siemek, Andrzej Sikora, Trevor Smith, Piotr Szlagowski, Marcin Tarnawski,
Aleksander Zawisza
Redakcja: Izabela Albrycht
Zamknięcie składu: lipiec 2011

© Instytut Kościuszki 2011. Wszystkie prawa zastrzeżone. Krótkie partie tekstu, nieprzekraczające dwóch akapitów mogą być kopiowane w oryginalnej wersji językowej bez wyraźnej zgody, pod warunkiem zaznaczenia źródła.

Tłumaczenie i korekta: Justyna Kruk (rozdz. 2, 3, 4, 11), Anna Tilles (rozdz. 9),
Mikołaj Sekrecki (rozdz. 7)

Projekt i skład graficzny: Małgorzata Kopecka
Zdjęcie na okładce: PGNiG SA
Druk: Dante Media

Instytut Kościuszki
ul. Karmelicka 9/14
31-133 Kraków
e-mail: ik@ik.org.pl
+48.12.632.97.24
www.ik.org.pl

ISBN: 978-83-931093-4-0

Spis treści

Wstęp – *Izabela Albrycht* 9

Wybrane tezy publikacji 13

PODSTAWOWE INFORMACJE – TECHNOLOGIA, ZASOBY, BEZPIECZEŃSTWO 23

1. Gaz niekonwencjonalny – charakterystyka złóż i technologia wydobycia – *Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek* 25

2. Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Europie i na świecie – *Paweł Poprawa* 31

3. Wpływ poszukiwań i wydobycia gazu niekonwencjonalnego na środowisko naturalne – *Guy Lewis, Trevor Smith, Kent F. Perry, Paweł Poprawa* 37

AMERYKAŃSKI SUKCES 51

4. Doświadczenia rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych – *Guy Lewis, Trevor Smith, Kent F. Perry* 53

5. Wpływ amerykańskiej rewolucji gazowej na międzynarodowe rynki – implikacje ekonomiczne i polityczne oraz znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego – *Marcin Tarnawski* 61

6. Transfer amerykańskich doświadczeń sektora gazu niekonwencjonalnego na europejski grunt – *Izabela Albrycht* 69

POLITYKA I PRAWODAWSTWO UNII EUROPEJSKIEJ 75

7. Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego w świetle prawa UE: przegląd istotnego prawodawstwa – *Piotr Szlagowski* 77

8. Europejskie złoża gazu niekonwencjonalnego jako alternatywa wobec gazowej zależności od Rosji – *Alan Riley* 89

9. Rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie z perspektywy Wielkiej Brytanii – *Keith Boyfield, Ziwase Ndhlovu* 101

10. Polityczny impuls dla rozwoju gazu niekonwencjonalnego w Europie – rola polskiej prezydencji w Radzie Unii Europejskiej – *Izabela Albrycht, Mariusz Ruszel* 107

WYZWANIA DLA POLSKI 115

11. Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce – *Paweł Poprawa* 117

12. Liberalizacja rynku gazu i wzrost bezpieczeństwa energetycznego w kontekście rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Polsce – *Maciej Kołaczkowski* 125

13. Perspektywy wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym – *Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora* 133

14. Perspektywy wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w sektorach pozaenergetycznych oraz główne bariery dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego – *Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora* 143

15. Wyzwania infrastrukturalne dla wydobycia i produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce – *Mariusz Ruszel* 159

16. Perspektywy eksportu gazu niekonwencjonalnego z Polski do krajów europejskich – *Mariusz Ruszel* 167

17. Perspektywy rozwoju gazu niekonwencjonalnego w Polsce – system koncesyjno-podatkowy – *Aleksander Zawisza* 173

18. Aspekty prawne poszukiwania i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w Polsce – *Roman Rewald, Jarosław M. Jankowski* 181

Autorzy 203

Nie wszystkie opinie wyrażone w niniejszej publikacji przez jej autorów odzwierciedlają oficjalne stanowisko programowe Instytutu Kościuszki oraz partnerów publikacji. Stanowią one wkład w debatę publiczną.

Tezy zawarte w publikacji odzwierciedlają stanowiska poszczególnych autorów, niekoniecznie stanowiąc opinie pozostałych.

Wstęp

Izabela Albrycht

American Dream

Około 20 lat temu kilku pionierów branży energetycznej w Stanach Zjednoczonych od podstaw rozpoczęło budowę sektora gazu niekonwencjonalnego. Wierzyli oni w idee „amerykańskiego snu" i mieli nadzieję, że to nowe źródło energii przyczyni się do obniżenia cen gazu, a także zwiększy bezpieczeństwo energetyczne USA. Z czasem, dzięki ich osobistej determinacji, jak i wsparciu rządu amerykańskiego oraz jego agencji i ośrodków eksperckich, udało się rozpocząć ekonomicznie opłacalną produkcję gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Według danych za rok 2010 amerykański sektor gazu niekonwencjonalnego wydobywał rocznie około 137 mld m^3 surowca, cena gazu spadła z poziomu ok. 12 USD w 2008 r. do poziomu około 4,5 USD za 1 mln Btu, a Stany Zjednoczone stały się znacznie mniej zależne od importu gazu ziemnego. Obecnie w branżę zaangażowane są największe koncerny energetyczne, a administracja rządowa podejmuje szereg działań zmierzających do globalnej ekspansji technologii wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Symbolicznym uwieńczeniem „gazowej rewolucji" było w 2009 r. zajęcie przez Stany Zjednoczone pozycji światowego lidera w produkcji gazu ziemnego.

Success Story

Przeszło 2 lata temu o amerykańskim gazowym „success story" usłyszała Europa, a liczne ośrodki eksperckie ogłosiły, że także na naszym kontynencie znajdować się mogą znaczące złoża gazu niekonwencjonalnego. Perspektywa rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego nie spotkała się jednak z entuzjazmem ze strony wszystkich podmiotów odpowiedzialnych za kształtowanie polityki energetycznej Unii Europejskiej. Od tego czasu sektor gazu niekonwencjonalnego rozwija się pod hasłem „europejskiego realizmu", który określają partykularne interesy poszczególnych krajów członkowskich. W konsekwencji możemy obserwować, jak dyskusja dotycząca rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie koncentruje się wokół niepotwierdzonych zagrożeń związanych z wydobyciem gazu metodą szczelinowania hydraulicznego, zamiast zwracać uwagę na szanse, jakie niesie ze sobą to źródło energii. Taka sytuacja nie sprzyja solidarnym i konstruktywnym przedsięwzięciom energetycznym, które mogą przynieść wielorakie korzyści całej Europie. Stwarza natomiast klimat sprzyjający działaniom

lobbies dyskredytujących potencjał gazu niekonwencjonalnego. W najbliższej przyszłości ten niesprzyjający rozwojowi sektora punkt widzenia będzie niewątpliwie słyszalny zarówno w Polsce jak i w UE, stanowiąc realne zagrożenie dla perspektyw rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego oraz budując w opinii publicznej negatywny obraz tego źródła energii.

Zawartość publikacji Instytutu Kościuszki

Prezentowana publikacja *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje*, która powstała z inicjatywy Instytutu Kościuszki i zrealizowana została we współpracy z ekspertami z Polski, Europy i Stanów Zjednoczonych, jest próbą rzetelnej analizy potencjału i szans związanych z eksploatacją europejskich złóż gazu niekonwencjonalnego. Jednocześnie ma ona na celu zidentyfikowanie wyzwań, jakie stoją przed europejskim sektorem gazu niekonwencjonalnego oraz sformułowanie rekomendacji pozwalających im sprostać. Raport dokonuje analizy uwarunkowań infrastrukturalnych, ekonomicznych, geologicznych, środowiskowych i prawnych związanych z poszukiwaniem i eksploatacją złóż gazu niekonwencjonalnego w Polsce i w wybranych krajach UE. Prezentuje także amerykańskie doświadczenia oraz fakty dotyczące sektora gazu niekonwencjonalnego, w tym przede wszystkim gazu łupkowego, wraz z wnioskami, które mogą znaleźć zastosowanie w Polsce i w Europie. Dzięki temu publikacja może stanowić źródło kompleksowej wiedzy dla inwestorów, decydentów, ekspertów i opinii publicznej na temat sektora gazu niekonwencjonalnego, który ma szanse dynamicznie rozwinąć się nie tylko w Polsce, ale także w innych krajach europejskich.

Szanse dla Unii Europejskiej

Europejski rynek gazu ziemnego wynosi obecnie około 520 mld m^3 rocznie – zdecydowana większość tego zapotrzebowania jest pokrywana importem z państw trzecich. Chociaż uwarunkowania geologiczne i ekonomiczne sektora gazu niekonwencjonalnego mogą odbiegać od tych, które zaobserwowano w USA, to jednak gaz niekonwencjonalny może stanowić szansę nie tylko dla Polski, ale także dla wielu innych krajów unijnych na znaczące zwiększenie produkcji gazu i osiągnięcie bezpieczeństwa energetycznego, a także sprostanie wyzwaniu redukcji emisji CO_2 i zwiększenie konkurencyjności gospodarki. Dlatego też wysiłki mające na celu szukanie i badanie europejskich złóż gazu niekonwencjonalnego powinny uzyskać realne wsparcie ze strony polskiego rządu, przychylność ze strony innych krajów UE, jak i dofinansowanie z unijnego budżetu. Doskonałą okazję do zbudowania „łupkowej" koalicji w UE oraz sformatowania dyskusji na temat gazu niekonwencjonalnego stanowi dla Polski jej prezydencja w Radzie UE. Polski rząd powinien zadbać o to, by UE nie przeoczyła szansy na urzeczywistnienie się „europejskiego snu" o niezależności i solidarności energetycznej oraz o dobrobycie społecznym, jaki stwarza potencjał gazu niekonwencjonalnego.

W najbliższym czasie Instytut Kościuszki będzie popularyzował tezy zawarte w niniejszej publikacji, jak również inicjował działania informacyjne zmierzające do przedstawienia prawdziwego potencjału gazu niekonwencjonalnego najważniejszym osobom decyzyjnym i liderom opinii w Polsce i w UE.

Podziękowania

Dziękując serdecznie partnerom i autorom publikacji, zapraszam Państwa do jej lektury i rozpoczęcia rzetelnej i opartej na faktach dyskusji na temat gazu niekonwencjonalnego i jego roli w budowie bezpieczeństwa energetycznego oraz konkurencyjności gospodarczej w Europie. Wszystkie zainteresowane podmioty zachęcam do współpracy.

Wybrane tezy publikacji

Technologia, zasoby, bezpieczeństwo

Niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego znacznie przewyższają konwencjonalne i mogą stanowić poważną rezerwę energetyczną ludzkości.

(S. Rychlicki, J. Siemek, rozdz. 1)

Typem gazu niekonwencjonalnego, który w ostatnim czasie zyskuje na znaczeniu jest gaz łupkowy.

Możliwości technologiczne wydobycia gazu łupkowego były i są nadal przedmiotem intensywnych badań w Stanach Zjednoczonych oraz w Europie.

(S. Rychlicki, J. Siemek, rozdz. 1)

Przemysł amerykański dokonuje wyraźnego i ciągłego postępu, jeśli chodzi o łagodzenie szkód związanych z wydobyciem gazu na środowisko w postaci śladów na powierzchni, emisji, wykorzystania wody, utylizacji płuczki czy fragmentacji środowiska naturalnego. Na obszarach, gdzie eksploatacja surowców energetycznych odbywa się w pobliżu zaludnionych terenów, wprowadza się dodatkowe środki minimalizujące wzmożony ruch, hałas, negatywny wpływ na estetykę krajobrazu, czy inne czynniki, które mogą zakłócać życie mieszkańców.

(G. Lewis, T. Smith, K. F. Perry, rozdz. 4)

Zwiększenie udziału gazu w sektorze elektroenergetycznym przyczynić się może do zmniejszenia emisji CO_2.

W procesie spalania w przemyśle energetycznym gaz zapewnia ponad 2,5-krotnie mniejszą emisję dwutlenku węgla w stosunku do emisji CO_2 węgla kamiennego, brunatnego, a także ropy naftowej i jej pochodnych.

(S. Rychlicki, J. Siemek, rozdz. 1)

Zastosowanie energetycznego portfela paliwowo-technologicznego, którego dużą część stanowiłby gaz ziemny (przy jednoczesnym wzroście produkcji energii ze źrodeł odnawialnych),

byłoby najbardziej opłacalnym sposobem oraz najwłaściwszą drogą do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, zgodnie z wytycznymi do 2030 r. i próbą wypełnienia zobowiązań wynikających z pakietu 3x20. Realizacja wytyczonych celów dla Europy wymagałaby zwiększenia dostaw gazu o dodatkowe 120-140 mld m^3. Gaz niekonwencjonalny byłby istotnym dopełnieniem zwiększonych dostaw LNG oraz gazu importowanego poprzez nowe połączenia gazociągowe, ktore najprawdopodobniej okażą się niezbędne.

(G. Lewis, T. Smith, K. F. Perry, P. Poprawa, rozdz.3)

Amerykański sukces

Złoża gazu niekonwencjonalnego w USA szacowane są nawet na 90 bln m^3. Obecnie USA uzyskują ok. 137 mld m^3 gazu niekonwencjonalnego na rok, z tego ok. 70 mld m^3/rok z warstw łupkowych, co stanowi odpowiednio ok. 23% i 12% gazu zużywanego w kraju.

Produkcja odbywa się po kosztach niższych niż koszty importu gazu ziemnego przez gazociągi lub w formie skroplonej, czy też eksploatując złoża konwencjonalne.

(S. Rychlicki, J. Siemek, rozdz. 1)

Gaz niekonwencjonalny w zasadniczy sposob wpłynął na ceny gazu ziemnego na amerykańskim rynku i coraz częściej jest uważany za paliwo, które w przyszłości doprowadzi do znaczących zmian na rynku gazu na świecie. Powolny spadek cen gazu ziemnego ma swoje źródła w nadmiarze podaży gazu, ten natomiast wynika głównie z: kryzysu gospodarczego z 2008 r. (spadek popytu), gwałtownego wzrostu mocy produkcyjnych LNG oraz znaczącego wzrostu wydobycia gazu niekonwencjonalnego w USA. Utrzymująca się dłużej nadpodaż może utrzymać presję na eksporterów gazu do odejścia od indeksacji cen gazu do ropy naftowej, co może doprowadzić do dalszego obniżenia cen. W sposób pośredni rewolucję gazową w USA zaczęła odczuwać też Europa – nadpodaż gazu w USA (wzrost wydobycia gazu niekonwencjonalnego) spowodowała, że dostawy LNG zamiast do USA coraz częściej kierowane były do terminali położonych w Europie.

(M. Tarnawski, rozdz. 5)

W efekcie, aby utrzymać swój udział w rynku, Gazprom zmuszony został do obniżenia cen gazu dla niektórych ze swoich europejskich klientów.

(A. Riley, rozdz. 8)

Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego na skalę przemysłową, nie tylko w USA, ale i w innych krajach europejskich lub azjatyckich może zatem poważnie zachwiać dotychczasowym układem sił między krajami eksportującymi a importującymi gaz ziemny.
Zmiany na amerykańskim rynku gazu ziemnego uznać można zatem za początek zmian w geopolitycznym układzie sił związanych z bezpieczeństwem energetycznym.

W efekcie energetycznej rewolucji technologicznej, już w 2009 r. USA stały się największym producentem gazu ziemnego na świecie.

(M. Tarnawski, rozdz. 5)

Biorąc pod uwagę różnice w zyskach ze sprzedaży taniego gazu amerykańskiego a drogiego gazu europejskiego, eksport z USA na rynek europejski LNG z łupków ma szansę na spory wzrost w latach 2015-2020.
W związku z powyższym, nawet bez rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w UE, gaz ten będzie miał znaczący wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kontynentu. W tym kontekście, w najgorszym wypadku, kiedy nie dojdzie do rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie, spodziewać się można wzrostu rywalizacji o rynek europejski między tradycyjnymi dostawcami LNG, LNG z łupków i operatorami gazociągów dostarczających gaz konwencjonalny.

(A. Riley, rozdz. 8)

Polityka i prawodawstwo Unii Europejskiej

Jednak tym, co wzmocni bezpieczeństwo energetyczne UE, będzie możliwość wykorzystania własnych pokaźnych zasobów gazu niekonwencjonalnego. Gaz niekonwencjonalny może bowiem odegrać zasadniczą rolę w kwestii europejskiej zależności energetycznej od Rosji – głównego importera gazu do Europy. Wizja możliwości wykorzystania własnych, sporych zasobów gazu niekonwencjonalnego w Europie jest bardzo obiecująca. Jest ona widoczna szczególnie w kontekście obecnej i ciągle wzrastającej (w związku z budową Gazociągu Północnego oraz niemiecką rezygnacją z energii atomowej) zależności gazowej od Rosji, a także w świetle zagrożenia nagłymi ograniczeniami dostaw oraz pogłębiającego się deficytu gazu w Rosji.

(A. Riley, rozdz. 8)

Z raportu EIA i ARI wynika, iż Europa ma daleko mniejsze zasoby gazu łupkowego w porównaniu z innymi kontynentami. Niemniej jednak i w tym przypadku łączna ilość zasobów w wysokości 15,5 bln m^3 gazu, jeśli odnieść ją do rocznego zużycia gazu w UE wynoszącego około 520 mld m^3/rok, wskazuje na istotne znaczenie basenów łupkowych jako alternatywnego źródła gazu.

(P. Poprawa, rozdz. 2)

Gdy tylko Europa zdoła rozwinąć wydobycie gazu niekonwencjonalnego i odpowiednio opanuje koszty jego wydobycia, będzie on stanowił silną konkurencję zarówno dla gazu rosyjskiego, transportowanego z dalekiej Syberii, jak i dla LNG.
Co więcej, wykorzystanie gazu (...) pozwoliłyby UE szybko zmniejszyć emisję CO_2. Zwiększenie energii wytwarzanej przez elektrownie gazowe – które obecnie w większości wykorzystują jedynie 45% swoich możliwości – do 65-70%, byłoby możliwe bez potrzeby dodatkowych inwestycji. Gdyby zrezygnowano z odpowiadającej temu ilości produkcji opierającej się na węglu, zmniejszyłoby to emisję CO_2 o 200 mln ton i zaoszczędziłoby między 80 a 200 mld

EUR. Taka możliwość ograniczenia emisji CO_2 bez dodatkowych kosztów podkreśla nie tylko rolę, jaką może odegrać gaz, ale również to, w jaki sposób sprawa ta nie została uwzględniona w unijnych strategiach dotyczących zmian klimatu. Rzeczą pilną jest więc przewartościowanie przez instytucje unijne ich podejścia do gazu w kwestii walki ze zmianami klimatycznymi.

(A. Riley, rozdz. 8)

Ważne jest jednak by zdawać sobie sprawę z dwóch głównych przeszkód stojących na drodze gazu łupkowego w UE, jako znaczącej alternatywy dla zależności od rosyjskich dostaw – są nimi stworzenie jednolitego rynku gazu i bariery środowiskowe.
Zarówno prawna liberalizacja rynku gazu, jak i ta dotycząca fizycznej infrastruktury muszą być wprowadzone w życie jak najszybciej, by otworzyć europejski rynek energetyczny na nowe źródła i ich eksploatację. Komisja Europejska powinna być zachęcana do wprowadzenia trzeciego pakietu energetycznego w całości, a DG ds. Konkurencji powinna być gotowa do stosowania zasad wolnej konkurencji w całym europejskim sektorze energetycznym bez obaw związanych z faworyzowaniem kogokolwiek. Tym samym dostawcy LNG i producenci gazu niekonwencjonalnego będą mieli oparcie w unijnych regulacjach zapewniających im dostęp do rynku.
Pojawienie się na rynku nowych graczy powinno zmotywować obecnych dostawców do wsparcia fizycznego ujednolicenia rynku dzięki stworzeniu nowych transgranicznych połączeń gazowych. W chwili obecnej Europa nie posiada wystarczających połączeń międzysystemowych na osi Zachód-Wschód ani Północ-Południe, co praktycznie uniemożliwia działanie jednolitego rynku gazu. Brak infrastruktury okazuje się szczególnie gnębiący dla krajów Europy Środkowo-Wschodniej oraz Krajów Bałtyckich, gdyż rosyjskie gazociągi ze Wschodu na Zachód skutecznie dzielą gazowy rynek UE aż do linii na Odrze i Nysie.

(A. Riley, rozdz. 8)

Kwestie środowiskowe stanowią jedną z poważniejszych politycznych przeszkód dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie, dlatego dyskusja dotycząca wpływu środowiskowego technologii wydobycia gazu niekonwencjonalnego powinna odnosić się do faktów przedstawionych m.in. w niniejszej publikacji.

Nie można zaprzeczyć, że rozwój źrodeł energii nie pozostaje bez wpływu na środowisko, jednak przeprowadzane zabiegi szczelinowania hydraulicznego przebiegają głównie pod powierzchnią ziemi i w znacznej mierze bezawaryjnie. Dodatkowo, choć zapotrzebowanie na wodę w procesie wydobycia gazu niekonwencjonalnego jest duże, to praktycznie wszystkie formy pozyskiwania energii wymagają jej wykorzystania, a produkcja gazu niekonwencjonalnego i tak jest stosunkowo wydajna w porównaniu z innymi źrodłami energii, np. węglem, biomasą czy energią jądrową. W procesie szczelinowania nie zaobserwowano migracji zużytej wody do zasobów wody pitnej, bowiem zabieg ten odbywa się poniżej strefy wód podziemnych, będących źrodłem wody pitnej, a badania mikrosejsmiczne wykazują, że szczeliny nie sięgają wystarczająco daleko, by mogły przyczynić się do zanieczyszczenia wody. Woda powracająca po szczelinowaniu hydraulicznym ma z kolei skład i cechy zbliżone do wody

poprodukcyjnej wytwarzanej w procesie produkcji gazu konwencjonalnego, tzn. charakteryzuje się niewielką koncentracją zawiesiny i podobną zawartością organiczną, a poziom substancji chemicznych w zużytej wodzie jest zazwyczaj niski lub niewykrywalny. Zabiegi szczelinowania hydraulicznego towarzyszące wydobyciu gazu łupkowego nie są także bezpośrednią przyczyną trzęsień ziemi.

(G. Lewis, T. Smith, K. F. Perry, P. Poprawa, rozdz. 3)

Należy zaznaczyć, iż chociaż nie istnieje żadne konkretne uregulowanie prawne poświęcone właśnie tej metodzie wydobycia gazu ziemnego, jest ona już szeroko regulowana w prawodawstwie UE, w szczególności w odniesieniu do ochrony środowiska. W większości istotnych unijnych uregulowań prawnych stosuje się mechanizmy elastyczne, stąd też celem odpowiedniego ich dostosowania do produkcji gazu niekonwencjonalnego nie byłoby konieczne wprowadzanie w nich konkretnych zmian. Ponadto jest mało prawdopodobne, iż powstanie jakiekolwiek prawodawstwo przyjęte specjalnie w celu ograniczenia produkcji gazu niekonwencjonalnego (tj. tymczasowe moratorium), gdyż działanie takie uznanoby za wpływające na wybór państwa członkowskiego między różnymi źrodłami energii oraz na ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię i jako takie wymagałoby ono jednomyślności w Radzie UE.

(P. Szlagowski, rozdz. 7)

Nie można jednak lekceważyć silnej presji na unijną administrację ze strony Rosji – kraju, którego interesy są najbardziej zagrożone sukcesem gazu niekonwencjonalnego w UE. Jak skuteczna może być ta presja, doskonale świadczy wybudowanie Gazociągu Północnego – mającego mało wspólnego ze wspólną polityką energetyczną i zasadą solidarności UE, przy jednoczesnym zatrzymaniu flagowej inwestycji dywersyfikacyjnej UE – Gazociągu Nabucco, który taką rolę miał pełnić.

Dodatkowo kraje UE muszą być gotowe na opracowanie solidnego, acz atrakcyjnego systemu zachęt inwestycyjnych dla firm poszukujących i wydobywających gaz niekonwencjonalny.

(A. Riley, rozdz. 8)

Wyzwania dla Polski

Według EIA Polska posiada prawdopodobnie 5,3 bln m^3 wydobywalnych zasobów gazu niekonwencjonalnego. Wstępne dane dotyczące zasobów gazu łupkowego mogą jednak znacząco odbiegać od danych, które zostaną uzyskane na etapie wydobycia gazu.
Na liście posiadaczy koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego znajduje się znacząca liczba najważniejszych globalnych firm wydobywczych, a także polskie koncerny energetyczne specjalizujące się w poszukiwaniach i wydobyciu węglowodorów konwencjonalnych oraz mniejsze niezależne podmioty. Odwierty poszukiwawcze zostaną w większości wykonane w latach 2011-2014. Do tej pory wywiercono około 10 odwiertów, a jeden z nich poddano

zabiegowi szczelinowania hydraulicznego. Raporty i oświadczenia prasowe opublikowane przez BNK Petroleum (2 odwierty) oraz 3Legs (3 odwierty) wykazały pierwsze pozytywne rezultaty prac poszukiwawczych, świadczących o przepływie gazu.

(P. Poprawa, rozdz. 11)

W scenariuszu optymistycznym potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce może wynosić ponad 15 mld m^3 rocznie. W wariancie realistycznym wzrost popytu na gaz może wynosić jedynie niespełna 5 mld m^3/rok. W scenariuszu optymistycznym zakładamy kontynuację „klimatycznego" trendu w polityce UE, a co za tym idzie dynamiczny rozwój mocy wytwórczych energii elektrycznej i cieplnej opartych na gazie ziemnym do poziomu około 20-21% udziału w całości mocy wytwórczych, a pozostałych obszarach, zaś substytucję na poziomie 20-30% konsumpcji pozostałych paliw, co implikuje zastąpienie nie tylko paliw płynnych (LPG, LOO, COO), ale też węgla oraz powrót zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony przemysłu chemicznego do poziomu przed kryzysowego. W scenariuszu pośrednim wzrost zużycia gazu w energetyce odnosi się tylko do zgłaszanych przez firmy energetyczne projektów budowy nowych bloków opartych o gaz ziemny, natomiast w pozostałych obszarach substytucja dotyczy przede wszystkim paliw płynnych i tylko w minimalnym stopniu paliw stałych, przemysł chemiczny zaś trwale zmniejsza zapotrzebowanie na gaz ziemny do obecnego poziomu.

Największy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny może pochodzić z mocno zapóźnionego w rozwoju i opartego o paliwa stałe sektora energetycznego – potencjalnie największego odbiorcy gazu niekonwencjonalnego. Gaz ziemny dostarcza dziś nieco powyżej 19% energii na potrzeby grzewcze dla gospodarstw domowych dlatego całkiem realne wydaje się zwiększenie konsumpcji gazu przez sektor gospodarstw. Popyt na gaz niekonwencjonalny może pochodzić także ze strony przemysłu chemicznego.

Potencjał wzrostu zapotrzebowania na gaz może ujawnić się właściwie tylko w obliczu wzrostu podaży gazu ziemnego pochodzącego z krajowej produkcji – w tym przede wszystkim ze złóż niekonwencjonalnych. Brak odpowiedniej podaży gazu przekłada się na zwiększone ryzyko przerwania dostaw w przypadku zawirowań związanych z importem gazu z Rosji, a to wciąż skutecznie odstrasza większość potencjalnych konsumentów tego surowca, zwłaszcza w najbardziej newralgicznych obszarach energetyki i przetwórstwa przemysłowego.

Mając na uwadze specyfikę profilu wydobycia gazu łupkowego oraz niskie wykorzystanie własnych zasobów przez polskie koncerny wydobywcze odzwierciedlone w bardzo wysokim współczynniku R/P, możemy się spodziewać wydobycia nawet na poziomie 100 mld m^3 gazu na rok – i to w perspektywie najbliższych 10-15 lat.

(M. Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, rozdz. 13 i 14)

Produkcja gazu niekonwencjonalnego na poziomie jedynie 15 mld m^3 rocznie przy wzroście konsumpcji o 5 mld m^3 jest w stanie pokryć polskie zapotrzebowanie w 100%, uniezależniając Polskę od dostaw zewnętrznych.

Osiągnięcie poziomu produkcji w większej skali niż zapotrzebowanie krajowe może uczynić Polskę znaczącym eksporterem na rynki europejskie.

(M. Kołaczkowski, rozdz. 12)

Już dziś eksperci zwracają uwagę na fakt, że rezerwy gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii ciągle maleją, dlatego m.in. ten kraj mógłby stać się jednym z najważniejszych klientów Polski.

(K. Boyfield, rozdz. 9)

Wydobycie gazu niekonwencjonalnego i jego produkcja przyczynią się zatem do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz eliminacji licznych ryzyk geopolitycznych i infrastrukturalnych, które zakłócały do tej pory import gazu do Polski.

Gaz łupkowy może stać dla Polski źrodłem energii, ktore pozwoli również na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

By rewolucja gazu niekonwencjonalnego mogła mieć jednak miejsce w Polsce, konieczne są zmiany na polskim rynku gazu.

Produkcja gazu niekonwencjonalnego zaliczana jest do tych czynników, które mogą przyczynić się do powstania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, który zapewni pewność dostaw po możliwie konkurencyjnej, tj. rynkowej cenie. Doprowadzenie do rynkowego ustalania cen na rynku wewnętrznym wydaje się być warunkiem *sine qua non* dla produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce i zniwelowania negatywnych efeków taryfikowania cen gazu. W wyniku masowej produkcji gazu niekonwencjonalnego oraz pozostałych towarzyszących temu procesowi efektów ekonomicznych, wydaje się być uprawnione oczekiwanie obniżenia poziomu cen gazu w Polsce.
Zakładając pesymistyczny scenariusz, że koszty produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce mogą być nawet o 50% wyższe, niż koszty produkcji obserwowane w USA oraz przyjmując, iż cena na NYMEX jest odzwierciedleniem kosztu produkcji gazu niekonwencjonalnego (a przynajmniej ceny, po jakiej jest on oferowany odbiorcom na rynku) można przyjąć, iż cena w Polsce kształtowałaby się od 200 USD/1000 m^3 do 321 USD/1000 m^3, przy średniej cenie ok. 240 USD/1000 m^3. Ceny kontraktowe na dostawy rosyjskiego gazu, stanowiącego 90% importu do Polski nie są podawane do wiadomości publicznej. Niemniej jednak z wiarygodnych informacji medialnych wynika, że podobne ceny w dostawach gazu rosyjskiego byłyby obserwowane przy średniej cenie ropy naftowej odpowiednio na poziomie od ok. 45 USD/bbl do 70 USD/bbl oraz dla 240 USD/1000 m^3 ok. 55 USD/bbl. Warto przy tym wskazać, że w 2010 r. średnia cena ropy naftowej wyniosła ok. 80 USD/bbl, by na przełomie roku osiągnąć poziom 95 USD/bbl aż do 127 USD/bbl w kwietniu 2011 r. Przez ostatnie trzy miesiące (12 kwietnia-12 lipca 2011 r.) utrzymuje się na poziomie 105-125 USD/bbl. Jednocześnie prognozy cen ropy naftowej przewidują trend wzrostowy. Z zaprezentowanych danych wynika, że cena gazu rosyjskiego jest znacząco wyższa od ceny gazu

niekonwencjonalnego obliczanej według powyższego założenia. Oznacza to, że aby sprostać konkurencji z producentami gazu niekonwencjonalnego w Polsce, dostawca rosyjski będzie musiał znacząco obniżyć cenę, prawdopodobnie poprzez dostosowanie formuły cenowej.

(M. Kołaczkowski, rozdz. 12)

Kolejnym warunkiem, aby w Polsce rozpoczęło się „łupkowe eldorado" jest ustalenie przyjaznych dla inwestorów, ale uwzględniających długofalowe, międzypokoleniowe interesy naszego kraju, warunków wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych. W tym między innymi: 1. określenie maksymalnego tempa eksploatacji złóż na poziomie państwa oraz na poziomie poszczególnych koncesji (tak aby eksploatacja nie następowała zbyt szybko), 2. powiązanie systemu opłat koncesyjnych i podatków z rynkiem gazu i panującymi na nim warunkami cenowymi, 3. stworzenie spółki celowej na wzór norweskiego Petoro czy holenderskiej EBM, która z mocy prawa objęłaby 15%-25% udziałów we wszystkich koncesjach oraz stanowiłaby element kontroli i dodatkowych wpływów na rzecz państwa polskiego, 4. stworzenie funduszu celowego z części opłat eksploatacyjnych, mającego za zadanie wspieranie sektora badań i innowacji.

(A. Zawisza, rozdz. 17)

Poszukiwanie i eksploatacja gazu niekonwencjonalnego wymagają ponadto posiadania specjalistyczych urządzeń wierniczych i infrastruktury technicznej, a także doświadczonego personelu do przeprowadzania odwiertów kierunkowych oraz zabiegów szczelinowania hydraulicznego.

Niezbędna jest także odpowiednia infrastruktura transportowa i przesyłowa, co w perspektywie prawdopodobnego rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Polsce oznacza konieczność zaprojektowania i realizacji ogromnych inwestycji infrastrukturalnych w tym m.in. modernizacji infrastruktury przesyłowej dla gazu ze złóż niekonwencjonalnych oraz infrastruktury magazynowej. Istniejąca struktura gazociągów dopasowana jest do importu gazu z kierunku wschodniego. Konieczna jest rozbudowa sieci gazociągów (również dystrybucyjnych), dzięki której możliwe będzie dostarczanie gazu niekonwencjonalnego do odbiorców końcowych na obszarze całego państwa, transport do podziemnych magazynów gazu, a także potencjalny eksport poprzez międzysystemowe połączenia gazowe (interkonektory) oraz terminal LNG w Świnoujściu, bądź w przypadku większych ilości drugą nitkę Gazociągu Jamalskiego. Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego wymagać będzie także budowy sieci gazociągów kopalnianych. Rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego w Polsce może zatem docelowo rozwinąć i unowocześnić polską infrastrukturę transportową i przesyłową gazu ziemnego, wymaga jednak odpowiednich planów inwestycyjnych i ogromnych środków finansowych.

W interesie Polski jest jednoczesne stworzenie odpowiednich ośrodków naukowo -badawczych, które zajmować się będą rozwijaniem technologii wydobywania gazu niekonwencjonalnego.

(M. Ruszel, rozdz. 15 i 16)

Przedsiębiorcy powinni promować zmiany legislacyjne w zakresie złóż gazu niekonwencjonalnego, aby wyeliminować niestabilność otoczenia prawnego w Polsce. Przejrzyste reguły prawne zdecydowanie przyczyniłyby się do zwiększenia bezpieczeństwa inwestycyjnego przy podejmowaniu działalności koncesjonowanej w Polsce.

(R. Rewald, J.M. Jankowski, rozdz. 18)

Mimo wykazanych w niniejszym raporcie szans i potencjalnych korzyści związanych z rozwojem sektora gazu niekonwencjonalnego w UE, jego przeciwników jest w tym momencie jednak wielu. Znajdą się oni zarówno po stronie krajów unijnych, jak i eksporterów gazu ziemnego na rynek unijny. Dlatego też od kilku miesięcy obserwować możemy, jak na forum UE kwestia gazu niekonwencjonalnego jest przedmiotem gorących dyskusji inicjowanych przede wszystkim przez oponentów i sceptyków tej nowej technologii wydobycia gazu ziemnego.

Polska, dla której rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego jest wielką szansą, musi podjąć zdecydowane i zintegrowane działania zarówno w kraju, jak również na szczeblu unijnym, aby nie tylko przeciwstawić się lobbingowi deprecjonującemu znaczenie gazu niekonwencjonalnego, lecz również dostarczyć rzetelnych informacji związanych z oddziaływaniem tego surowca na środowisko naturalne, a także bezpieczeństwo energetyczne UE. Polska może w znacznym stopniu ukierunkować dyskusję polityczną na forum unijnym wokół wydobywania oraz wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Europie. Szczególną okazją do zainicjowania takich działań jest polska prezydencja w Radzie UE (lipiec-grudzień 2011 r.). W tym czasie niezbędne jest podjęcie skoordynowanych działań przez wszystkie polskie podmioty współuczestniczące w procesie decyzyjnym UE, a także wsparcie ze strony zainteresowanych kwestiami energetycznymi think tanków oraz ośrodków eksperckich i naukowych. Taka szansa może się bowiem nie powtórzyć i dlatego polski rząd powinien podjąć w tej sprawie konsekwentne działania.

(I. Albrycht, M. Ruszel, rozdz. 10)

PODSTAWOWE INFORMACJE – TECHNOLOGIA, ZASOBY, BEZPIECZEŃSTWO

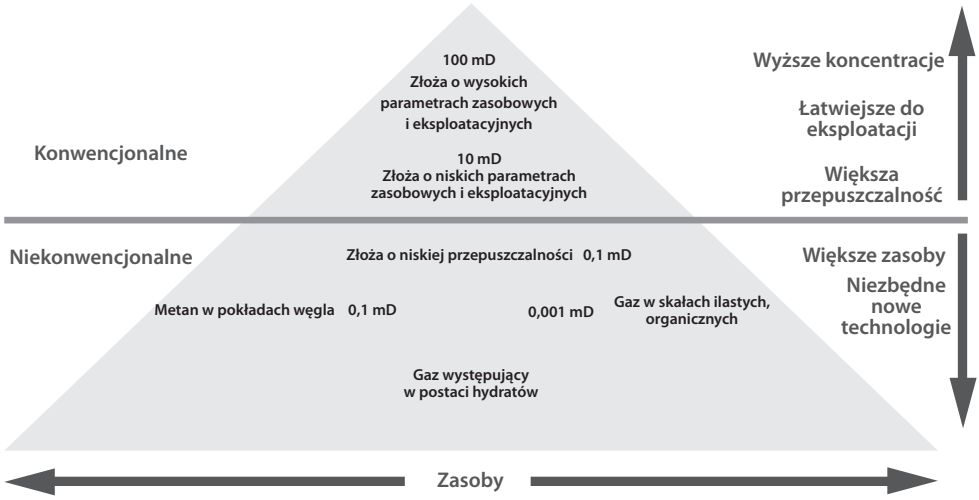
1. Gaz niekonwencjonalny – charakterystyka złóż i technologia wydobycia

Stanisław Rychlicki, Jakub Siemek

Niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego znacznie przewyższają konwencjonalne i mogą stanowić poważną rezerwę energetyczną ludzkości, biorąc w dodatku pod uwagę fakt ponad 2,5-krotnie mniejszej emisji dwutlenku węgla w stosunku do jego emisji przy spalaniu w przemyśle energetycznym węgla kamiennego, brunatnego, a także ropy naftowej i jej pochodnych.

Istota klasyfikacji zasobów gazu ziemnego jako konwencjonalnych lub niekonwencjonalnych została dobrze ujęta na rys. 1.1 (wg Holditcha, 2006 i Mastersa 1979, podana w IEA, 2009).

Rys. 1.1 Klasyfikacja zasobów gazu ziemnego



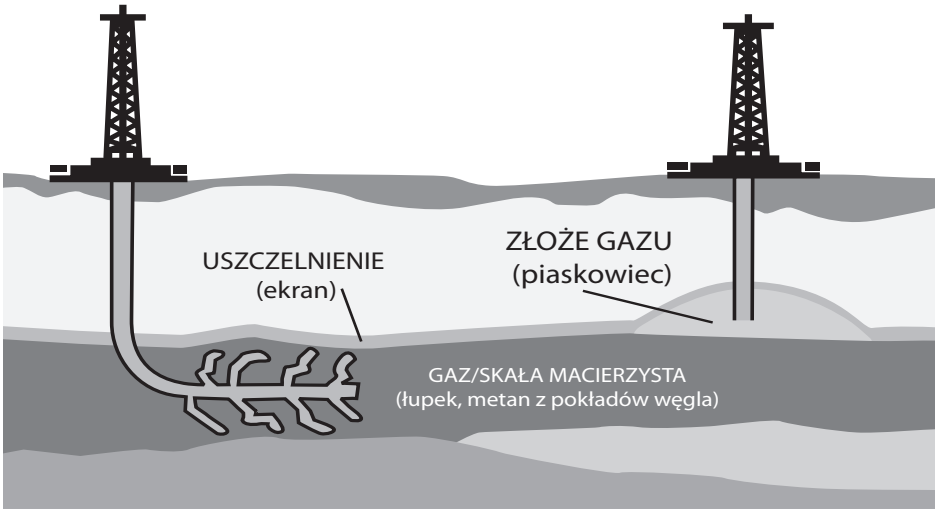
Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA 2009, *World Energy Outlook*

Zasoby niekonwencjonalne gazu ziemnego to:

- gaz w złożach o niskiej przepuszczalności (od < 0,1 mD do < 0,001 mD) znajdujący się w porach o ograniczonych połączeniach między sobą (tzw. *tight gas*);
- gaz (metan) w pokładach węgla (*coalbed methane* – CBM);
- gaz w skałach ilasto-mułowcowych (tzw. *shale gas*, gaz w łupkach ilastych).
- gaz związany w postaci hydratów. Dotychczas nie zdołano, pomimo znacznych wysiłków i rozwinięcia prac badawczych, opracować efektywnej technologii pozyskiwania tego gazu. Hydraty gazu ziemnego występują w północnych, arktycznych obszarach i w złożach podmorskich. Właśnie hydraty były przyczyną nieudanej operacji ratunkowej zamykającej podmorski wypływ ropy naftowej po awarii platformy eksploatacyjnej koncernu British Petroleum w Zatoce Meksykańskiej (2010 r.). Szacunkowe oceny podają, że zasoby gazu związanego w postaci hydratów wynoszą od $1000 \cdot 10^{12}$ do $5000 \cdot 10^{12}$ m^3, a więc przewyższają łączne zasoby wszystkich pozostałych gazów ziemnych.

Możliwości technologiczne wydobycia gazu łupkowego były i są nadal przedmiotem intensywnych badań w USA, a także w Europie. Stany Zjednoczone obecnie, z warstw łupkowych, uzyskują ok. 12% (70 mld m^3/rok) gazu zużywanego w kraju, i to po kosztach niższych niż koszty importu gazu ziemnego przez gazociągi lub w formie skroplonej (LNG), czy też eksploatując złoża konwencjonalne. O zaangażowaniu firm USA w eksplorację i eksploatację złóż gazu łupkowego (Barnett Shale, basen Fort Worth, centralny Texas) mówią

Rys. 1.2 Eksploatacja złóż konwencjonalnych (prawa część rysunku) i niekonwencjonalnych (lewa część rysunku)



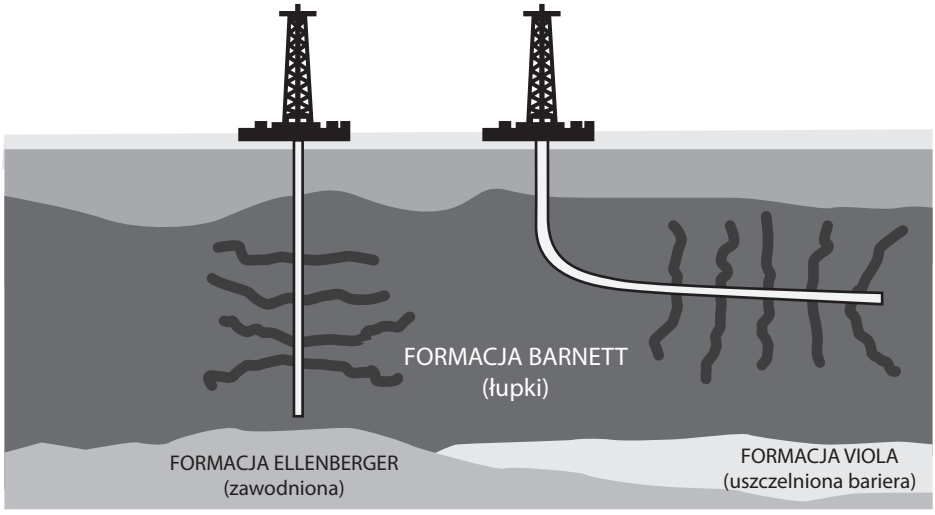
Źródło: Opracowanie własne na podstawie PTE Energy, *Unconventional gas production*

dane odnoszące się do liczby wierceń wykonanych od 1981 r. W okresie 15 lat wykonano 300 odwiertów pionowych, a w latach 2002-2006 aż 2000 odwiertów poziomych (firma Devon Energy).

Warstwy łupkowe zawierające gaz charakteryzują się następującymi cechami (Boyer Ch. i inni, 2006, Schlumberger):

- duża miąższość i regionalna rozciągłość;
- brak wyraźnie rozwiniętych warstw izolujących i pułapek strukturalnych;
- brak wyraźnego konturu gaz-woda, chociaż woda może być obecna nawet do 75-80% nasycenia;
- naturalny system szczelin;
- estymowany stopień czerpania zasobów gazu (tzw. *estimated ultimate recovery EUR*) jest znacznie niższy niż dla złóż konwencjonalnych i wynosi ok. 20%-40%;
- bardzo niska przepuszczalność matrycy skalnej.

Rys. 1.3 Eksploatacja gazu z klasycznego złoża łupkowego Barnett (USA)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie DTE Energy

Jednym z najważniejszych, jeśli nie kluczowych elementów w technologii wydobycia gazu łupkowego jest stymulacja warstwy łupków. Stymulacja, mająca na celu zwiększenie bardzo małej przepuszczalności matrycy skalnej, polega na szczelinowaniu hydraulicznym (*hydraulic fracturing*), intensyfikującym dopływ gazu. Proces szczelinowania hydraulicznego polega na zatłaczaniu wąskiego strumienia cieczy o niskiej lepkości skomponowanej na bazie wodnej, pod wysokim ciśnieniem. Po wtłoczeniu wody zatłaczany jest żel. Wytworzone szczeliny penetrują na odległość kilkuset (ponad 300) metrów od odwiertu.

Wraz z cieczą szczelinującą wtłaczany jest granulowany piasek lub granulki tworzyw ceramicznych (tzw. „*proppant*") mające za zadanie nie dopuścić do zamknięcia brzegów szczelin.

Szczelinowanie hydrauliczne pochłania duże ilości wody, rzędu 10 000 do 20 000 m^3 na 1 odwiert. Pojedynczy zabieg szczelinowania to 2000 m^3 przy 5-10 szczelinowaniach przypadających na 1 odwiert.

Poniżej (tab.1.1) zamieszczono zestaw dodatków chemicznych stanowiących 0,49% cieczy szczelinującej (A.R.H. Datuk, 2010). Nazwy dodatków utrzymano w nomenklaturze oryginalnej.

Tab. 1.1 Zestaw składników chemicznych w cieczach szczelinujących i ich zastosowanie w użyciu codziennym

Składniki	Udział % w całości	Cel stosowania	Zastosowanie w użyciu codziennym
Acids	0,123%	Rozpuszczanie minerałów	W basenach pływackich
Glutaraldehyde	0,001%	Eliminacja bakterii w wodzie	Płyny dezynfekujące
Sodium Chloride	0,010%	Opóźnia przejście polimerów w stan żelu	Sól kuchenna
Formamide	0,002%	Przeciwdziała korozji	Plastiki
Borate salts	0,007%	Podtrzymuje lepkość cieczy	Mydła, kosmetyki
Petroleum distillates	0,088%	Minimalizuje rozdrobnienie	Kosmetyka, farmacja
Guar gum	0,056%	Zagęszcza wodę	E412 – przemysł spożywczy
Citric acid	0,004%	Przeciwdziała przesączaniu osadu	Kwas cytrynowy (dodatek spożywczy)
Potassium chloride	0,06%	Wytwarza nośnik solankowy	Zastępuje sól
Potassium carbonate	0,011%	Utrzymuje efektywność poszczególnych składników	Detergenty, mydło
Ethylene glycol	0,043%	Zapobiega odkładaniu się w rurach	Płyn do chłodnic, spryskiwacze do szyb
Isopropanol	0,085%	Podnosi lepkość cieczy szczelinującej	Płyny do zmywania i koloranty włosów

Źródło: A.R.H. Datuk, 2010; Talisman Energy/Canada

Skrótu dokonano na podstawie: Rychlicki S., Siemek J., *Gaz łupkowy – zasoby i technologia*, nr 3/11, Rynek Energii.

Literatura:

1. Boyer Ch., Kieschnick J., Suarez-Rivera R., Lewis E. R., Waters G., *Producing Gas from Its Source* , Oilfield Review, Schlumberger, Vol. 18, no. 3, 2006.
2. Datuk A.R.H.: *Shale Gas – A True Energy "Game Changer"*, World Gas Conference, Dallas, 2010.
3. International Energy Agency (IEA), 2009, World Energy Outlook.

2. Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Europie i na świecie

Paweł Poprawa

Za wyjątkiem USA i Kanady, globalne poszukiwania gazu niekonwencjonalnego są nadal we wczesnej fazie rozpoznawczej i dalekie od fazy produkcyjnej. Z tego też powodu nigdzie poza Ameryką Północną nie istnieją dane niezbędne do obliczania zasobów. Nawet w tych krajach, gdzie poszukiwania gazu niekonwencjonalnego już się rozpoczęły i dokonano pierwszych odwiertów, jak np. w Polsce, wyniki tych prac są jeszcze poufne. Dlatego też na obecnym etapie jakiekolwiek próby oszacowania zasobów gazu łupkowego w nowo rozpoznawanych basenach są bardzo prowizoryczne i obarczone dużym marginesem błędu. Powszechnie stosowaną praktyką przy określaniu zasobów jest zastosowanie metody objętościowej, która polega na wytyczeniu w danym basenie areału, z którego będzie można wydobywać gaz i znalezieniu możliwie najbliższego amerykańskiego lub kanadyjskiego odpowiednika w celu oszacowania ilości gazu przypadającej na jednostkę powierzchni. Z czasem, gdy już rozpocznie się wydobycie w nowym basenie, a dane na ten temat gromadzone będą przez co najmniej rok czy dwa lata, będzie możliwe bardziej szczegółowe oszacowanie danych dotyczących zasobów przy pomocy analizy krzywej spadku wydobycia. W ten sposób uzyskane dane dotyczące zasobów gazu łupkowego mogą znacząco odbiegać od dostępnych obecnie wstępnych danych.

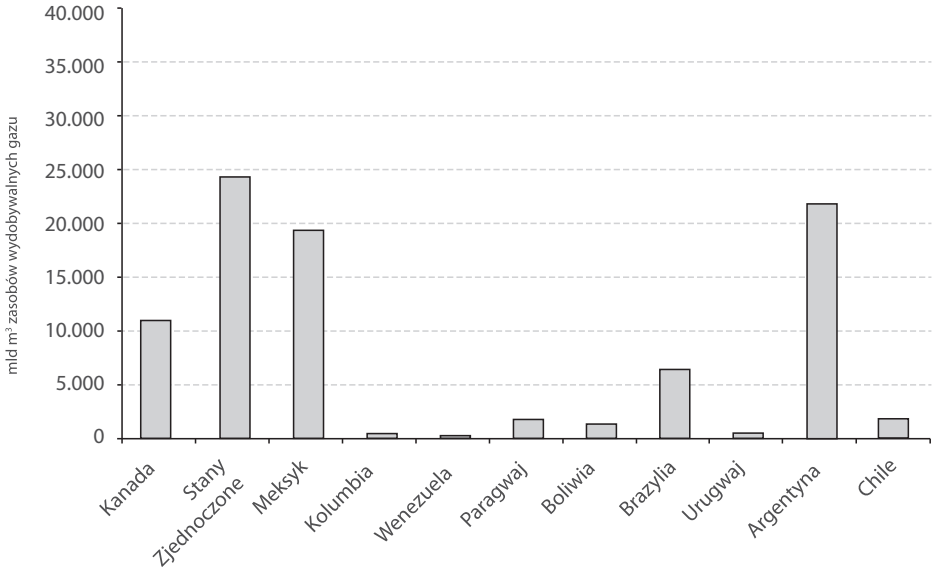
Dla pełnego zrozumienia znaczenia liczb opisujących zasoby gazu łupkowego trzeba pamiętać, iż istnieją różne kategorie zasobów, które znacznie się od siebie różnią. Do najbardziej obiektywnych i najprostszych należą zasoby geologiczne gazu (GIP), reprezentujące cały gaz zgromadzony w formacjach basenów niekonwencjonalnych. Tę kategorię zasobów charakteryzuje ograniczona przydatność, gdyż większości tego gazu nie da się wydobyć z łupków. Tę część gazu, którą dzięki dostępnej technologii można obecnie wydobywać na powierzchnię, określa się mianem zasobów wydobywalnych. W przypadku gazu łupkowego, jedynie około 20% GIP nadaje się do wydobycia, a 80% pozostaje uwięzione w górotworze. Wraz z postępem technologicznym proporcje te jednak z czasem się zmieniają. Jeszcze kilka lat temu wydobywalny gaz łupkowy stanowił zaledwie około 10% GIP. Inną kategorię stanowią zasoby, których wydobycie jest ekonomicznie opłacalne, stanowiące tę część dostępnego i wydobywalnego gazu, którą można wydobywać na skalę przemysłową. Zasoby te znacząco zmieniają się w czasie, głównie przez zmieniające się koszty wydobycia oraz ceny gazu. W dalszej części tego rozdziału, a także w rozdziale 11 wszystkie przytaczane liczby przedstawiają zasoby wydobywalne.

Nikła wiedza na temat potencjału basenów gazu łupkowego na świecie, za wyjątkiem Ameryki Północnej, sprawia, że dyskusja na temat ich zasobów jest nadal przedwczesna. Z tego powodu też rezultaty dla danych basenów przedstawiane w poszczególnych raportach często znacząco różnią się między sobą. Jeśli chodzi o analizę porównawczą danych, użyteczne narzędzie stanowi raport opublikowany przez Amerykańską Agencję Informacji ds. Energii (EIA) i Advanced Research Institute (ARI), gdyż jako jedyny omawia potencjał basenów gazu łupkowego w wymiarze globalnym. Pozwala on przynajmniej na względne porównanie perspektywicznych basenów na wszystkich kontynentach, choć podawane zasoby z pewnością można będzie w przyszłości weryfikować.

Z uwagi na to, że w USA i w Kanadzie proces wydobycia gazu łupkowego trwa już od kilku lat, szacunkowe dane dotyczące zasobów w Ameryce Północnej są najbardziej wiarygodne. Raport EIA i ARI określa zasoby wydobywalne gazu w Stanach na ponad 24 bln m^3 (862 bln $stóp^3$) i prawie 11 bln m^3 (388 bln $stóp^3$) w Kanadzie (rys. 2.1). Zasoby takie można określić jako gigantyczne. W Meksyku, gdzie budowa geologiczna basenów sedymentacyjnych jest porównywalna do tej na południu USA, przez co dokonywanie analogii jest bardziej wiarygodne, zasoby gazu określa się na 20 bln m^3 (rys. 2.1).

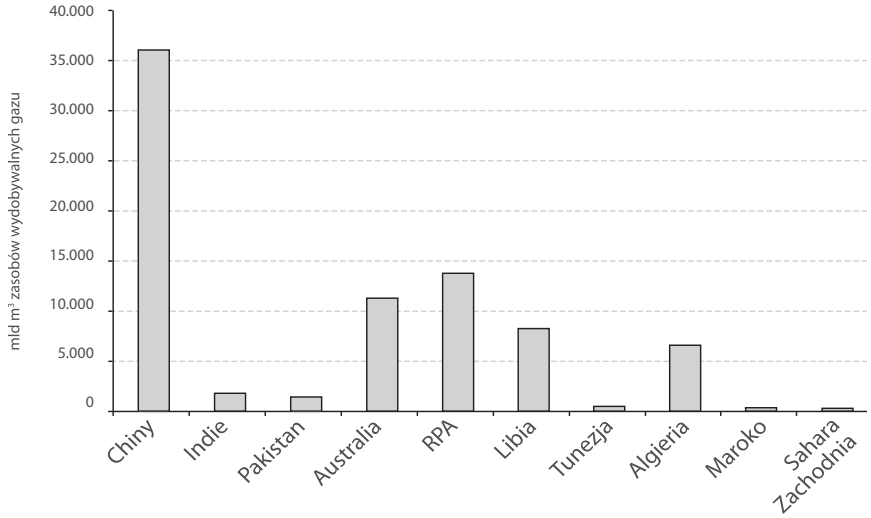
To samo źródło donosi o gigantycznych zasobach gazu łupkowego w Ameryce Południowej, przede wszystkim w Argentynie (około 22 bln m^3) i Brazylii (około 6,4 bln m^3). Także Chile, Paragwaj i Boliwia uchodzą za kraje o znacznych zasobach gazu łupkowego.

Rys. 2.1 Zasoby wydobywalne gazu łupkowego w Ameryce Północnej i Południowej



Źródło: Raport EIA i ARI z 2011 r.

Rys. 2.2 Zasoby wydobywalne gazu łupkowego w Azji, Australii i Afryce



Źródło: Raport EIA i ARI z 2011 r.

Według szacunków EIA i ARI, największe zasoby wydobywalne gazu łupkowego w skali globalnej występują w Chinach i wynoszą około 36 bln m³ (1275 bln stóp³) (rys. 2.2). Biorąc pod uwagę roczne zużycie gazu w Chinach, które w 2009 r. wynosiło około 90 mld m³/rok, zasoby tego surowca wystarczyłyby na mniej więcej 400 lat. W przypadku przewidywanego zwiększonego rocznego zużycia gazu do poziomu 300 mld m³/rok w 2020 r., te same zasoby stanowiłyby odpowiednik zużycia gazu w Chinach przez 120 lat. Tak czy inaczej, zasoby te, jeśli ich szacunki potwierdzą się w przyszłości, zmienią w sposób znaczący strukturę energetyczną całego regionu.

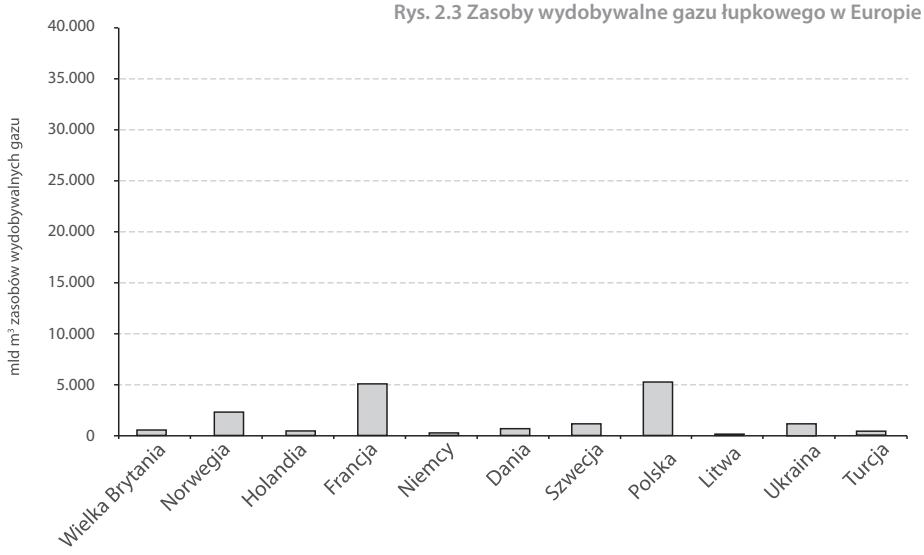
Indie i Pakistan, choć może w mniejszej ilości, ale także mogą posiadać znaczące zasoby gazu łupkowego. Raport EIA i ARI sugeruje również obecność gigantycznych zasobów gazu łupkowego w Australii, szacowanych na około 11 bln m³.

Kolejnym kontynentem posiadającym bogate złoża gazu łupkowego jest Afryka, w szczególności część północna oraz RPA. Według raportu EIA i ARI, wydobywalne zasoby gazu łupkowego w RPA wynoszą około 13,7 bln m³ (rys. 2.2). Szacuje się, iż ogromne zasoby gazu występują także w Libii oraz Algierii i wynoszą odpowiednio 8,2 i 6,5 bln m³.

Z raportu EIA i ARI wynika, iż Europa w porównaniu z innymi kontynentami ma daleko mniejsze zasoby gazu łupkowego. Niemniej jednak, i w tym przypadku łączna ilość zasobów w wysokości 15,5 bln m³ gazu, jeśli odnieść ją do rocznego zużycia gazu w UE, wynoszącego około 520 mld m³/rok, wskazuje na istotne znaczenie basenów łupkowych jako alternatywnego źródła gazu. Zakładając, iż liczba ta jest w miarę precyzyjna, zasoby gazu łupkowego mogłyby

pokryć zużycie gazu w Europie przez ok. 30 lat. Przyjmując bardziej realistyczne założenie, iż zużycie gazu w Europie w ¼ pokrywałby gaz łupkowy, taka ilość zasobów wystarczyłaby na ponad 100 lat.

Rys. 2.3 Zasoby wydobywalne gazu łupkowego w Europie



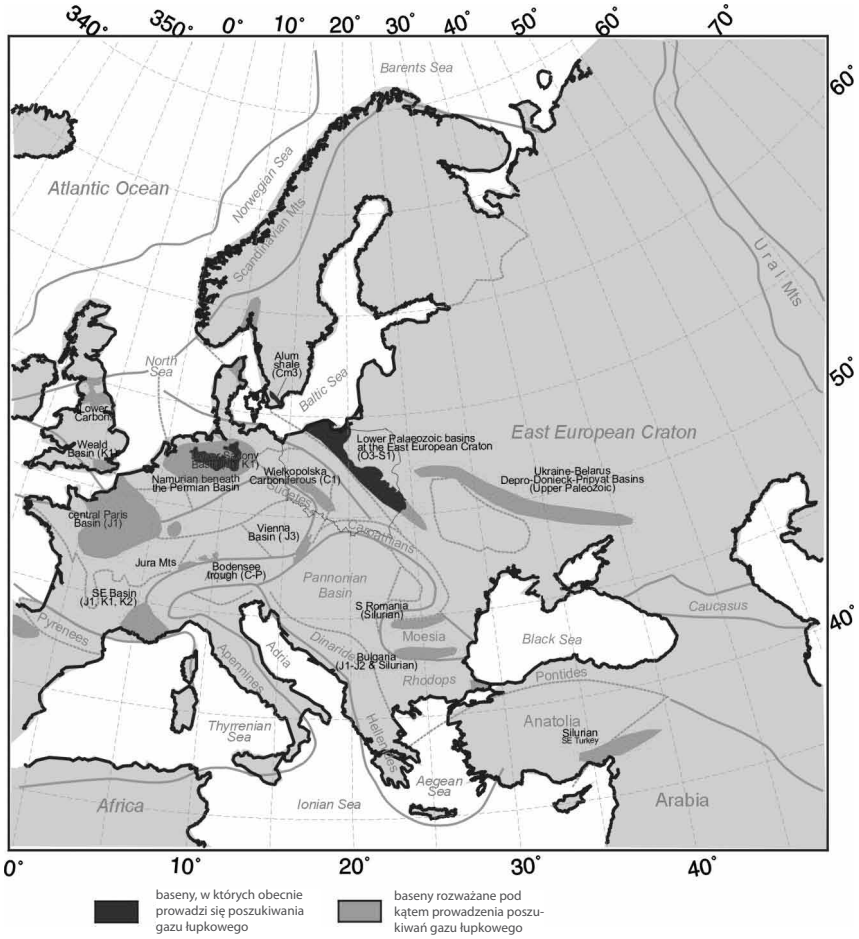
Źródło: Raport EIA i ARI z 2011 r.

Polska i Francja to dwa europejskie kraje o największym potencjale występowania gazu łupkowego, którego zasoby wydobywalne szacuje się odpowiednio na około 5,3 i 5,1 bln m^3 (rys. 2.3). W przypadku Polski zasoby te skupiają się w basenie sylursko-ordowickim, tworzącym pas biegnący z północnego zachodu na południowy wschód Polski (rys. 2.4). We Francji zasoby gazu łupkowego skupiają się głównie w basenie mezozoicznym w południowo-wschodniej części kraju, w rejonie Marsylii (rys. 2.4). Basen paryski również może posiadać ograniczone zasoby gazu łupkowego, choć większe nadzieje wiązać można raczej z ropą naftową z łupków.

Poza 2,3 bln m^3 szacowanego dla Norwegii wydobywalnego gazu (rys. 2.3), pozostałe kraje europejskie nie posiadają równie znaczącego potencjału występowania gazu łupkowego. W skali koszyka energetycznego pojedynczego kraju, zasoby gazu łupkowego mają jednak pewne znaczenie. Poszukiwania gazu łupkowego rozpoczęto już w Niemczech, w basenie dolnosaksońskim (łupki jurajskie), przy czym pewien potencjał dla występowania gazu mogą mieć też łupki dolnokarbońskie w północno-zachodnich Niemczech (rys. 2.4). Według raportu EIA i ARI, łączna ilość szacowanych zasobów w tym rejonie jest niska i wynosi 226 mld m^3 (rys. 2.3). Ta sama formacja łupków ciągnie się aż do Holandii, gdzie zasoby gazu oszacowano wstępnie na co najmniej 481 mld m^3 (wg raportu EIA i ARI). To samo źródło podaje nieco większe zasoby w łupkach dolnokarbońskich (566 mld m^3) na terenie Wielkiej Brytanii. W północnej Danii i południowej Szwecji gaz może być nagromadzony w kambryjskich łupkach ałunowych (rys. 2.4), których zasoby szacuje się od 651 do 1160 mld m^3.

Obecnie jest jeszcze kilka innych basenów w Europie, które uwzględnia się przy prowadzeniu poszukiwań gazu łupkowego. Interesujący obszar stanowi basen wiedeński w północno-wschodniej Austrii i strefach przygranicznych Słowacji i Czech. W tym przypadku duża głębokość zalegania formacji może jednak ograniczyć możliwość wydobycia gazu łupkowego na skalę przemysłową. Do innych obszarów należą baseny sylurskie w południowej Rumunii, północnej Bułgarii i południowo-wschodniej Turcji (rys. 2.4). Spore zainteresowanie przyciągnął też basen dniepro-doniecki na Ukrainie oraz, w mniejszym stopniu, basen prypecki na Białorusi. W obu tych przypadkach tamtejsze łupki pochodzą z wieku górnopaleozicznego. W zachodniej części Ukrainy, łupki sylurskie, których złoża rozciągają się na ten obszar z głównego basenu w Polsce, mogą także zawierać nagromadzenia gazu niekonwencjonalnego. Jednakże zbyt wczesny etap badań rozpoznawczych oraz brak kluczowych danych są powodem, dla którego możliwości oszacowania zasobów w Rumunii, Bułgarii, na Ukrainie i Białorusi są nadal ograniczone.

Rys. 2.4 Lokalizacja głównych basenów w Europie o potencjale dla poszukiwań gazu łupkowego



3. Wpływ poszukiwań i wydobycia gazu niekonwencjonalnego na środowisko naturalne

Guy Lewis, Trevor Smith, Kent F. Perry, Paweł Poprawa

Gaz niekonwencjonalny stanowi dopełnienie taniej i bezpiecznej energii uzyskiwanej z gazu ziemnego, który jest najczystszym dostępnym paliwem kopalnym. Rosnące wykorzystanie gazu ziemnego, będącego bardzo wydajnym źródłem energii, otwiera możliwość obniżenia kosztów transportu dzięki pojazdom zasilanym gazem oraz dostęp do taniego i wydajnego paliwa dla użytkowników końcowych. Co więcej, powszechnie znane są fakty, które potwierdzają, że gaz jest jednym z przyjaźniejszych środowisku źródeł energii. W porównaniu z węglem kamiennym, gaz ziemny wytwarza o 99% mniej rtęci i dwutlenku siarki oraz o 82% mniej podtlenków azotu na każdą jednostkę energii generowanej w drodze spalania pyłu koksowego. Elektrownie gazowo-parowe emitują o 50-60% mniej gazów cieplarnianych niż elektrownie węglowe o podobnym potencjale. Niemniej należy podkreślić, że od niedawna kwestionuje się środowiskową korzyść netto wynikającą z redukcji emitowanych gazów cieplarnianych w obliczu rosnących obaw o ilość metanu uwalnianego podczas robót wydobywczych. Energia produkowana przez elektrownie gazowe jest też uzupełnieniem energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii ze względu na możliwość efektywnego regulowania przesyłu mocy. Jako paliwo samochodowe gaz ziemny emituje co najmniej 30% mniej gazów cieplarnianych niż inne paliwa płynne, a także, zgodnie z kompleksowymi analizami pełnego cyklu technologicznego wytwarzania energii, gwarantuje większą wydajność tak w przypadku domostw jak i przedsiębiorstw. Na przykład, wydajność wytwórcza i dostawcza w przypadku gazu ziemnego kształtuje się na poziomie 91%, podczas gdy dla energii elektrycznej wynosi ona średnio 27%.

Według naukowców z amerykańskiego Gas Technology Institute (Instytut Technologii Gazowych), dzięki zastosowaniu gazu ziemnego w powyższych sektorach i procesach przy jednoczesnym zwiększeniu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, Stany Zjednoczone będą w stanie obniżyć emisję gazów cieplarnianych o 25% w ciągu najbliższych 10 lat oraz o 42% do 2030 r., co pokrywa się z założeniami amerykańskiej ustawy o limitach emisji gazów cieplarnianych przyjętej przez Izbę Reprezentantów. W ten sposób, opierając się na sprawdzonych, wydajnych technologiach, Stany Zjednoczone mogą odnieść korzyść środowiskową na poziomie 3 000 ton emisji CO_2 do 2030 r., a także zaoszczędzić miliardy dolarów na imporcie energii. Ponadto, takie rozwiązanie da Amerykanom czas na

wypracowanie nowych technologii, które pozwolą jeszcze bardziej obniżyć emisję dwutlenku węgla związaną ze stosowaniem gazu ziemnego i umożliwią realizowanie kolejnych celów po 2030 r. O korzyściach wynikających z szerszego wykorzystania gazu ziemnego w Europie mówi również Europejskie Forum Gazowe (*European Gas Advocacy Forum*), które wskazuje ten kierunek jako skuteczny sposób na ograniczenie emisji dwutlenku węgla w Europie, zgodnie z unijnym planem, o 40-45% do 2030 r. i o 80% do 2050 r. względem wartości dla 2010 r. Z badań Forum wynika, że zastosowanie energetycznego portfela paliwowo-technologicznego, którego lwią część stanowiłby gaz ziemny (przy jednoczesnym istotnym wzroście produkcji energii ze źródeł odnawialnych), byłoby najbardziej opłacalnym sposobem oraz najwłaściwszą drogą do ograniczenia emisji gazów zgodnie z wytycznymi do 2030 r. i wypełnienia zobowiązań wynikających z pakietu 3x20 bez konieczności nakładania ograniczeń wobec przyszłych rozwiązań czy zwiększania kosztów przed 2050 r. Według powyższej analizy, realizacja wytyczonych celów dla Europy wymagałaby zwiększenia dostaw gazu o dodatkowe 120-140 mld m^3. Gaz niekonwencjonalny byłby istotnym dopełnieniem zwiększonych dostaw LNG oraz gazu importowanego poprzez nowe połączenia gazociągowe, które najprawdopodobniej okażą się niezbędne.

Ponieważ wszelkie inicjatywy przemysłowe – w tym działania mające na celu rozwój źródeł energii, mają wpływ na środowisko, korzyści wynikające z wykorzystywania gazu w sposób bardziej proekologiczny są oceniane z uwzględnieniem wpływu procesów towarzyszących poszukiwaniu i wydobyciu gazu niekonwencjonalnego na środowisko. Poniższa analiza ma na celu przybliżenie głównych aspektów dotyczących produkcji gazu niekonwencjonalnego wraz z oceną ich konsekwencji dla środowiska oraz podkreśleniem wagi potencjalnych rozwiązań w przypadku Polski.

Najszerzej omawianym aspektem projektów eksploatacji gazu łupkowego jest technologia szczelinowania hydraulicznego i dlatego wpływ tego procesu zostanie omówiony w pierwszej kolejności. Zabiegi szczelinowania hydraulicznego przeprowadza się, aby zwiększyć przepuszczalność warstw skalnych, w których znajdują się złoża niekonwencjonalne, co umożliwia odpływ gazu z łupków do odwiertu w ilościach komercyjnych. Jednymi z pierwszych odnotowanych zabiegów szczelinowania hydraulicznego były eksperymentalne próby wykonane w 1947 r. w obrębie złoża gazu Hugoton w stanie Kansas. Próby te dotyczyły czterech obiektów wydobywczych (tzw. *plays*) gazu w skałach wapiennych położonych na głębokości ok. 700-800 m i zostały zrealizowane w czterech etapach szczelinowania hydraulicznego, przy czym każdy etap wiązał się z wtłoczeniem przewodami prawie 4000 litrów (ok. 1000 galonów) napalmu, czyli zagęszczonej mieszaniny paliwowej. Od tego czasu wykonano już ponad milion zabiegów szczelinowania hydraulicznego przy zastosowaniu bezpieczniejszych substancji. Obecnie realizowane są prace badawczo-rozwojowe mające na celu doskonalenie technologii szczelinowania poprzez zwiększenie kontroli nad rozmiarem i umiejscowieniem pęknięć w drodze szczelinowania wieloetapowego. Sektor gazu niekonwencjonalnego staje się z czasem bardziej efektywny i posiada dalszy potencjał rozwojowy.

W miarę rozwoju technologii zaczęły pojawiać się kontrowersje dotyczące procesu szczelinowania. Niektóre z nich stały się sensacyjnym tematem filmu dokumentalnego pt. *GasLand,* a także serii artykułów opublikowanych w marcu 2011 r., przez *The New York Times* czy dyskusji na blogach i na forach internetowych. Nie można zaprzeczyć, że rozwój źródeł energii nie pozostaje bez wpływu na środowisko, ale w pewnym stopniu powyższe materiały przekłamują istniejące fakty. Obecne wzmożone zainteresowanie procesem, który w ostatnich 60 latach zastosowano w przypadku ponad 2 mln otworów wiertniczych, używając w tym celu miliardów galonów (ponad dziesiątki milionów hektolitrów) płynu, częściowo wynika z tego, że prace górnicze są podejmowane na zaludnionych obszarach, których mieszkańcy nie mają wiedzy na temat sposobów wydobycia gazu ziemnego. Stosowane technologie wymagają wykorzystania dużych ilości wody, do której wprowadza się odpowiednio substancje chemiczne, a przeprowadzane zabiegi przebiegają głównie pod powierzchnią ziemi i w znacznej mierze bezawaryjnie – o tym jednak mówi się rzadko. Co się tyczy dyskusji w Internecie, pozwalają one na nieskrępowane wyrażanie poglądów, ale bez konieczności przedstawiania dowodów potwierdzających ich słuszność. Jedynym rozwiązaniem w tej sytuacji jest prowadzenie rzetelnych badań naukowych i dbałość o przejrzyste zasady regulujące prace poszukiwawcze i wydobywcze, co pozwoli oddzielić fakty od mitów, a także przesunie punkt ciężkości debaty w stronę identyfikowania realnych zagrożeń dla środowiska i ich niwelowania w przyszłości.

Niemniej jednak, proces wydobycia gazu niewątpliwie może wpływać na środowisko, a operatorzy niekiedy zaniedbują potrzeby społeczności zamieszkujących obszary bogate w złoża i nie podejmują kroków mających na celu przybliżenie mieszkańcom istoty wykorzystywanych procesów. W efekcie nierzadko dochodzi do nieuzasadnionego wiązania wszelkich ewentualnych problemów z wszystkimi pracami przeprowadzanymi w ramach procesów wydobywczych, szczególnie procesu szczelinowania hydraulicznego. Dotyczy to między innymi zużycia wody, możliwości skażenia wód gruntowych oraz wycieków substancji chemicznych na powierzchnię, a także ryzyka wywołania ruchów sejsmicznych. Każde z powyższych zagrożeń zostanie przeanalizowane w kolejnej części rozdziału.

Proces szczelinowania hydraulicznego wymaga dużych ilości wody, średnio ok. 110-190 tys. hektolitrów (ok. 3 do 5 mln galonów) w przypadku każdego odwiertu poziomego i szczelinowania wieloetapowego, z czego 89% tej wartości pochłania samo szczelinowanie hydrauliczne. Przewiduje się, że do 2015 r., zabiegi realizowane w ramach amerykańskiego programu wydobywczego na złożach Marcellus będą wymagać wykorzystania ponad miliona hektolitrów (28 mln galonów) wody dziennie. Wedle oczekiwań, prace na złożach gazu łupkowego w Polsce nie osiągną tak wysokiego poziomu natężenia, ale gdyby tak się stało, należy zauważyć, że ilość wody wykorzystywana w procesie szczelinowania jest mniejsza niż w przypadku mokrych płuczek wieżowych, które wykorzystuje się w elektrowniach, czy też innych urządzeń. W 2007 r. w GTI wykonano analizę dotyczącą zużycia wody w rejonie Dallas-Fort Worth w Teksasie. Wykazała ona, że eksploatacja złoża gazu niekonwencjonalnego Barnett Shale wymaga łącznie mniej wody niż wykorzystuje się do

innych celów, choćby do zraszania pól golfowych. Okazało się, że woda wykorzystywana przez urządzenia i instalacje wydobywcze Barnett Shale stanowi mniej niż 1% całkowitego zużycia wody słodkiej w rejonie Dallas-Fort Worth. Nie ulega wątpliwości, że zapotrzebowanie na wodę jest duże, ale praktycznie wszystkie formy pozyskiwania energii wymagają jej wykorzystania. Mimo że wydobycie gazu niekonwencjonalnego wiąże się z większym zużyciem wody niż w przypadku gazu konwencjonalnego, produkcja gazu niekonwencjonalnego i tak jest stosunkowo wydajna w porównaniu z innymi źródłami energii, np. węglem, biomasą czy energią jądrową.

W ostatnich latach operatorzy poczynili wiele ważnych kroków, aby zaradzić skutkom środowiskowym związanym z wykorzystywaniem słodkiej wody w procesie szczelinowania hydraulicznego i eksploatacji gazu. Jednym z najistotniejszych osiągnięć w tym zakresie jest kierowanie części zużytej wody z jednego otworu wiertniczego do ponownego wykorzystania w kolejnym otworze. Zazwyczaj ok. 25% wprowadzonej wody spływa w ciągu kilku tygodni po wykonaniu zabiegu szczelinowania, a jej ponowne użycie pozwala zniwelować negatywne skutki środowiskowe, zredukować pracę przewozową związaną z transportem wody, zmniejszyć emisję dwutlenku węgla i innych gazów, ograniczyć ruch pojazdów transportowych i zużycie dróg, co zwiększa szanse na szerszą akceptację społeczną. Zastosowanie powyższego rozwiązania nie eliminuje jednak konieczności transportowania wody – przewiezienie ok. 40 tys. hektolitrów (ok. milion galonów) odzyskanych z jednego otworu wiertniczego do kolejnego otworu wymaga 200 ciężarówek, a całkowite zapotrzebowanie na wodę w przypadku każdego otworu jest czterokrotnie większe. Alternatywą dla powtórnego użycia wody w procesie szczelinowania jest utylizacja zanieczyszczonej wody przez wprowadzanie jej do głębokich otworów wiertniczych klasy B, ale metoda ta jest możliwa do zastosowania na obszarach, gdzie obecne się właściwe struktury geologiczne, a także wcześniejsze otwory wiertnicze. Ponowne wprowadzenie zanieczyszczonej wody do wód powierzchniowych i gruntowych może być bezpieczne dla środowiska po jej uprzednim oczyszczeniu. Stosowane w tym celu technologie są póki co niezwykle kosztowne, ale prowadzone są prace badawczo-rozwojowe nad rozwiązaniami, dzięki którym będzie można obniżyć te koszty. Na chwilę obecną częściowe uzdatnienie zużytej wody jest niezbędne – tak na potrzeby jej ponownego wykorzystania w procesie szczelinowania, jak i dla ochrony sprzętu, a także samych formacji łupkowych przed zniszczeniem. Powyższe możliwości dają operatorom pewne pole do manewru i pozwalają zmniejszyć zużycie wody przy wydobyciu gazu łupkowego.

Nie zaobserwowano migracji zużytej wody do zasobów wody pitnej. Jak wspomniano wcześniej, zabieg szczelinowania odbywa się poniżej strefy wód podziemnych, będących źródłem wody pitnej, a badania mikrosejsmiczne wykazują, że szczeliny nie sięgają wystarczająco daleko, by mogły przyczynić się do zanieczyszczenia wody. Fakt, że większość wody wykorzystanej w procesie wydobycia gazu nie spływa z powrotem na powierzchnię często rodzi przekonanie, że przesiąka ona poprzez glebę ku powierzchni, zanieczyszczając przy tym podziemne zasoby wody słodkiej. Nie jest to zgodne z prawdą. Woda ta zostaje

zatrzymana głęboko pod ziemią dzięki niskiej przepuszczalności skał, która wymusza tworzenie szczelin w ramach procesu szczelinowania hydraulicznego. Mimo że badania nie wykazały, że powstałe szczeliny mogą sięgać do strefy wód podziemnych, istnieje ryzyko wycieku na powierzchni, a także pęknięć i wycieków z rur, gdy powłoka cementowa rur nie została wykonana właściwie. Dlatego istotne jest, żeby wiedzieć, jakie dodatki chemiczne wprowadza się do cieczy szczelinującej. Skład płynu szczelinującego zmieniał się w miarę rozwoju technologii. Obecnie preferowane są płyny bezpieczne dla środowiska, które standardowo zawierają 90,6% wody i 9% proppantu lub piasku, który wypełnia i podtrzymuje szczeliny. Materiałem wypełniającym w przypadku metanu uzyskiwanego z pokładów węgla jest zazwyczaj piasek, ale stosuje się także materiały o mniejszej wytrzymałości mechanicznej, np. boksyt spiekany, lub związki o średniej wytrzymałości, gdy wymaga tego szczególnie wysokie ciśnienie. Pozostałe 0,4% składu mieszanki stanowią dodatki chemiczne, których zadaniem jest przede wszystkim zmniejszenie tarcia i zabezpieczenie urządzeń przed korozją. Stosowane w procesie szczelinowania substancje chemiczne wykorzystuje się także do innych celów – np. do produkcji detergentów czy dodatków żywnościowych oraz do konserwacji basenów (o czym szerzej w rozdziale 1). Chociaż nie należy lekceważyć ryzyka płynącego ze stosowania tych substancji, trzeba pamiętać, że mają one szereg innych zastosowań w codziennej działalności człowieka.

Inną istotną kwestią dotyczącą płynu spływającego po zabiegu szczelinowania jest zawartość w nim soli. W ciągu kilku dni po zabiegu gwałtownie wzrasta zawartość zawiesiny w otworze wiertniczym, ale dzięki znacznemu spadkowi natężenia przepływu zawartość soli jest ograniczona. Niemniej płynu tego nie można zrzucić do zbiorników wody pitnej bez uprzedniego oczyszczenia i uzdatnienia. W przypadku eksploatacji metanu z pokładów węgla kamiennego należy wręcz zadbać, by złoża pozostały odwodnione przez dłuższy okres czasu. Uzyskana w tym procesie woda jest słonawa, ale zawartość w niej soli jest mniejsza niż w płynie spływającym z otworów wiertniczych po zabiegu szczelinowania. GTI przeprowadził w tym zakresie szereg badań, które wykazały, że woda powracająca po szczelinowaniu hydraulicznnym ma skład i cechy zbliżone do wody poprodukcyjnej wytwarzanej w procesie produkcji gazu konwencjonalnego, tzn. charakteryzuje się niewielką koncentracją zawiesiny i podobną zawartością organiczną. Co więcej poziom substancji chemicznych w zużytej wodzie jest zazwyczaj niski lub niewykrywalny, co dotyczy również poziomu substancji oleistych i tłuszczów, ale stała kontrola i pomiary zawartości wydają się być konieczne. Zawartość metali ciężkich w zużytej wodzie jest niższa niż w ściekach miejskich, które wykorzystuje się między innymi jako nawóz. Płyn, który spływa ku powierzchni po szczelinowaniu, składa się głównie z wody oraz mieszanki rozpuszczonych w niej węglanów, chlorków, siarczanów, azotanów, sodu i innych minerałów, więc gdyby chcieć przywrócić go do ekosystemu, należałoby poddać go odpowiednim procesom oczyszczającym, co jest problematyczne, ale bynajmniej nie jest niemożliwe.

W przeszłości odnotowano przypadki wycieków powierzchniowych spowodowanych pęknięciem cementowej powłoki rur. W Stanach Zjednoczonych wiązało się to z nałożeniem

kar na operatorów oraz z usunięciem przez nich wycieku – przy jednoczesnym zapewnieniu alternatywnych źródeł słodkiej wody, aż do momentu przywrócenia wymaganej jakości wody, potwierdzonej w drodze kontroli. Powyższe przypadki stanowią silny argument na rzecz dobrowolnego ujawniania informacji na temat składu płynu szczelinującego stosowanego w zabiegach szczelinowania hydraulicznego, a także wypracowywania i wdrażania bezpiecznych praktyk operacyjnych. Jak wspomniano wcześniej, pojawiały się w przeszłości doniesienia na temat zanieczyszczenia wody wynikającego z wydobycia gazu łupkowego. Najświeższym przykładem są wyniki badania przeprowadzonego przez Duke University, według których nagromadzenie metanu w wodach powierzchniowych na obszarze wokół pól wydobywczych Marcellus było większe niż na obszarach oddalonych od miejsca, gdzie prowadzone są odwierty. Warto bliżej przyjrzeć się powyższemu badaniu, ale nie należy bynajmniej wyciągać pochopnych wniosków. Przede wszystkim trzeba podkreślić, że nie istnieją żadne dane pomiarowe sprzed rozpoczęcia prac wydobywczych na złożach Marcellus, nie można więc wykluczyć, że już wtedy poziom metanu na badanych obszarach był wyższy. Istnieje również prawdopodobieństwo, że nagromadzenie metanu jest wynikiem nieodpowiedniego zabezpieczenia wcześniejszych, wyeksploatowanych już otworów wiertniczych. Dodatkowa analiza konkluzji przytoczonego badania, a także innych doniesień pojawiających się w mediach i debatach publicznych pozwoli ekspertom skutecznie oddzielić informacje prawdziwe od nieprawdziwych i zająć się faktycznymi zagrożeniami.

Panuje przekonanie, że prace towarzyszące zabiegom szczelinowania hydraulicznego mogą wywoływać trzęsienia ziemi. Obawę tę sformułowano po raz pierwszy w związku z niewielkim wstrząsem w Teksasie, drganiami w Arkansas i niedawnym incydencie w niedalekiej odległości od pól wydobywczych gazu łupkowego w Wielkiej Brytanii. Nie ulega wątpliwości, że szczelinowania hydrauliczne mogą prowokować niewielkie wstrząsy sejsmiczne, ale ruchy te są całkowicie nieodczuwalne na powierzchni. Co więcej dotychczas nie wykazano, że istnieje ścisły związek pomiędzy zabiegami szczelinowania a aktywnością sejsmiczną o natężeniu zbliżonym do siły wstrząsów odnotowanych powyżej. Dominuje przekonanie, że drobne pęknięcia nie mogą wywoływać istotnych ruchów sejsmicznych, ale prowadzone są dalsze badania w tym zakresie. Większe obawy budzi kwestia wprowadzania do otworów wiertniczych płynów pod dużym ciśnieniem, tj. wody z wcześniejszych odwiertów, a także z innych źródeł. Chodzi tu przede wszystkim o otwory wiertnicze znajdujące się w rejonach, gdzie występują naturalne deformacje tektoniczne. Dotyczy to, na przykład, otworu wiertniczego w Teksasie, którego eksploatację powiązano z niewielkim wstrząsem i który został zamknięty przez koncern Chesapeake Energy Corporation po tym, jak wykazano, że znajduje się on w bliskiej odległości od niewykrytych wcześniej naturalnych struktur deformacyjnych. Podobna sytuacja miała miejsce niedawno w Arkansas, gdzie zawieszono budowę nowych otworów wiertniczych, mimo że drgania były na tym obszarze odczuwalne jeszcze zanim rozpoczęte zostały tam prace wydobywcze. Scott Ausbrooks, specjalista ds. zagrożeń pochodzenia naturalnego w Arkansas Geologic Survey, powiedział: „Sądzimy, że zużyta woda, wypływająca po zabiegach szczelinowania,

a następnie wtłaczana ponownie do głębszych otworów wiertniczych, zmniejsza tarcie w rejonie deformacji. To nie wystarczy, aby wywołać trzęsienie, ale przyspiesza proces, który prowadzi do wstrząsów. Innymi słowy, trzęsienie nastąpi tak czy inaczej, ale w wyniku interwencji ma to miejsce wcześniej". Mimo że zabiegi szczelinowania hydraulicznego towarzyszące wydobyciu gazu łupkowego nie są bezpośrednią przyczyną trzęsień ziemi, niewątpliwie jest to temat, nad którym warto się pochylić, aby zrozumieć istotę ryzyka jakie niesie eksploatacja złóż położonych w rejonach, gdzie występują naturalne deformacje tektoniczne.

Wątpliwości i obawy związane z wydobyciem gazu niekonwencjonalnego nie ograniczają się wyłącznie do procesu szczelinowania hydraulicznego i zużycia wody. Problematyczne są także takie kwestie jak obniżenie wartości użytkowych powierzchni terenu, ruch ciężarowy związany z transportem wody, generowanie odpadów, hałasu i emisji w procesie wydobycia. Wszystkie te problemy są uwzględniane i badane przez przedsiębiorstwa i instytucje z branży wydobywczej, czego przykładem jest program realizowany przez centrum badawcze Houston Advanced Research Center – Environmentally Friendly Drilling Program. Program koncentruje się przede wszystkim na takich zagadnieniach jak instalacja urządzeń wiertniczych o ograniczonym wpływie na środowisko, budowa dróg prowadzących do odległych punktów wydobycia, które niszczeją i „znikają" po zakończeniu prac wydobywczych czy badania na rzecz rozwiązań logistycznych przyjaznych środowisku. Ponadto w ramach programu wypracowano kartę dobrych praktyk, z której dobrowolnie mogą skorzystać operatorzy, aby zapewnić przejrzystość i dostęp do informacji dotyczących podejmowanych działań oraz ich wpływu na środowisko. Podobne projekty zostały zapoczątkowane również w Europie, czego przykładem jest choćby bliźniaczy program European Environmentally Friendly Drilling Program, koordynowany przez Uniwersytet w Leoben w Austrii.

Podejmowane są także próby obniżenia wpływu procesu produkcyjnego na powierzchnię terenu. Przykładowo, stosuje się rozwiązania, które pozwalają operatorom wyprowadzić wiele odwiertów z jednego szybu i efektywniej wykorzystywać powierzchnię. Postęp w tym zakresie jest niebywały – od ok. 502 akrów (ok. 200 ha) na odwiert w 1970 r. do ponad 32000 akrów (prawie 13 tys. ha) dzisiaj. Rozwój technologii wykorzystywanych przy wydobyciu gazu niekonwencjonalnego pozwala zwiększać wydajność tego procesu. W przypadku amerykańskiego pola wydobywczego Marcellus całkowita energia wytwarzana przy wykorzystaniu jednego otworu wiertniczego, który zajmuje powierzchnię ok. 0,1 ha, jest równa energii generowanej przez farmę wiatrową o powierzchni 500 akrów (ok. 200 ha). Pomimo tych osiągnięć nadal prowadzone są prace rozwojowo-badawcze mające na celu dalsze usprawnienia oraz objęcie nimi kolejnych aspektów produkcji. Warto również podkreślić, że poszerzany jest zakres eksploatacji złóż poprzez wydłużanie odwiertów poziomych oraz zastosowanie szczelinowania wieloetapowego – długość gazowych odwiertów poziomych sięga obecnie 2 tys. metrów, a na jeden zabieg szczelinowania składa się nawet do 38 etapów. Niektórzy operatorzy zmniejszają odległości pomiędzy odwiertami

poziomymi, chociaż istnieją też inne sposoby na niwelowanie wpływu środowiskowego przy jednoczesnym utrzymaniu wysokiego poziomu wydajności. Przykładowo, wedle szacunków, tylko połowa etapów składających się na zabieg wieloetapowego szczelinowania hydraulicznego osiąga pełny potencjał produkcyjny. Oznacza to, że zwiększenie wydajności procesu szczelinowania poprzez zastosowanie lepszych modeli i rozwiązań technicznych pozwoli wydobywać więcej gazu ziemnego przy tej samej powierzchni, natężeniu transportu i wykorzystaniu wody.

Obok podnoszonych problemów związanych z groźbą wystąpienia zanieczyszczeń płynem powstałym w procesie szczelinowania, niedawne publikacje w *The New York Times* formułują obawy odnośnie potencjalnego zanieczyszczenia odpadami stałymi powstałymi podczas prac wydobywczych. Obawy te dotyczą możliwości rozprzestrzeniania się szkodliwych substancji – w tym naturalnie występujących pierwiastków radioaktywnych z wysypisk, gdzie odpady poprodukcyjne są składowane. Wśród potencjalnych źródeł zanieczyszczeń autor artykułu wymienia substancje wchodzące w skład płuczki wiertniczej oraz związki mineralne pochodzenia skalnego, które mogą przenikać do cieczy szczelinującej, a następnie wydostać się wraz z nią na powierzchnię. Chociaż dotychczasowe badania wykazały, że powyższe substancje mogą być kierowane i składowane na wysypiskach komunalnych, media nadal nagłaśniają ten „problem". Za przykład może posłużyć doniesienie na temat poziomu promieniowania odpadów stałych wygenerowanych na obszarze pola Marcellus. Niemniej analizy dowodzą, że poziom radioaktywności materiału odpadowego jest nikły i nie wykracza poza limity obowiązujące na wysypiskach komunalnych. Jeżeli chodzi o odpady stałe, problemem jest ilość materiału odpadowego, który trzeba poddać utylizacji. Eksploatacja typowego poziomego otworu wiertniczego o stosunkowo dużej długości może się wiązać z wytworzeniem 1700 ton materiału odpadowego po odwodnieniu. Jeżeli wydobycie gazu łupkowego w Polsce będzie przebiegać w tempie zgodnym z oczekiwaniami, można się spodziewać, że po pięciu latach od momentu rozpoczęcia wydobycia eksploatacja gazu łupkowego generować będzie ponad 200.000 ton materiału odpadowego rocznie. Prognoza ta jest tak znacząca, że niewątpliwie należy zastanowić się nad skutecznymi i opłacalnymi sposobami wykorzystania tych substancji.

Ostatnim zagadnieniem, które zostanie poruszone w tym rozdziale, są emisje gazów wynikające z procesów towarzyszących wydobyciu i produkcji gazu. Chodzi tu przede wszystkim o związki podtlenku azotu odpowiedzialnego za tworzenie się smogu oraz o metan, który jest jednym z głównych gazów cieplarnianych. W pierwszych latach po rozpoczęciu wydobycia gazu łupkowego poziom emisji gazów był wyższy niż obecnie. Przykładem na skuteczne obniżenie emitowanych do atmosfery podtlenków azotu jest przypadek pól wydobywczych Pinedale w Wyoming, których operator uzyskał w 2009 r. uznanie amerykańskiego Urzędu Zagospodarowania Terenu (*Bureau of Land Management*) za wysiłki podjęte na rzecz poprawy jakości powietrza. Zastosowane nowe technologie pozwoliły zredukować emisję podtlenku azotu o ponad 80% w stosunku do ich poziomu w 2005 r. W przypadku metanu, wspólne wysiłki wszystkich partnerów programu STAR (*Science*

To Achieve Results), zainicjowanego przez amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (*Environmental Protection Agency*), przyniosły rezultat w postaci redukcji emisji tego gazu o ponad 220 mln m^3 w latach 2000-2008. Wynik ten został osiągnięty dzięki zastosowaniu ulepszonego sprzętu oraz praktyk mających na celu ograniczenie emisji metanu, tak podczas produkcji, jak i magazynowania gazu ziemnego. To bardzo istotne przedsięwzięcie jako że szkodliwość metanu dla środowiska jest 21 razy większa niż dwutlenku węgla. Opublikowany niedawno raport autorstwa profesora Howartha z Uniwersytetu Cornella podkreśla wagę emisji metanu podczas produkcji gazu niekonwencjonalnego i sugeruje, że jest ona tak istotna, że może całkowicie zniwelować omówione wcześniej korzyści płynące ze stosowania gazu ziemnego jako alternatywy dla węgla jako źródła energii. Profesor Howarth przytacza też nowe dane Agencji Ochrony Środowiska dotyczące emisji metanu. Warto zauważyć, że wiele recenzji raportu zwraca uwagę na te same kwestie, na przykład na założenie autora, że metan jest nie o 21, ale aż o 105 razy bardziej szkodliwym gazem niż dwutlenek węgla, na fakt, że przytoczone w raporcie dane Agencji Ochrony Środowiska nie uwzględniają sukcesów programu STAR oraz że nierozliczone straty zapasów zostały bezpodstawnie zaklasyfikowane jako emisje. Po uwzględnieniu powyższych nieścisłości można zgodzić się z konkluzją, że szkodliwość procesu produkowania energii z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych jest o ponad połowę mniejszy w przypadku gazu ziemnego niż w przypadku węgla.

Wpływ poszukiwań i produkcji gazu łupkowego na środowisko naturalne widziany z perspektywy Polski

Niektóre aspekty oddziaływania, jakie wywierają na środowisko naturalne poszukiwania i produkcja gazu łupkowego są właściwe dla danej struktury geologicznej (basenu) oraz danego regionu/kraju. Związane jest to z określonymi uwarunkowaniami geologicznymi, typem krajobrazu, dominującym sposobem wykorzystania gruntów, czy też regulacjami prawnymi. Patrząc z tej perspektywy, Polska stanowi szczególnie ciekawy przypadek kraju, który jako pierwszy poza Ameryką Północną (USA i Kanada) i obecnie jedyny w Europie ma szansę na rozwój produkcji gazu łupkowego na dużą skalę. Specyficzną cechą geologiczną formacji skalnych będących celem poszukiwań gazu łupkowego w Polsce jest ich stosunkowo stary wiek datowany na ordownik i sylur (od ok. 420 do ok. 460 mln lat temu), podczas gdy większość basenów na terenie USA i Kanady wytwarzających gaz łupkowy ma pochodzenie dewońsko-karbońskie czy mezozoiczne (od ok. 390 do ok. 65 mln lat temu). Fakt ten, wskutek ewolucji jakiej podlegała biosfera na ziemi, powodującej gromadzenie się materii organicznej, z której powstaje gaz, może mieć pewne znaczenie przy poszukiwaniach gazu łupkowego. Do jedynych równie znanych i starych łupków gazonośnych należy formacja Utica na północnym wschodzie USA i południowym wschodzie Kanady.

Z punktu widzenia naszego kraju, jednym z czynników uzasadniających podjęcie poszukiwań gazu łupkowego jest kwestia ochrony środowiska naturalnego. Obecnie polski sektor

energetyczny uzależniony jest w ogromnym stopniu od węgla kamiennego i brunatnego, przez co charakteryzuje się wysokim stopniem emisji gazów cieplarnianych. Udział węgla kamiennego i brunatnego w koszyku energetycznym Polski wynosi około 60%. Surowce te odpowiadają też w przybliżeniu za 90% produkcji energii elektrycznej. Częściowo z tych powodów Polska, zaraz po Szwecji, jest drugim najmniejszym konsumentem gazu w UE w przeliczeniu na jednego mieszkańca. Znaczenie gazu ziemnego jako najczystszego paliwa kopalnego będzie rosło w Polsce w najbliższych latach. By do tego doszło, potrzeba będzie wydajnego, pewnego i opłacalnego ekonomicznie źródła gazu. Gaz łupkowy może się więc stać dla Polski źródłem energii, które pozwoli na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Aby to osiągnąć, należy w odpowiedni sposób uporać się z problemem uwalniania i emisji metanu do atmosfery, do którego nawiązał profesor Howarth z Cornell University. Wymaga to stworzenia przepisów dotyczących obowiązkowego spalania na świeczce metanu, wychodzącego na powierzchnię razem z wodami powracającymi z odwiertu oraz spełnienia przez infrastrukturę transportową odpowiednich standardów technicznych. Do jednych z głównych źródeł emisji metanu należą wycieki pochodzące z gazociągów czy tłoczni. Stąd też przy lokalnej produkcji gazu w Polsce przesył surowca do konsumenta, odbywający się na krótszym dystansie i przy wykorzystaniu nowopowstałej infrastruktury miałby zdecydowaną przewagę nad gazem pochodzącym z północno-wschodniej europejskiej części Rosji czy zachodniej Syberii. Gaz ten transportuje się bowiem długim, częściowo przestarzałym gazociągiem, który jest źródłem stałej emisji metanu.

Jak wcześniej już wspomniano, kwestią podejmowaną powszechnie przy okazji publicznej debaty na temat gazu łupkowego jest pobór wody do szczelinowania hydraulicznego. Trzeba pamiętać, iż charakterystyka dostępności wody jest zawsze specyficzna dla każdego basenu sedymentacyjnego, czy nawet dla jego poszczególnych stref. Polska nie doświadcza niedostatków wody i z pewnością wykorzystanie jej w procesie szczelinowania nie wpłynie w żaden znaczący sposób na poziom podziemnych warstw wodonośnych. Dostępne zasoby podziemnych formacji wodonośnych w Polsce wynoszą 13,626 mln m^3/rok, a ich średnie zużycie wynosi w przybliżeniu 11,5% (dane Państwowej Służby Hydrogeologicznej). Warto zaznaczyć, iż basen gazu łupkowego został zlokalizowany w pasie biegnącym począwszy od środkowo-południowego Pomorza, przez wschodnie Mazowsze, po wschodnią część Lubelszczyzny, a więc rejony o znacznie niższym od średniego zużyciu wody. W przypadku zasobów odnawialnych wody pochodzących z podziemnych warstw wodonośnych, ilość czerpanej wody ma mniejsze znaczenie od tempa jej poboru. W każdym z indywidualnych przypadków wymagane są regulacje określające maksymalny stopień poboru wody z warstw wodonośnych. System taki już od jakiegoś czasu z powodzeniem funkcjonuje z Polsce.

Łączna ilość wody potrzebnej do zaspokojenia zapotrzebowania sektora wydobywczego gazu łupkowego jest duża, choć nie tak ogromna, jeśli porównamy ją z innymi rodzajami

konsumpcji wody. Według obecnych szacunków Polskiego Instytutu Geologicznego, sama Warszawa zużywa rocznie od 4 do 10 razy więcej wody niż przewidywany łączny pobór wody do szczelinowania w skali całej Polski. Co więcej, warstwy wodonośne nie są jedynym źródłem wody do celów szczelinowania. Są nimi wody powierzchniowe, w szczególności rzeki, oraz podziemne solanki. We wspomnianych rejonach Polski solanki takie występują na głębokości kilkuset metrów. Ponowne wykorzystanie płuczki wiertniczej z wcześniejszego szczelinowania również pomoże ograniczyć zużycie wody.

Kwestia dotycząca możliwego zanieczyszczenia wód w wyniku dokonywania odwiertów i szczelinowania także musi być omawiana w odniesieniu do swoistej lokalnej charakterystyki danego basenu, gdyż możliwość wpływu tego typu działalności na podziemne warstwy wodonośne związana jest w pewnym stopniu z ich strukturą geologiczną i położeniem. Argument, iż dokonywanie odwiertów przez warstwy wodonośne może wpłynąć negatywnie na ich jakość nie ma zazwyczaj pokrycia w rzeczywistości, jako że odpowiednie orurowanie i zacementowanie otworu wiertniczego w dostateczny sposób zabezpieczają przed kontaktem płuczki wiertniczej czy cieczy szczelinującej z warstwami wodonośnymi. Sam proces technologiczny dokonywania odwiertów jest identyczny, bez względu na to, czy dotyczy on gazu łupkowego, konwencjonalnych węglowodorów, głębinowych zasobów hydrotermalnych czy odwiertów dokonywanych w celach badawczych. Jedynie na etapie końcowym stosuje się specyficzne metody technologiczne dostosowane do struktury złóż węglowodorów niekonwencjonalnych.

W Polsce do tej pory wywiercono łącznie ponad 7100 głębokich odwiertów (>1000 m) i choć każdy z nich przewiercany był przez formacje wodonośne, nie zgłoszono do tej pory ani jednego przypadku zanieczyszczenia wód.

Osobną kwestię stanowi problem potencjalnego wpływu szczelinowania hydraulicznego na podziemne warstwy wodonośne, w szczególności zasięgu spękań, jakie tworzą się w szczelinowanych odwiertach. Obawa ta w głównej mierze opiera się na błędnym przekonaniu wynikającym z braku dostatecznej wiedzy geologicznej, choć w przypadku Polski istnieją jeszcze inne, dodatkowe powody, dla których należy wykluczyć taką ewentualność. Trzeba zaznaczyć, iż formacje skalne poddawane zabiegowi szczelinowania hydraulicznego zalegają na głębokości 3500-4500 m pod powierzchnią ziemi, a zasięg spękań powstających w wyniku szczelinowania kształtuje się w granicach 200 m obocznie i 100 m w pionie. Ponad nimi występuje bariera izolacyjna o grubości 2000-3000 m w postaci iłów i margli pochodzących z górnego syluru oraz występujących lokalnie ewaporatów cechsztyńskich oraz triasowych iłów i łupków. Formacje podziemnych warstw wodonośnych występują natomiast na głębokości maksymalnie od kilku do 100-300 m pod powierzchnią ziemi. Dlatego też jedyna możliwość kontaktu pomiędzy cieczą szczelinującą a warstwami wodonośnymi istnieje w momencie rozlania płuczki bezpośrednio na powierzchni placu wiertniczego. Można temu jednak zapobiegać poprzez wdrożenie odpowiednich regulacji, monitoring oraz zastosowanie najlepszych praktyk w tym zakresie.

Debata na temat ewentualnego stężenia naturalnie występujących materiałów radioaktywnych w odpadach powstających w procesie szczelinowania nie ma również większego związku z łupkami stanowiącymi cel poszukiwań na terenie Polski. Łupki górnego ordowiku i dolnego syluru nie zawierają podwyższonego stężenia naturalnych radioaktywnych pierwiastków. Podobnie jest z kwestią ewentualnych trzęsień ziemi wywoływanych przez szczelinowanie hydrauliczne, gdyż Polska jest krajem o znikomej aktywności sejsmicznej.

Z uwagi na to, że produkcja gazu łupkowego wymaga wywiercenia gęstszej sieci otworów na większej powierzchni, niż ma to miejsce w przypadku produkcji gazu ze złóż konwencjonalnych, na szczeblu lokalnym może dochodzić do konfliktów pomiędzy ochroną przyrody na powierzchni a dostępem do obszarów potrzebnych do poszukiwań gazu łupkowego. Jednakże w przypadku Polski, areał, na którym potencjalnie może zaistnieć produkcja gazu mieści się zazwyczaj poza obszarami objętymi programem ochronnym Natura 2000.

Zakrojone na szerszą skalę, niż w przypadku produkcji gazu z konwencjonalnych złóż, wykonywanie otworów wiertniczych w celu wydobycia gazu łupkowego, wzbudza również obawy oddziaływania działalności wiertniczej na powierzchnię terenu. Współczesny postęp technologiczny, w szczególności dłuższe odcinki poziome wierceń oraz możliwość licznych indywidualnych odwiertów z jednego stanowiska, pozwalają na znaczące zredukowanie negatywnego wpływu, jakie wywiera wydobycie gazu łupkowego na powierzchnię. Zastosowanie takiej technologii w Polsce umożliwiłoby zmniejszenie ilości placów wiertniczych przypadających na jeden blok koncesyjny (zwykle 1000-1200 km^2) do 50-100, gdzie każdy zajmowałby obszar 1-4 ha. Łączny areał placów wiertniczych przypadających na poszczególny blok mógłby więc zmieścić się w przedziale 50-400 ha. Przyjmując, że w skali Polski, nie więcej niż 30-50 z 80 przyznanych bloków będzie w stanie produkować gaz, obszar zajmowany przez odwierty w całym kraju wyniósłby pomiędzy 1,5 a 20 tys. ha. Tereny te tylko tymczasowo, przeważnie na okres od kilku do kilkunastu miesięcy wykorzystywano by w celach wiertniczych, a następnie poddano rekultywacji i ponownie oddano do użytku, przeważnie na potrzeby rolnictwa. Stała infrastruktura produkcyjna zajmuje znikomy teren i nie ma prawie żadnego wpływu na powierzchnię.

Czynnikiem, jaki ma istotne znaczenie dla produkcji gazu łupkowego w północnej i wschodniej Polsce, gdzie zalega basen gazu łupkowego (pas ciągnący się od środkowo-południowego Pomorza, przez wschodnie Mazowsze, po wschodni region Lubelszczyzny), jest stosunkowo mała gęstość zaludnienia w tym rejonie oraz rolniczy charakter tamtejszych terenów. W strefie, w której najprawdopodobniej skupi się produkcja gazu, gęstość zaludnienia wynosi przeważnie 20-60 osób/km^2. Jedyne wyjątki stanowią tereny sąsiadujące z aglomeracjami takich miast jak Warszawa i Gdańsk.

Próby niwelowania wpływu procesów poszukiwania i wydobycia gazu niekonwencjonalnego na środowisko muszą uwzględniać kwestię braku zaufania obywateli, którzy oczekują pełnej informacji pochodzącej z wiarygodnych źródeł – niekoniecznie powiązanych

z przemysłem wydobywczym. W efekcie może się okazać, że prezentacja naukowych faktów nie wystarczy, a działania podejmowane przez operatorów czy organy regulacyjne odegrają istotniejszą rolę niż naukowa debata. Kluczem do sukcesu jest przejrzystość i otwartość na odmienne poglądy. Dlatego grupy pro-środowiskowe i inne społeczności stanowczo powinny uczestniczyć w debacie na temat eksploatacji gazu niekonwencjonalnego, a wspólna analiza i ocena faktów może zagwarantować wiarygodność, jakiej oczekuje opinia publiczna. Nie ulega wątpliwości, że podmioty sektora gazu niekonwencjonalnego powinny wytrwale i aktywnie dążyć do wdrażania i stosowania dobrych praktyk dostosowanych do polskich standardów, a także wykorzystywać potencjał rozwojowo-badawczy na rzecz dalszego niwelowania wpływu przedsięwzięć eksploatacyjnych na środowisko. Polska ma szansę stać się europejskim liderem w zakresie stosowania bezpiecznych praktyk operacyjnych w przemyśle oraz promowania otwartej i wielostronnej debaty na temat eksploatacji gazu niekonwencjonalnego.

AMERYKAŃSKI SUKCES

4. Doświadczenia rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych

Guy Lewis, Trevor Smith, Kent F. Perry

Obszary, na których występują złoża gazu niekonwencjonalnego w Ameryce Północnej są liczne i pokrywają znaczne tereny wschodnich, południowo-zachodnich, północnych, południowych i zachodnich stanów USA. Równie rozległe obszary ze złożami gazu niekonwencjonalnego występują w Kanadzie. Według niektórych danych szacunkowych, sam gaz łupkowy mógłby odpowiadać aż za połowę produkcji gazu ziemnego w Ameryce Północnej do 2020 r., a więc ponad 396 mld m^3 gazu ziemnego rocznie, przynoszącego dochód przekraczający 70 mld USD przy obecnych cenach rynkowych gazu.

Gaz łupkowy okrzyknięto „rewolucją". Rewolucja ta ma jednak ponad 20-letnią historię. Jeszcze 5 lat temu niewiele osób słyszało o gazie niekonwencjonalnym. Nawet w Stanach Zjednoczonych, gdzie istniała wiedza na temat zasobów gazu niekonwencjonalnego w postaci gazu łupkowego, gazu zamkniętego, czy gazu z pokładów węgla, nie pojmowano w pełni potencjału tkwiącego w tych zasobach oraz ich roli w przeobrażeniu rynków energetycznych na całym świecie. Geologowie oraz firmy zajmujące się poszukiwaniami i wydobyciem surowców wiedzieli o gazie zawartym w tych złożach od dziesiątków lat. W przeszłości rejestrowano przypadki pojawiania się gazu podczas dokonywania odwiertów przez formacje skalne, by uzyskać dostęp do zasobów gazu konwencjonalnego. Zdawano sobie sprawę z obecności gazu w skałach – brakowało jednak wiedzy i odpowiedniej technologii umożliwiającej jego ekonomiczne i stałe wydobycie. Dopiero znaczne inwestycje we wspólne badania i rozwój technologii wydobycia gazu niekonwencjonalnego przyczyniły się do tego, co niektórzy określili „dwudziestoleni sukces jednej nocy " (*a 20 year overnight success*).

Niniejszy rozdział opisuje historię badań i rozwoju sektora gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, koncentrując się na wykorzystaniu modelu partnerskiej współpracy i zaawansowanych technologii opracowanych przez kluczowych graczy, które umożliwiły gwałtowną eksploatację tych istotnych zasobów. Opisuje też lekcje, jakie można wyciągnąć z doświadczenia rynków Ameryki Północnej. Podejście do eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w Polsce trzeba będzie zaadoptować i dopasować do sytuacji, jaka panuje w Polsce, biorąc pod uwagę polskie doświadczenia w tym zakresie. Niemniej jednak, doświadczenia

Ameryki Północnej w tym względzie mogą się okazać wartościowe i przydatne. Na koniec w niniejszym rozdziale zostanie poruszona kwestia obecnego stanu wykorzystania zasobów w Stanach Zjednoczonych oraz kroków, jakie należy podjąć, by w pełni wykorzystać potencjał gazu niekonwencjonalnego.

W Stanach Zjednoczonych na początku lat 80-tych XX w. zapoczątkowano wspólne prace nad pozyskaniem gazu niekonwencjonalnego, wspierane przez projekty badawcze prowadzone przez Gas Technology Institute (GTI, Instytut Technologii Gazowych), niezależną organizację non-profit skupiającą się na badaniach i rozwoju technologii energetycznych, wcześniej znaną jako Gas Research Institute (GRI, Instytut Badań nad Gazem). Uruchomienie tych projektów było możliwe dzięki funduszom przekazanym przez rząd amerykański, przy jednoczesnym wsparciu i nadzorze sprawowanym przez Departament Energii USA. Wspólne projekty badawcze pomogły ująć w ramy i nadać tempo staraniom nowatorskich przedsiębiorców, umożliwiając naukowe zrozumienie, prowadzenie eksperymentów oraz rozwój nowych technologii pozwalających na realizację potencjału amerykańskiego „nowego" gazu ziemnego. Powstał zupełnie nowy przemysł ukierunkowany na innowacje w sektorze energetycznym, wykorzystujący zaawansowane technologie wdrażane przez wielu inwestorów energetycznych, dostawców usług sektora gazu ziemnego oraz dostawców rozwiązań inżynierskich.

Wszystko zaczęło się w 1982 r., kiedy to GTI (jeszcze jako GRI) przewodniczył pierwszej na świecie próbie eksploatacji zasobów gazu niekonwencjonalnego w ramach programu badającego gaz z pokładów węgla. GTI zarządzał zespołem ekspertów złożonym z przedstawicieli przemysłu oraz środowiska akademickiego i wraz z nimi opracował technologię, która umożliwiła rozwój przemysłu związanego w wydobyciem gazu z pokładów węgla. Dzięki tym osiągnięciom, gałąź ta, zbudowana w zasadzie od zera, odpowiada obecnie za 12% całkowitych dostaw gazu w Stanach Zjednoczonych. Model współpracy opracowany przez GTI został wykorzystany także przy zarządzaniu równoległymi projektami dotyczącymi eksploatacji gazu łupkowego i gazu zamkniętego z piaskowców. Te trzy programy razem wzięte przyczyniły się do udoskonalenia technologii szczelinowania hydraulicznego oraz do zasadniczego zrozumienia procesów adsorpcji i desorpcji gazu w formacjach skalnych.

Zasady gry zostały zmienione w momencie, gdy uzmysłowiono sobie, że można w sposób ekonomicznie opłacalny zwiększyć przepuszczalność formacji gazonośnych o niskiej przepuszczalności. Do kluczowych osiągnięć technologicznych niezbędnych do uwolnienia zasobów gazu niekonwencjonalnego należą szczelinowanie hydrauliczne, proces liczący sobie 60 lat, polegający na wtłoczeniu w podziemne pokłady skał cieczy pod wysokim ciśnieniem, będącej mieszanką wody, dodatków chemicznych oraz piasku, a także niedawne postępy w dziedzinie wiercenia otworów poziomych i obrazowania sejsmicznego.

Pierwszym człowiekiem, któremu powiodła się sztuka ekonomicznie opłacalnego wydobycia gazu łupkowego był George Mitchell, były dyrektor Mitchell Energy and Development Corp.

Na początku lat 80-tych XX w. Mitchell i jego zespół inżynierów specjalizujących się w przygotowywaniu odwiertów do wydobycia podjęli ryzyko i zaczęli z powodzeniem eksperymentować ze szczelinowaniem hydraulicznym łupków o niskiej przepuszczalności. W tym samym czasie naukowcy zatrudnieni przez Mitchell'a przeprowadzili przy użyciu najnowocześniejszych technik opracowanych w ramach wspólnych projektów badawczych nowe kluczowe badania skał łupkowych, które dowiodły, iż ilość zasobów geologicznych gazu (GIP) była w rzeczywistości czterokrotnie większa, niż wcześniej zakładano. Inne technologiczne osiągnięcia dokonane przez GTI, jak np. badania mikrosejsmiczne dla zmierzenia wykonanych szczelin czy oprogramowanie do modelowania wydobycia, zostały z powodzeniem wykorzystane przez firmę Mitchell, co radykalnie poprawiło wyniki produkcyjne. Dzisiaj technologie te stanowią kluczowe komponenty działań wszystkich firm dostarczających usługi szczelinowania.

W 2000 r. firma Devon Energy Corporation przejęła firmę Mitchell Energy i połączyła technikę szczelinowania hydraulicznego z wierceniem poziomym dla zwiększenia wydajności odwiertów gazu łupkowego. Technika wykonywania odwiertów poziomych umożliwia zmianę trajektorii odwiertu pionowego na poziomą i tym samym penetrację warstw skał gazonośnych ciągnących się na dużej odległości, zwiększając tym samym obszar styku otworu z górotworem. Sukcesem firmy Devon było wykorzystanie technologii pozwalającej na uwolnienie większej ilości gazu przy jednoczesnym obniżeniu kosztów wydobycia przypadającego na jednostkę w stopniu większym, niż wcześniej wydawało się to możliwe.

Inne koncerny, m.in. Chesapeake Energy, Range Resources czy EOG Resources, zachęcone sukcesem firmy Devon, także osiągnęły ogromne sukcesy dzięki swoim własnym udoskonaleniom. W ciągu ostatnich lat ich sukces przyciągnął uwagę potentatów ropy i gazu, którzy początkowo pominęli opcję pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego na rzecz wydobycia dużych zasobów gazu konwencjonalnego. Obecnie tacy giganci jak ExxonMobil, Shell i Chevron przejęli wiądącą rolę w sektorze gazu niekonwencjonalnego poprzez partnerstwa strategiczne i przejęcia niezależnych producentów.

W 2007 r. organizacja RPSEA (*the Research Partnership to Secure Energy for America*), zajmująca się nawiązywaniem współpracy badawczej dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego USA, wygrała kontrakt na zarządzanie programem badawczo-rozwojowym dotyczącym ultra głębinowych i niekonwencjonalnych zasobów gazu ziemnego i innych surowców naftowych (Ultra-deepwater and Unconventional Natural Gas and Other Petroleum Resources Research and Development Program), ustanowionym w ramach ustawy o polityce energetycznej Stanów Zjednoczonych z 2005 r. RPSEA to korporacja o charakterze non-profit, złożona z konsorcjum ponad 150 czołowych podmiotów, stawiających sobie za cel zwiększenie dostaw energii dla rynku amerykańskiego. RPSEA koncentruje się na ciągłym rozwoju i dostosowywaniu technologii w ramach technologicznej mapy drogowej stworzonej przez GTI dla amerykańskiego Departamentu Energii, aby wesprzeć program badawczo-rozwojowy gazu niekonwencjonalnego RPSEA – obecnie największy wspólny projekt związany z technologią gazu niekonwencjonalnego na świecie.

Kluczowym czynnikiem umożliwiającym pozyskiwanie gazu niekonwencjonalnego w Stanach Zjednoczonych zawsze była i jest współpraca odpowiednich partnerów i wypracowanie rozwiązań technologicznych, pozwalających na skuteczne wykorzystanie zasobów niekonwencjonalnych. Jak pokazało doświadczenie, eksploatacja nowych zasobów gazowych wymaga ścisłej współpracy szerokiego i zróżnicowanego grona fachowców, skupiającego m.in. personel firm i operatorów oferujących usługi w zakresie poszukiwań i wydobycia gazu, pracowników akademickich, firmy konsultingowe, prywatne organizacje badawcze, stowarzyszenia ropy naftowej i gazu, państwowe laboratoria i państwowe służby geologiczne. Część z nich dostarcza nowych pomysłów, podczas gdy inni dokonują podstawowych badań. Jeszcze inni zapewniają miejsca pod wykonywanie wierceń testowych oraz sprzęt do testowania nowych koncepcji w praktyce. Większość z nich zajmuje się też rozpowszechnianiem i przekazywaniem zdobytej wiedzy innym podmiotom branży gazowej.

Współczesne badania gazu niekonwencjonalnego i rozwój technologii w Stanach Zjednoczonych koncentruje się przede wszystkim na zidentyfikowaniu, opracowaniu i wdrożeniu technologii, które podniosą ekonomiczną efektywność wydobycia, jednocześnie zmniejszając ujemny wpływ działalności wydobywczej na środowisko naturalne. Żaden ze obiektów poszukiwawczych (tzw. *plays*) gazu niekonwencjonalnego nie posiada identycznej struktury geologicznej, tak więc technologia, która z powodzeniem sprawdza się przy eksploatacji jednego obiektu poszukiwawczego może wymagać zabiegów adaptacyjnych lub całkowitej modyfikacji, aby w sposób skuteczny i ekonomicznie opłacalny pozyskiwać gaz z innego obiektu. Rozwój takich technologii i ich dostosowania do warunków wydobycia ma miejsce w trakcie realizacji wspólnych projektów, gdzie uczestnicy współpracują ze sobą, aby lepiej zrozumieć unikalną charakterystykę poszczególnych obiektów poszukiwawczych, ich potencjał produkcyjny gazu oraz wyzwania natury techniczno-ekonomicznej, stojące na drodze do ich wykorzystania. Inni, rozpoczynający eksploatację nowych złóż z pewnością przeniosą na swój grunt opracowane techniki i w pełni wykorzystają naukę płynącą z wcześniejszych doświadczeń.

Czy to w Stanach Zjednoczonych, czy gdzie indziej na świecie, eksploatacja złóż gazu niekonwencjonalnego, jakimi obdarzyła nas natura, wymaga dokonania pełnego rozpoznania geologicznego zasobów, zastosowania odpowiednich technik wiercenia i przygotowania odwiertu do wydobycia, zapewnienia niezbędnej infrastruktury oraz zagospodarowania złoża w okresie jego eksploatacji. Równie istotną rolę odgrywa odpowiednie zarządzanie środowiskowe w celu zdobycia i utrzymania koncesji na wydobycie zasobów gazu.

Z uwagi na to, iż struktury geologiczne obiektów poszukiwawczych w sposób zasadniczy różnią się między sobą, konieczne jest, by inwestorzy jasno rozumieli cechy budowy formacji skalnych oraz ich potencjał gazowy. W tym celu należy więc dokonać dokładnego mapowania geologicznego zasobów, łącznie z określeniem ich całkowitej wielkości, ilości, rozproszenia i właściwości gazu. Należy też zbadać i dokonać weryfikacji mechanizmów produkcyjnych dostosowywanych do specyficznych cech danej formacji, co doprowadziłoby do opracowania odpowiedniej, technologicznej mapy drogowej eksploatacji zasobów.

Praktyki stosowane przy wykonywaniu konwencjonalnych odwiertów są z łatwością przystosowywane do nowych, niekonwencjonalnych obiektów poszukiwawczych. Inaczej rzecz ma się z procesem wykańczania odwiertów i zabiegami stymulacyjnymi, które muszą być modyfikowane w zależności od potrzeb i specyfiki formacji skalnych. Jest całkiem prawdopodobne, że niektóre formacje skalne będą wymagały zastosowania nowych metod i zaawansowanej technologii przy dokonywaniu odwiertów i wykańczaniu nowych otworów wiertniczych. Przykładem może być metoda eksploatacji złoża gazu łupkowego Barnett w Teksasie, która okazała się mało skuteczna w przypadku zastosowania przy eksploatacji złoża New Albany w stanie Illinois, Indiana i Kentucky.

Powszechnie uznaje się, iż obniżenie kosztów wykonywania odwiertów ma istotne znaczenie dla opłacalności wydobycia gazu oraz, że specjalistyczny sprzęt może być potrzebny, by uzyskać dostęp do zasobów zalegających w trudniejszym geologicznie terenie. Technika wiercenia z użyciem Coiled Tubingu (CTD) stanowi jedną z metod ukierunkowaną na ten cel, nad udoskonaleniem której cały czas prowadzone są prace w USA. Aby dalej rozwijać technologie pod kątem ich dostosowania do wymogów środowiska, powstał projekt pod nazwą „Europejski program wierceń przyjaznych środowisku" (*The European Environmentally Friendly Drilling Program*).

Gaz produkowany ze źródeł niekonwencjonalnych jest zazwyczaj dostarczany na rynek poprzez istniejące magazyny gazu ziemnego i system gazociągów. Po wydobyciu gaz ten nie wymaga żadnej specjalnej procedury, jeśli porównać to z gazem produkowanym z konwencjonalnych źródeł. Mogą się jednak zdarzyć sytuacje, które będą wymagać stworzenia nowej infrastruktury i nowej technologii w celu obróbki gazu i dostosowania go do standardów jakości gazociągów.

Zbiorniki gazu niekonwencjonalnego mogą zachowywać się wbrew tradycyjnemu rozumieniu procesów zachodzących w konwencjonalnych zbiornikach gazu. Eksploatacja gazu z pokładów węgla, na przykład, często rozpoczynała się od wydobycia samych wód gruntowych do czasu, aż ciśnienie w zbiornikach obniżało się na tyle, aby pozwolić na desorpcję gazu z węgla. Wraz z uruchomieniem przepływu gazu, jego wydobycie przeważnie wzrastało, a wydobycie wody malało. Proces ten stanowił przeciwieństwo mechanizmu wydobycia gazu ze zbiorników konwencjonalnych, gdzie najintensywniejsze wydobycie miało miejsce na samym początku eksploatacji złoża i malało z czasem. Również wydobycie wód gruntowych było zwykle minimalne przy rozpoczęciu produkcji, by następnie zwiększać się z czasem.

Najważniejszym czynnikiem warunkującym sukces amerykańskich projektów badawczych nadal pozostaje rozpowszechnianie technologii. Uzależnienie eksploatacji jakichkolwiek nowych zasobów od technologii będzie wymagało szczególnych starań, aby móc transponować wyniki na inny grunt. Kwestia gazu niekonwencjonalnego absorbuje szerokie spektrum partnerów, od małych i średnich przedsiębiorstw produkujących gaz, do uniwersytetów i gigantów przemysłu oraz tych firm, które świadczą usługi dla tej branży. W związku z tym,

projekty ukierunkowane na rozpowszechnianie technologii muszą być opracowane z myślą o konkretnych odbiorcach i jednocześnie w sposób skuteczny ograniczać ryzyko związane z zastosowaniem nowych technologii i procesów.

Wreszcie, przykład Ameryki Północnej pokazuje, że entuzjazm wywołany odkryciem ogromnych zasobów gazu niekonwencjonalnego może zostać przytłumiony przez czynniki, które mają kolosalny wpływ na zrównoważony rozwój tego sektora energetycznego, a więc wymogi infrastrukturalne, społeczną percepcje (np. czyste spalanie gazu, zmniejszona emisja gazów cieplarnianych na mmBtu itd.) czy potencjalny niekorzystny wpływ wydobycia na środowisko naturalne.

Jeśli chodzi o opinię publiczną i współdziałanie organów regulacyjnych, przemysł gazu niekonwencjonalnego spotkał się z największym oporem dotyczącym kwestii związanych z długotrwałym wpływem eksploatacji surowca na środowisko naturalne, w szczególności wpływem szczelinowania hydraulicznego oraz sposobem zarządzania odpadami płynnymi towarzyszącymi eksploatacji zasobów gazu łupkowego (tzw. płuczką). Skuteczne zarządzanie zasobami wody i dużą ilością płynnych odpadów w sposób ekonomiczny i nie zagrażający ludzkiemu zdrowiu oraz środowisku naturalnemu będzie podstawowym czynnikiem decydującym o możliwościach rozbudowy przemysłu gazu łupkowego i utrzymania wysokiego tempa rozwoju energetycznego w XXI w.

Przemysł amerykański dokonał wyraźnego i ciągłego postępu, jeśli chodzi o łagodzenie szkód związanych z wydobyciem gazu na środowisko w postaci śladów na powierzchni, emisji, wykorzystania wody, utylizacji płuczki czy fragmentacji środowiska naturalnego. Dokonał tego poprzez staranne planowanie, zaangażowanie oraz zaprezentowanie i wdrożenie zrównoważonych i innowacyjnych procesów, specjalistycznych technologii i technik – wszystko po to, aby w sposób maksymalny zwiększyć skuteczność działań. Na obszarach, gdzie eksploatacja surowców energetycznych odbywa się w pobliżu zaludnionych terenów, wprowadza się dodatkowe środki minimalizujące wzmożony ruch, hałas, negatywny wpływ na estetykę krajobrazu, czy inne czynniki, które mogą zakłócać życie mieszkańców.

W dalszym ciągu jednak potencjał gazu ziemnego jako surowca pełniącego wiodącą rolę w zrównoważonym portfolio energetycznym stoi pod znakiem zapytania. Pomimo zdobytej wiedzy oraz technicznych, ekonomicznych i operacyjnych udoskonaleń osiągniętych dzięki partnerskiej współpracy nawiązywanej zarówno w przeszłości, jak i teraz, nadal nie ustają pytania o bezpieczeństwo i wpływ działań poszukiwawczo-wydobywczych na równowagę środowiska naturalnego. Istnieje też polityczne zagrożenie, wynikające z wyobrażeń dotyczących bezpieczeństwa działania gazociągów oraz obaw dotyczących wpływu procesów szczelinowania hydraulicznego na środowisko naturalne i społeczności lokalne. Wiele pozostaje jeszcze do zrobienia w kwestii stworzenia warunków, w których kluczowi partnerzy zaczęliby postrzegać przedstawicieli branży gazowej jako godnych zaufania partnerów w staraniach prowadzących do poprawienia bezpieczeństwa procesów towarzyszących eksploatacji gazu

niekonwencjonalnego. Stworzenie klimatu zaufania do gazu ziemnego i korzyści, jakie niesie on ze sobą w sferze ekonomii, środowiska naturalnego i bezpieczeństwa energetycznego na wiele dekad naprzód wymaga, by kontynuowano starania mające na celu wymianę informacji i zbliżenie stanowisk nowatorsko myślących przywódców oraz tych, którzy być może są sceptycznie nastawieni do kwestii pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego. Jednocześnie należy zaprosić do wyważonej i merytorycznej dyskusji polityków i opinię publiczną na temat tego, jak najlepiej technicznie, ekonomicznie i w sposób zrównoważony wykorzystać zasoby gazu niekonwencjonalnego.

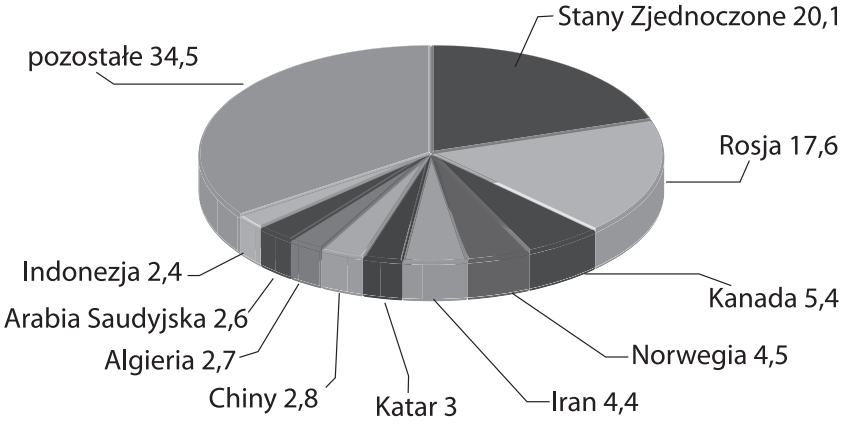
5. Wpływ amerykańskiej rewolucji gazowej na międzynarodowe rynki – implikacje ekonomiczne i polityczne oraz znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego

Marcin Tarnawski

Wydobycie gazu ziemnego na świecie w ostatnich latach charakteryzuje się stałym wzrostem (w 2009 r. wydobyto 2.987 mld m^3), z wyjątkiem małego spadku spowodowanego przez kryzys finansowy z 2008 r. Najważniejszy efekt wydarzeń z 2008 r. to zmiana na pozycji lidera – Rosję zastąpiły Stany Zjednoczone. Oba te państwa odpowiadają za prawie 40% wydobycia gazu ziemnego na świecie zostawiając daleko w tyle państwa Zatoki Perskiej, które inaczej niż w przypadku ropy naftowej, odgrywają zdecydowanie mniejszą rolę. Na pozycję Stanów Zjednoczonych zasadniczy wpływ miał wzrost wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Gaz niekonwencjonalny, w tym m.in. gaz łupkowy, znacząco wpłynął na ceny gazu ziemnego na amerykańskim rynku i coraz częściej jest uważany za paliwo, które w przyszłości doprowadzi do znaczących zmian na rynku gazu na świecie. Pomimo tego, że gaz łupkowy jest wydobywany od ponad 100 lat w Zagłębiu Appalachów oraz w Zagłębiu Illinois, to do połowy lat dziewięćdziesiątych XX w. eksploatacja ta miała marginalne znaczenie gospodarcze. Dopiero

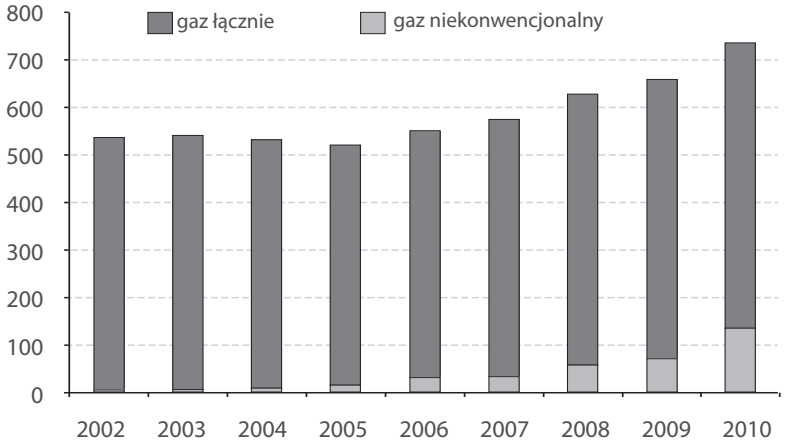
Wykres 5.1 Wydobycie gazu ziemnego na świecie (udział procentowy państw w roku 2009)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy 2010*

wzrost cen gazu ziemnego w ostatnich latach oraz postęp technologii szczelinowania hydraulicznego i wiercenia horyzontalnego (*horizontal drilling*) zwiększyły opłacalność wydobycia gazu łupkowego. Jeszcze kilkanaście lat temu eksperci twierdzili, że amerykański przemysł gazowy najlepsze lata ma już za sobą i nigdy do nich nie powróci (wydobycie spadało od lat osiemdziesiątych XX w., gdyż dostępne złoża gazu konwencjonalnego wyczerpywały się). Na początku obecnego wieku amerykańskie firmy zaczęły wydobywać gaz niekonwencjonalny, który składem chemicznym nie różni się znacząco od zwykłego gazu ziemnego, jednak zdecydowanie trudniej się go wydobywa. Jeszcze w 1996 r. w Stanach Zjednoczonych wydobywano 8,5 mld m^3 gazu niekonwencjonalnego. Dziesięć lat później już 31 mld m^3, a w 2010 r. już 137 mld m^3. W efekcie energetycznej rewolucji technologicznej, w 2009 r. Stany Zjednoczone stały się już największym producentem gazu ziemnego na świecie.

Wykres 5.2 Produkcja gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych w latach 2002-2010 w mld m^3 (w tym udział gazu niekonwencjonalnego)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy 2010* oraz Energy Information Agency

Obecnie USA są importerami gazu ziemnego, ale według najnowszych prognoz, złoża gazu niekonwencjonalnego mogą w przyszłości zapewnić Stanom Zjednoczonym samowystarczalność gazową. W 2009 r. poziom importu wyniósł ok. 105 mld m^3 w porównaniu do ok. 112 mld m^3 w 2008 r. (spadek o 6,7%) i ok. 130 mld m^3 w 2007 r. Główne źródła importu to: Kanada ok. 92 mld m^3 (gazociąg, gaz z Kanady zaspokaja ok. 15% rocznego zużycia) oraz Trynidad Tobago ok. 7 mld m^3, Egipt ok. 4 mld m^3, Nigeria, Katar i Norwegia (poprzez terminale LNG, które zaspokajają ok. 2% rocznego zużycia). W Stanach Zjednoczonych ok. 25% energii pochodzi z wykorzystania gazu ziemnego, główni konsumenci gazu to: elektrownie (30%), przemysł (27%), gospodarstwa domowe (21%), pozostała działalność komercyjna (14%), inne (ok. 8%). Cena gazu składa się z dwóch głównych elementów (nie licząc podatków): kosztów surowca (*commodity costs*) oraz kosztów dystrybucji i dostarczenia gazu do konsumenta (*transmission and distribution costs*). Ceny gazu ziemnego zależą od popytu i podaży na rynku.

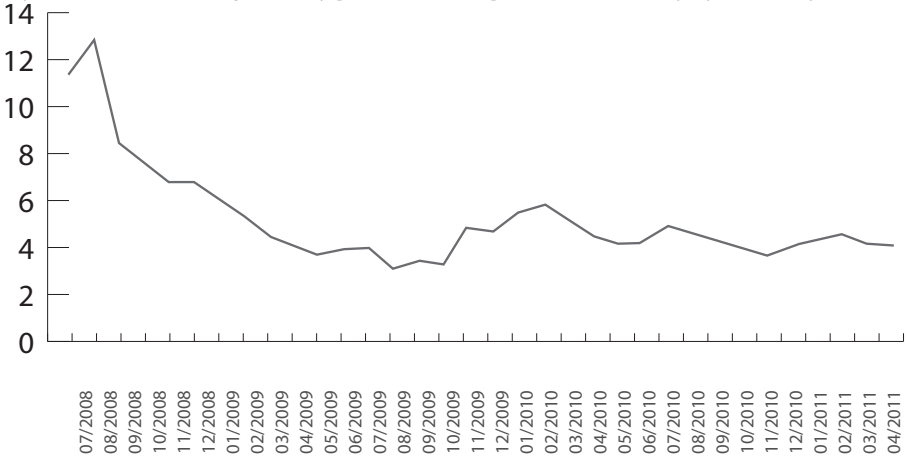
Czynniki wpływające na podaż to: wielkość produkcji gazu, wielkość importu, pojemność magazynów – wzrost produkcji pociąga za sobą spadek ceny, zaś spadek produkcji powoduje wzrost ceny. Czynniki wpływające na popyt to: wzrost gospodarczy, pogoda, ceny ropy naftowej – wzrost popytu powoduje wzrost cen, spadek zapotrzebowania na gaz pociąga za sobą spadek cen.

Najważniejsze czynniki wpływające na ceny gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych:

- większość konsumowanego gazu w USA pochodzi z krajowej produkcji, tak więc spadek wydobycia to wyższe ceny gazu, jednak wyższe ceny gazu pociągają za sobą większe możliwości poszukiwania nowych złóż, a więc zwiększają wydobycie;
- pogoda, szczególnie niekorzystna (huragany, tornada),powoduje spadek wydobycia gazu;
- import gazu (głównie gazociągiem z Kanady) i cena importowanego surowca, w związku z faktem, iż LNG zaspokaja tylko 2% zapotrzebowania, w mniejszym stopniu wpływa na ceny na rynku krajowym;
- wysoki wzrost gospodarczy powoduje wzrost zapotrzebowania na towary i usługi, które dostarcza przemysł, który tym samym zgłasza większe zapotrzebowanie na gaz;
- długie i mroźne zimy powodują wzrost zapotrzebowania na energię cieplną gospodarstw domowych, co zwiększa presję na ceny gazu;
- wysokie temperatury latem powodują wzrost zużycia energii elektrycznej, której część produkowana jest w elektrowniach gazowych;
- wysokość zapasów w podziemnych zbiornikach gazu, ma zasadnicze znaczenie w czasie większego zapotrzebowania zgłaszanego przez gospodarstwa domowe i przemysł w miesiącach letnich i zimowych.

Jednak największy wpływ na spadek cen gazu na rynku amerykańskim w ostatnich latach miał wzrost podaży gazu spowodowany eksploatacją gazu ze źródeł niekonwencjonalnych

Wykres 5.3 Średniomiesięczne ceny gazu (w USD) na giełdzie NYMEX (dotyczy tzw. Henry Hub)



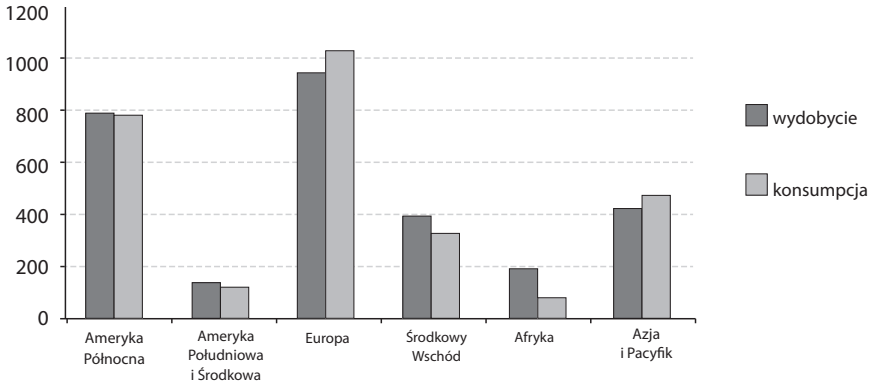
Źródło: GA Search Energy Intelligence (http://www.gasearch.com/)

(ok. 137 mld m^3 w 2010 r.). Trendy cenowe na nowojorskiej giełdzie (kontrakty Henry Hub) zaczęły coraz bardziej oddalać się od trendów na innych regionalnych rynkach. W kontraktach Henry Hub płacono na początku 2010 r. ok. 6 USD za 1 mln Btu (british thermal unit, spalenie jednego metra sześciennego gazu daje około 36 tys. Btu). Cena na początku maja 2011 r. była już o ponad ¼ niższa. Cena ropy wzrosła w tym czasie w Nowym Jorku o około 10 %.

Wydobycie gazu niekonwencjonalnego na skalę przemysłową zrewolucjonizowało rynek amerykański. Zmienił się on na tyle, że terminale gazu skroplonego tylko częściowo służą importowi surowca, USA zaczynają przy ich pomocy eksportować gaz (pierwsze dostawy do Wielkiej Brytanii miały miejsce w grudniu 2010 r.) (o czym więcej w rozdziale 9). Zupełnie inną sprawą jest wpływ amerykańskiego gazu niekonwencjonalnego na ceny gazu poza Stanami Zjednoczonymi.

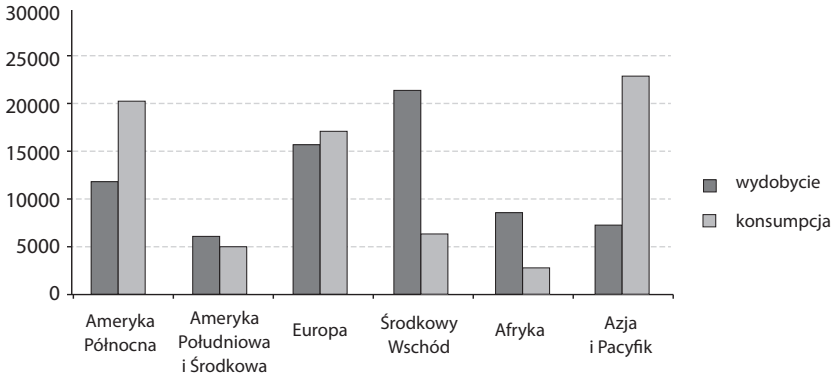
Ponad 20% udział USA w światowym wydobyciu gazu ziemnego powinien znacząco wpływać na kształtowanie się cen na rynkach światowych. W rzeczywistości sytuacja nie jest jednak tak jednoznaczna. Poniższe wykresy pokazują wyraźnie, że jeśli w przypadku ropy naftowej można mówić o rynku światowym, to w przypadku gazu ziemnego taki rynek nie istnieje. Spowodowane jest to trudnościami z transportem gazu na dalekie odległości. Konsumpcja gazu (w przeciwieństwie do ropy) ma zazwyczaj miejsce tam gdzie jego wydobycie, niewielkie odstępstwa od tej reguły wynikają natomiast tylko i wyłącznie z międzynarodowego handlu gazem LNG. Taka sytuacja na rynku gazu wynika ze sposobu transportu gazu ziemnego, który w przeważającej mierze dokonuje się poprzez gazociągi. Budowa gazociągów wymaga z jednej strony olbrzymich nakładów finansowych, a z drugiej zawarcia perspektywicznych kontraktów długoterminowych na zakup gazu. Infrastruktura konieczna do transportu LNG, która dopiero się rozwija, nie jest ograniczona tego typu uwarunkowaniami – gaz transportowany jest gazowcami, a umowy często mają charakter krótkoterminowy i doraźny bowiem

Wykres 5.4 Międzykontynentalny handel gazem ziemnym/wydobycie i konsumpcja wg kontynentów za 2009 r. w mld m^3



Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy 2010*

Wykres 5.5 Międzykontynentalny handel ropą naftową/wydobycie i konsumpcja wg kontynentów za 2009 r. w tys. bbl



Źródło: Opracowanie własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy 2010*)

zawierane są na rynku transakcji krótkoterminowych – spot (20% kontraktów). Dlatego w przyszłości, dzięki rozwojowi handlu LNG, można spodziewać się powstania rynku światowych transakcji krótkoterminowych gazu ziemnego.

Powolny spadek cen gazu ziemnego na świecie ma swoje źródła w nadmiarze podaży gazu, ten natomiast wynika głównie z: kryzysu gospodarczego z 2008 r. (spadek popytu), gwałtownego wzrostu mocy produkcyjnych gazu skroplonego (LNG) oraz znaczącego wzrostu wydobycia gazu niekonwencjonalnego w USA. Utrzymująca się dłużej nadpodaż może utrzymać presję na eksporterów gazu w celu odejścia od indeksacji cen gazu do ropy naftowej, co może doprowadzić do dalszego obniżenia cen. W sposób pośredni rewolucję gazową w Stanach Zjednoczonych zaczęła odczuwać też Europa – nadpodaż gazu w USA (wzrost wydobycia gazu niekonwencjonalnego) spowodowała, że dostawy gazu skroplonego (LNG) zamiast do Stanów Zjednoczonych coraz częściej kierowane były do terminali położonych w Europie, których moce przeładunkowe uznać należy za przeszacowane głównie z powodu ograniczonej ilości jego dostawców. Już teraz duża podaż gazu LNG w Wielkiej Brytanii sprawia, że jest z niego wypierany norweski surowiec, który trafia do Niemiec, gdzie konkuruje z gazem przesyłanym z Rosji. LNG zapoczątkowało rewolucję na rynkach gazu ziemnego (poprzez wzrost możliwości transportu gazu) skutkującą tym, że ceny surowca na różnych kontynentach będą najprawdopodobniej ściślej ze sobą powiązane. Z kolei dzięki przemysłowej eksploatacji gazu niekonwencjonalnego Stany Zjednoczone mogą odgrywać coraz większą rolę na „światowym" rynku gazu.

Warto ponadto zauważyć, że część terminali do odbioru LNG budowana od kilku lat w Stanach Zjednoczonych (np. Sabine Pass) jest, z powodu gazu niekonwencjonalnego, niewykorzystana. Spadek popytu na LNG ma więc również przełożenie na światowe ceny tego surowca. Jednakże, w wyniku nałożenia się kryzysu gospodarczego, ciężko jest stwierdzić jaka część spadku ceny wywołana została rezygnacją z części zakupów, a jaka wzrostem podaży

spowodowanym gazem niekonwencjonalnym. Niewątpliwym jest jednak, że gaz niekonwencjonalny będzie miał najprawdopodobniej znaczne przełożenie na „światowy" rynek gazu ziemnego i może dokonać także znaczących zmian na rynku gazu w Europie. Jego eksploatacja na skalę przemysłową, nie tylko w Stanach Zjednoczonych, ale w innych krajach europejskich lub azjatyckich może poważnie zachwiać dotychczasowym układem sił między krajami eksportującymi a importującymi gaz ziemny. W przypadku Europy taka sytuacja nastąpi, przede wszystkim między krajami Europy Środkowo-Wschodniej a Rosją, która jest jedynym regionalnym dostawcą tego surowca. Może także doprowadzić do sytuacji, kiedy nowe inwestycje w transeuropejskie gazociągi, takie jak Nord Stream czy South Stream, okażą się ekonomicznie nieopłacalne. Poważne zmiany na amerykańskim rynku gazu ziemnego uznać można zatem za początek zmian w geopolitycznym układzie sił związanych z bezpieczeństwem energetycznym. Obok symbolicznej zmiany lidera wśród światowych producentów gazu, a także nowych kierunków dostaw gazu dzięki dostępności LNG, warto wspomnieć tutaj o obiecującym potencjale Chin w zakresie gazu niekonwencjonalnego. Nawiązana w tym zakresie współpraca amerykańsko-chińska zakłada, że doświadczenie zdobyte przez Amerykanów pomoże Chińczykom rozpocząć eksploatację własnych zasobów, a w konsekwencji przyspieszyć rozwój sektora gazu ziemnego oraz przyciągnąć zagranicznych inwestorów. Z uwagi na prognozowany potencjał chińskich złóż gazu niekonwencjonalnego Chiny mogą stać się wielkim graczem energetycznym, który także powoli zacznie wychodzić z roli importera gazu rosyjskiego.

Powyższe fakty i prognozy sprawiają zatem, że sektor gazu ziemnego w Rosji charakteryzuje zupełnie odwrotna tendencja. Postęp w technice pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego (i perspektywy jej rozwoju) traktowany jest jako pewnego rodzaju zagrożenie dla dominującej pozycji Gazpromu w Europie oraz dalszych planów koncernu (o czym więcej w rozdziale 8). Prognozy, które przewidują kontynuację spadkowego trendu cen gazu na świecie są szczególnym wyzwaniem, a nawet zagrożeniem dla pozycji Rosji jako mocarstwa energetycznego. Już w 2009 r. Rosja zanotowała spadek eksportu gazu ziemnego do Europy, co spowodowane było nasyceniem rynku amerykańskiego własnymi zasobami oraz budową kolejnych terminali LNG w wielu państwach europejskich. Ten niekorzystny trend może spowodować trudności w eksploatacji złóż Sztokman, które mają zasilić gazociąg Nord Stream. Jeśli amerykański gaz niekonwencjonalny był tylko pośrednim zagrożeniem dla Rosji, to już raporty mówiące o możliwych ogromnych zasobach tego gazu m. in. w Polsce czy w Chinach, mogą stanowić zagrożenie bezpośrednie. W opublikowanym w styczniu 2010 r. raporcie sami Rosjanie doszli do podobnych wniosków. Analizując przyczyny spadku eksportu rosyjskiego gazu do Europy, stwierdzono wyraźnie, że przyczyną takiego stanu rzeczy są przede wszystkim:

- uruchomienie przez Katar i inne kraje nowych instalacji do skraplania gazu przy równoczesnym wzroście mocy terminali regazyfikacyjnych w Europie (już na początku 2010 r. gaz z kontraktów wieloletnich był dwa razy droższy od tego kupowanego na rynkach transakcji krótkoterminowych);

- zamknięcie największego na świecie rynku gazu, tj. amerykańskiego z powodu zwiększających się możliwości wydobycia gazu niekonwencjonalnego, co spowodowało przekierowanie eksportu LNG na rynki europejskie.

Z kolei możliwe konsekwencje amerykańskiej gazowej rewolucji dla rynków międzynarodowych to:

- w aspekcie ekonomicznym: najbardziej prawdopodobny jest spadek cen gazu na wszystkich rynkach na świecie (nadpodaż gazu w Stanach Zjednoczonych spowoduje przesunięcie gazu LNG na inne rynki, np. europejskie, gdzie również zaobserwujemy zwiększanie się ilości gazu, co w konsekwencji doprowadzi do spadku cen), możliwe są także: powstanie światowego rynku gazu (zamiast regionalnych, w związku z wzrostem handlu gazem LNG), odchodzenie od transakcji długoterminowych na rzecz krótkoterminowych (rynki *spot*) czy odchodzenie od indeksacji cen gazu ziemnego do cen ropy naftowej, w związku ze spadkiem cen gazu pod znakiem zapytania może stanąć kwestia ekonomicznej opłacalności rosyjskich projektów infrastrukturalnych (Nord Stream czy South Stream);

- w aspekcie politycznym: dotyczy głównie kontynentu europejskiego i wiąże się z możliwym spadkiem znaczenia Rosji jako głównego dostawcy gazu na rynki europejskie. Dostęp do gazu LNG czy wykorzystywanie własnych zasobów gazu niekonwencjonalnego może spowodować, że używanie przez Rosję gazu jako narzędzia realizacji polityki zagranicznej może okazać się mało skuteczne, z kolei możliwa eksploatacja gazu niekonwencjonalnego w Chinach może negatywnie wpłynąć na stosunki chińsko-rosyjskie i zmienić energetyczny układ sił na kierunku azjatyckim;

- w znaczeniu bezpieczeństwa energetycznego: każda forma dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w jakiekolwiek surowce energetyczne zwiększa bezpieczeństwo energetyczne państw, tak więc dostęp państw europejskich do gazu LNG wraz z możliwą eksploatacją złóż gazu niekonwencjonalnego w Europie zapewne zneutralizuje obawy przed możliwym wykorzystaniem surowców do realizacji celów politycznych przez Rosję.

Oczywiście wszystkie wymienione konsekwencje są tylko pewną formą prognozy rozwoju sytuacji międzynarodowej, jedyną rzeczą, która w przypadku gazu niekonwencjonalnego jest pewna (a nawet zauważalna) to spadek cen gazu ziemnego, odczuwalny z różną intensywnością w różnych częściach świata. Wynika to jednak z funkcjonowania wielu rynków regionalnych gazu, a nie jednego rynku światowego.

6. Transfer amerykańskich doświadczeń sektora gazu niekonwencjonalnego na europejski grunt

Izabela Albrycht

Rewolucja technologiczna związana z wydobyciem niekonwencjonalnego gazu ziemnego w USA doprowadziła do znaczących zmian w strukturze tamtejszego rynku, umożliwiając osiągnięcie większej niezależności energetycznej i niższej ceny gazu dla odbiorców przemysłowych i indywidulanych. Aktualnie pewnym jest, że zasoby geologiczne gazu niekonwencjonalengo znajdują się także w Europie, w tym największe jego ilości prawdopodobnie w Polsce. W poszukiwaniu dobrych praktyk dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalengo, Europa powinna zatem już dziś spoglądać w kierunku Ameryki Północnej oraz zaadaptować je do sytuacji poszczególnych krajów członkowskich, w tym Polski.

Mimo że już w 2009 r. zintensyfikowano europejskie wstępne prace badawcze i eksperckie dotyczące gazu łupkowego, to nadal potencjał rozwoju tego sektora, jak i prawdopodobne korzyści, jakie może on przynieść bezpieczeństwu energetycznemu UE, redukcji CO_2 czy też zwiększeniu konkurencyjności gospodarki nie zostały w sposób kompleksowy przedstawione opinii publicznej i decydentom.

Gaz niekonwencjonalny staje się obecnie jednym z głównych tematów debaty energetycznej w UE. Zainteresowanie tą kwestią jest coraz bardziej wyraźne ze strony praktycznie wszystkich aktorów obecnych na rynku gazowym: władz państwowych i polityków, biznesu oraz europejskiego konsumenta. Jednakże, warto mieć na uwadze, że entuzjazm związany z gazem niekonwencjonalnym nie jest powszechny we wszystkich krajach UE. Obok radykalnych grup ekologów i antyglobalistów, na debatę o perspektywach wydobycia niekonwencjonalnych węglowodorów w Europie negatywny wpływ może mieć również polityka energetyczna władz kluczowych państw UE.

Dlatego należy dążyć do tego aby po pierwsze, dyskusja na temat gazu niekonwencjonalnego nie zbaczała w Europie na boczne tory i odnosiła się przede wszystkim do faktów, a nie emocji, plotek czy spreparowanych na potrzeby grup lobbystycznych informacji, a po drugie, aby zarówno polskie, jak i amerykańskie władze dążyły konsekwentnie do wyeliminowania barier dla rozwoju sektora gazu łupkowego w Polsce i UE. Należy zatem zmierzać do stworzenia ram dla wzajemnej, długoletniej i intratnej polsko-amerykańskiej i unijno-amerykańskiej współpracy biznesowej opartej o wymianę doświadczeń i poszanowanie wzajemnych interesów.

Instytucjonalną podstawę do ekspansji technologii wydobycia gazu łupkowego stworzyła Globalna Inicjatywa Wydobycia Gazu Łupkowego (*Global Shale Gas Initiative*, GSGI) powołana w kwietniu 2010 r. przez Departament Stanu USA. GSGI zakłada strategiczną współpracę z krajami potencjalnie bogatymi w surowce niekonwencjonalne mając na celu wsparcie ich w bezpiecznym i ekonomicznie opłacalnym wydobyciu oraz wykorzystaniu tych surowców. W założeniu Inicjatywa ma wykorzystywać mechanizmy współpracy międzyrządowej, by przekazywać amerykańskie doświadczenia związane z aspektami technicznymi i regulacyjnymi sektora gazu niekonwencjonalnego. Agencje rządowe USA, które współdziałają z Departamentem Stanu w ramach GSGI, to: U.S. Agency for International Development (USAID), U.S. Geological Survey (USGS), Bureau of Ocean Energy Management, Regulation, and Enforcement (BOEMRE), Commercial Law Development Program (CLDP), Environmental Protection Agency (EPA) oraz Department of Energy's Office of Fossil Energy (DOE/FE). Polska przyjęła zaproszenie do GSCI w lipcu 2010 r., co zostało przypieczętowane podczas wizyty w Warszawie Hillary Clinton. Uznała ona wówczas, że decyzja ta jest znakiem wiodącej roli Polski w światowym sektorze energetycznym. Już w sierpniu 2010 r. przedstawiciele Polski, wraz z delegatami z 19 innych krajów (w tym z Chin, Indii, Jordanii, Chile i RPA), uczestniczyli w pierwszej konferencji GSGI, by omówić wyzwania regulacyjne, technologiczne, ekonomiczne i polityczne związane z wydobyciem gazu niekonwencjonalnego.

Współpraca z GSGI jest dla Polski perspektywiczna i niewątpliwie należy nadal zmierzać do tego, aby nadać jej ramy operacyjne i skutecznie wykorzystać wiedzę oraz doświadczenie amerykańskich partnerów. W interesie polskiej strony jest również, by równolegle do udzielania licencji na poszukiwanie i wydobycie niekonwencjonalnego gazu, jak najszybciej podpisać także korzystne umowy o polsko-amerykańskiej współpracy naukowo-badawczej czy też gospodarczej. Działalność na terenie Polski wiodących koncernów energetycznych, w tym amerykańskich, stanowi szansę na pogłębienie wzajemnych relacji, by wykraczały poza stosunki czysto handlowe. Stany Zjednoczone same są zresztą najlepszym przykładem prowadzenia efektywnej polityki w omawianym obszarze energii. W grudniu 2005 r. Waszyngton podpisał z władzami norweskimi dwustronną umowę o współpracy naukowej i technologicznej, która wprowadza szereg praktycznych i bardzo interesujących rozwiązań. Przewidziano w niej m.in. wspólne projekty badawcze, szkolenia ekspertów, podział wykorzystania aparatury i materiałów technicznych oraz ułatwienia wizowe dla kadry naukowej. W celu zabezpieczenia interesów stron umowa wprowadza aneksem zapisy dotyczące transferu technologii, ochrony praw własności intelektualnej i informacji. Podobną umowę Stany Zjednoczone zawarły w 2009 r. z Chinami (*Shale Gas Resource Initiative*). Wynegocjowanie tego rodzaju porozumienia przez Polskę mogłoby stanowić bodziec do rozwoju nie tylko w sektorze energii, ale i w innych dziedzinach gospodarki[1].

Należy mieć także na uwadze, że najbardziej rzetelne informacje i wiedzę konieczną do rozwoju sektora gazu łupkowego mogą przekazać nam amerykańskie ośrodki eksperckie, które

1 Opracowanie na podstawie: Albrycht I., *Gaz łupkowy? „Yes we can!"*, Brief Programowy Instytutu Kościuszki, maj 2011.

od lat zajmują się rozwojem gazu ziemnego w USA. Jednym z prestiżowych amerykańskich ośrodków planującym realizację projektów eksperckich w Polsce jest Gas Technology Institute (GTI). Od kilkudziesięciu lat GTI – wspólnie z amerykańskim Departamentem Energii – jest zaangażowany w badania złóż węglowodorów. Instytut posiada doświadczenie w opracowywaniu i wdrażaniu różnorodnych programów związanych z gazem niekonwencjonalnym (np. minimalizujących skutki oddziaływania na środowisko). Wiedza ta, jak i doświadczenie innych amerykańskich oraz europejskich ekspertów, powinny zostać wykorzystane przez Organizację Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego (OPPPW), zwłaszcza kiedy eksploatacja polskich niekonwencjonalnych złóż będzie postępowała. Duże znaczenie może mieć w tym przypadku doradztwo w zakresie badań oddziaływania na środowisko naturalne oraz kompleksowy system informowania społeczeństwa o strategicznym znaczeniu niekonwencjonalnego gazu. GTI od 20 lat kieruje, przeprowadza i monitoruje postępy prac badawczo-rozwojowych nad gazem łupkowym, dysponuje tym samym bogatym zbiorem danych na temat zarówno wpływu środkowiskowego wydobycia gazu niekonwencjonalnego jak i danymi dotyczącymi ekonomicznej opłacalności jego produkcji. Współpraca z ekspertami amerykańskimi winna służyć nie tylko transferowi *know-how*, ale także pomagać w weryfikacji pojawiających się w ostatnim czasie negatywnych doniesień medialnych na temat sektora gazu niekonwencjonalnego.

Amerykanie posiadający wieloletnie doświadczenie w zakresie sektora gazu niekonwencjonalnego, posiadają informacje, które pozwalają zweryfikować argumenty przeciwników gazu łupkowego w Europie. Przykładem przydatności tych informacji może być chociażby analiza głośnego artykułu opublikowanego na łamach *The New York Times*[2], w którym autorzy formułują tezę jakoby producenci gazu łupkowego nielegalnie zawyżali możliwości produkcyjne szybów, ich wydajność oraz wielkość zasobów gazu łupkowego. Firmy sektora gazu niekonwencjonalnego porównane zostały do spekulantów finansowych, którzy przyczynili się do globalnego kryzysu finansowego w 2008 r. Artykuł uznać można za swoiste paliwo dla przeciwników gazu niekonwencjonalnego. Z kolei, w oparciu o wieloletnie obserwacje i badania, wielu ekspertów twierdzi, że po początkowym spadku w dłuższym okresie czasu szyby wykazują sie względnie stabilnym poziomem wydobycia. Spadek wydobycia w pojedynczym szybie lub kilku szybach nie stanowi dowodu na ogólny spadek produkcji we wszystkich pokładach. Nie każdy szyb przyniesie zyski i w pierwszym roku produkcji odnotowuje się znaczne spadki wydobycia, ale mimo tego, znaczny procent amerykańskich pokładów łupkowych przynosi zyski przy cenie gazu na poziomie 5 USD za 1 mln Btu. Dodatkowo, z czasem firmy zdobywają doświadczanie pomagające redukować koszty. Większość ekspertów nie wierzy więc, że cena gazu w USA może przekroczyć 5,50 USD za 1 mln Btu w przewidywalnym okresie.

Z każdym kolejnym oszacowaniem potencjału gazu technologie są unowocześniane i zwiększa się liczba ocenianych basenów, stąd prognozy rosną. Według ekspertów istnieją dowody, że dzięki unowocześnionej technologii wydobycia gazu łupkowego wydajność szybów jeszcze

2 *Insiders Sound an Alarm Amid a Natural Gas Rush*, http://www.nytimes.com/2011/06/26/us/26gas.html?_r=1&hp (15.07.2011).

wzrośnie. Wielkość złóż technicznie wydobywalnych zbliża się do wielkości zasobów, których wydobycie jest ekonomicznie opłacalne, bowiem wydajność i produktywność szybów wciąż się zwiększa. Z pewnością nie zostało to uwzględnione w przewidywaniach sceptyków. Nie udało się także europejskim ośrodkom eksperckim sprostować tej informacji w mediach.

Dla perspektyw pozyskania gazu niekonwencjonalnego ważne jest także poszerzenie przez polskie firmy specjalistycznej wiedzy w sferze zaawansowanych etapów wydobycia gazu łupkowego (np. poprzez technikę hydraulicznego szczelinowania). Stosowana w Stanach Zjednoczonych technologia wydobycia wymagać będzie prawdopodobnie pewnych modyfikacji i dostosowań do odmiennych struktur geologicznych występujących na terenie Polski, choćby wynikającej z występowania pokładów gazu niekonwencjonalnego na większej głębokości niż w Stanach Zjednoczonych. Z tych powodów polskie firmy sektora wydobywczego, wraz z polskimi uczelniami technicznymi powinny już teraz podjąć badania naukowe w kierunku opracowania własnych technologii bądź ewentualnych dostosowań technologii stosowanej przez Amerykanów. Takie działanie byłoby dobrym uzupełnieniem zdolności i potencjału krajowego sektora wydobywczo-poszukiwawczego, który odnosi sukcesy i już obecnie w wielu dziedzinach dysponuje dobrze rozwiniętą technologią.

W wymiarze politycznym należy oczekiwać od Amerykanów podjęcia ofensywy dyplomatycznej i PR-owej, której celem będzie tworzenie lepszego politycznego i społecznego klimatu dla gazu łupkowego w Europie[3].

W związku ze specyfiką wydobycia niekonwencjonalnego gazu ziemnego, można spodziewać się, podobnie jak miało to miejsce w Stanach Zjednoczonych, protestów oraz działań lobbingowych podnoszących zastrzeżenia o charakterze ekologicznym utrudniających rozpoczęcie komercyjnej produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce i Europie (o czym szerzej w rozdziale 10).

Nie ulega wątpliwości, że w najbliższym czasie administracja amerykańska powinna zatem aktywnie kontaktować się z przywódcami krajów Europy Zachodniej, zwłaszcza Niemiec, by wesprzeć rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego. By Polska i Stany Zjednoczone mogły wspólnie pracować nad budową sektora paliw niekonwencjonalnych, ulepszać technologicznie i ekologicznie metodę ich wydobycia oraz zwiększać opłacalność produkcji, amerykańska dyplomacja powinna podejmować kroki mające na celu przedstawienie europejskim przywódcom amerykańskiej gazowej „success story". Tym bardziej, że nie można wykluczyć, iż przypadki instrumentalnego wykorzystywania kwestii energetycznych w polityce zagranicznej przez Rosję, eksportującą paliwo gazowe do krajów Unii, będą się w przyszłości powtarzać. Rosja nie zaprzestała także realizacji kolejnych inwestycji uzależniających UE od rosyjskiego gazu, po wybudowaniu pierwszej nitki gazociągu Nord Stream, prowadzi aktualnie lobbing na rzecz gazociągu South Stream[4] (o czym szerzej w rozdziale 8).

3 Albrycht I., *op. cit.*

4 *Ibidem*.

Polski rząd powinien dążyć do zwiększenia aktywności USA we wspólnej obronie przed negatywną kampanią tych wszystkich grup interesów, których celem jest zdyskredytowanie technologii wydobycia gazu niekonwencjonalnego oraz zablokowanie możliwości dynamicznego rozwoju tego sektora. Strona amerykańska może zapewnić w tym celu informacje i wiedzę, a eksperci amerykańscy mogą pomóc rozwiać obawy grup interesów, które pozostają sceptyczne wobec sektora gazu niekonwencjonalnego. Najbardziej aktywne w tej chwili grupy nacisku to francuskie lobby atomowe oraz lobby związane z rosyjskim przemysłem gazowym. Ich wspólnym interesem wydaje się być zbudowanie czarnego PR wokół gazu łupkowego, co czynią w oparciu o argumenty ekologów, które do tej pory nie zostały w Europie poparte badaniami naukowymi, a także nie poparte faktami informacje dezawuujące ekonomikę złóż, jak chociażby te przywołane w omawianym artykule prasowym. W najbliższej przyszłości niekorzystne opinie o gazie łupkowym będą niewątpliwie mocno słyszalne zarówno w Polsce, jak i w UE, stwarzając realne zagrożenie dla perspektyw rozwoju tego sektora w Europie, bowiem o negatywny odbiór przez opinię publiczną tej tematyki mocno zabiegają wymienione wyżej lobbies. USA powinny zatem pomóc Polsce w rozpowszechnianiu faktów na temat gazu łupkowego, które mogą stanowić przeciwwagę dla obaw wyrażanych przez polityków i opinię publiczną.

Szczególnie teraz, kiedy nadal nie udało się uruchomić strategicznych projektów dywersyfikacji dostaw gazu do Europy (np. Gazociąg Nabucco), powinniśmy umieć przedstawić te fakty naszym europejskim partnerom, by interes UE w końcu przeważył nad interesem krajów zewnętrznych wobec Unii, w tym Rosji, oraz nad chęcią zysku kilku europejskich koncernów energetycznych, mających parasol ochronny swoich rządów.[5].

5 *Ibidem*.

POLITYKA I PRAWODAWSTWO UNII EUROPEJSKIEJ

7. Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego w świetle prawa UE: przegląd istotnego prawodawstwa

Piotr Szlagowski

Szybko postępujący rozwój w zakresie poszukiwania i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w USA oraz perspektywy powtórzenia się podobnego scenariusza w Europie, skłaniają do podniesienia kwestii adekwatności przepisów prawa unijnego regulujących takie działania. Z jednej strony mamy do czynienia z troską o środowisko naturalne, z drugiej zaś z wolą tworzenia zachęt do produkcji gazu niekonwencjonalnego, co mogłoby służyć zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw w UE. Mimo że należy pamiętać o obydwu tych sprawach, niniejszy artykuł ma ograniczony zakres i jego celem jest zwięzłe przedstawienie głównych aktów ustawodawczych mogących wpływać na potencjalne wydobycie gazu niekonwencjonalnego w UE oraz wskazanie kierunków, w jakich te przepisy można nowelizować czy rozwijać celem dostosowania ich do eksploatacji tego surowca.

Z powyższych przyczyn w artykule zbadano bieżące przepisy prawa pierwotnego UE mające znaczenie (lub takowy potencjał) dla przedsięwzięć w zakresie eksploatacji gazu niekonwencjonalnego, jak również dokonano przeglądu odnośnych aktów prawa wtórnego UE. Przy wyborze przedmiotowych aktów ustawodawczych uwzględniono dotychczas przeprowadzone wstępne oceny ryzyka oraz oceny wpływu dotyczące produkcji gazu niekonwencjonalnego[1]. Według tych analiz ryzyko wiąże się głównie z ewentulanym zanieczyszczeniem wód podziemnych przez substancje chemiczne, zanieczyszczeniem gleby, unieszkodliwianiem odpadów, wpływem na teren i krajobraz oraz skutkami tworzenia szybów gazowych. W związku z tym, należy podkreślić, iż w niniejszym przeglądzie brak jest wyczerpującego wykazu czy to aktów ustawodawczych, czy to przepisów w nich zawartych, które mogą oddziaływać na produkcję gazu niekonwencjonalnego. W przedstawianym tu przeglądzie wskazano raczej obszary uregulowań prawnych, które najprawdopodobniej mogą wpływać na takie operacje.

1 Zob.: Wood R., Gilbert P., Sharmina M. i Anderson K., *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts, Tyndall Center for Climate Change Research*, 2011 (*Gaz łupkowy: wstępna ocena zmian klimatycznych i skutków środowiskowych* Centrum im. Tyndalla na rzecz badań nad zmianami klimatycznymi); *Fifth Report –Shale gas*, House of Commons, Energy and Climate Change Committee, 10.05.2011 r. (*Piąte sprawozdanie nt. gazu łupkowego* Komisji ds. energii i zmian klimatycznych brytyjskiej Izby Gmin, dostępne na: http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/79502.htm).

Prawo traktatowe i zasada ostrożności

W polizbońskich ramach traktatowych jakiekolwiek rozporządzenie sektorowe w sprawie gazu niekonwencjonalnego najprawdopodobniej opierałoby się na art. 191 i 192 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) zawierających przepisy dotyczące ochrony środowiska lub też art. 194 TFUE, który samodzielnie stanowi Tytuł XXI TFUE dotyczący energetyki, gdzie określa się cele UE w tym obszarze (tj. zapewnienie funkcjonowania rynku energii, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii, wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii oraz wspieranie wzajemnych połączeń między rynkami energii).

Co ważne dla jakiegokolwiek przyszłego prawodawstwa dotyczącego gazu niekonwencjonalnego, wszelkie środki ustanowione z myślą o osiągnięciu któregokolwiek z celów wymienionych w art. 194 nie naruszają prawa państwa członkowskiego do określania warunków wykorzystania jego zasobów energetycznych, wyboru między różnymi źródłami energii i ogólnej struktury jego zaopatrzenia w energię. Odmiennie zaś stanowi art. 192 ust. 2 lit. c TFUE przewidujący, iż środki wpływające na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię może przyjąć Rada, pod warunkiem, że stanowi ona jednomyślnie. Tak jak w przypadku art. 194, żadne takie wyłączenie nie odnosi się jednak do środków mających wpływ na prawo państwa członkowskiego do określania warunków eksploatacji swych zasobów energetycznych.

Związek pomiędzy tymi dwoma tytułami TFUE w pewnej mierze odzwierciedla napięcie istniejące między kwestiami środowiskowymi a tymi dotyczącymi bezpieczeństwa dostaw, z których obie należy uwzględnić dokonując oceny ram regulacyjnych dotyczących produkcji gazu niekonwencjonalnego. Należy jednak odnotować, iż, w odróżnieniu od koncepcji bezpieczeństwa dostaw, ochrona środowiska jest dobrze zakorzeniona w pierwotnym prawie UE. Koronnym dowodem jest w tej mierze sam art. 194 przewidujący, iż polityka UE w ramach energetyki uwzględnia „potrzebę zachowania i poprawy stanu środowiska".

Prawo wtórne

Prawodawstwo dotyczące zezwoleń

Dyrektywa w sprawie zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów
Celem dyrektywy 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów[2] było zapewnienie równych szans dla wszystkich podmiotów sektora. Stąd też w dyrektywie określono kryteria przyznawania wyłącznego prawa poszukiwania, badania lub produkcji węglowodorów mające zapewnić, by procedury ubiegania się o wydanie zezwolenia

2 Dz. U. L 164, 30.06.1994 r., s. 3.

opierały się na warunkach obiektywnych i niedyskryminacyjnych. Poza wymienieniem minimalnego zestawu kryteriów dyrektywa pozwala państwom członkowskim nakładać inne wymogi i warunki w zakresie wykonywania działań objętych dyrektywą, pod warunkiem że są one uzasadnione wymogami koniecznymi leżącymi w interesie ogółu (art. 6 ust. 2). W związku z celem niniejszego artykułu można stwierdzić, iż dyrektywa 94/22/WE odnosi się wprawdzie do istotnej kwestii dotyczącej produkcji gazu niekonwencjonalnego, lecz nie nakłada jakichkolwiek obciążeń na podmioty wnioskujące o poszczególne zezwolenia. Przeciwnie, dyrektywa miała na celu zapobieganie nakładaniu przez państwa członkowskie nieuzasadnienie rygorystycznych warunków dostępu do tego konkretnego rynku.

Prawodawstwo dotyczące wody

Ramowa dyrektywa wodna

Niektórzy autorzy podnoszą, że skoro proces szczelinowania hydraulicznego obejmuje tłoczenie do strukturzy skalnej cieczy szczelinującej zawierającej substancje chemiczne, istnieje ryzyko przeniknięcia tych substancji do wód podziemnych. Z tej przyczyny pewne znaczenie dla operacji w zakresie gazu niekonwencjonalnego może mieć dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej[3] (Ramowa Dyrektywa Wodna). Mimo że zawiera ona ogólny zakaz (art. 11 ust. 3 lit. j) bezpośrednich zrzutów zanieczyszczeń do wód podziemnych, przewiduje się pewne wyłączenia, w tym jedno dotyczące poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Zgodnie z dyrektywą, jeśli zrzuty substancji zanieczyszczających nie przeszkadzają osiągnięciu celów środowiskowych ustalonych dla danej części wód podziemnych, państwo członkowskie może na nie zezwolić.

Dyrektywa o wodach podziemnych

Dyrektywa 2006/118/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. w sprawie ochrony wód podziemnych przed zanieczyszczeniem i pogorszeniem ich stanu (dyrektywa o wodach podziemnych) uzupełnia postanowienia ramowej dyrektywy wodnej poprzez ustanowienie standardów jakości w zakresie wód podziemnych oraz wprowadzenie środków zapobiegających lub ograniczających zrzuty substancji zanieczyszczających do wód podziemnych.

Zarówno Ramowa Dyrektywa Wodna, jak i dyrektywa o wodach podziemnych zawierają wymóg, by zanieczyszczenie zasobów wodnych nie przewyższało określonych maksymalnych stężeń substancji chemicznych i substancji zanieczyszczających. Chociaż wydobycie gazu niekonwencjonalnego niekoniecznie prowadzi do zrzucania substancji do wód podziemnych[4], gdyby taki scenariusz był możliwy, producenci gazu niekonwencjonalnego będą musieli dostosować mieszaninę tworzącą ciecz szczelinującą, tak aby zminimalizować jej wpływ środowiskowy oraz monitorować jej wpływ na skład chemiczny wody.

3 Dz.U. L 327, 22.12.2000 r., s. 1.

4 Environmental Agency (UK), *Shale gas. Memorandum*, 05.04.2011 r. (*Memorandum w sprawie gazu łupkowego* brytyjskiej Agencji ds. środowiska dostępne na: http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201011/cmselect/cmenergy/writev/shale/sg23.htm).

Prawodawstwo dotyczące chemikaliów

REACH

Szczelinowanie hydrauliczne warstw skalnych wymaga zastosowania cieczy szczelinującej zawierającej mieszaninę substancji chemicznych. Ten aspekt działalności firm wydobywczych w zakresie gazu łupkowego mieści się w zakresie rozporządzenia (WE) 1907/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) i utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów, zmieniającego dyrektywę 1999/45/WE oraz uchylającego rozporządzenie Rady (EWG) nr 793/93 i rozporządzenie Komisji (WE) nr 1488/94, jak również dyrektywę Rady 76/769/EWG i dyrektywy Komisji 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/WE i 2000/21/WE[5]. Celem REACH jest zapewnienie wysokiego poziomu ochrony zdrowia ludzkiego oraz środowiska poprzez samodzielne uregulowanie produkcji, wprowadzenia do obrotu oraz używania substancji chemicznych i ich mieszanin. Pomimo pewnych głosów krytyki[6], ogólnie przyjęto, iż podstawą postanowień REACH jest zasada ostrożności. Dlatego też poprzez cztery środki – tj. rejestrację, ocenę, zezwolenie i ograniczenie – rozporządzenie ma zapewnić, by do obrotu nie trafiały żadne substancje niepożądane. Ciężar obowiązku spoczywa na producentach, importerach i dalszych użytkownikach: to oni muszą zapewnić prowadzenie przez siebie działań w sposób wykluczający negatywny wpływ substancji chemicznych na ludzkie zdrowie lub środowisko. Dla każdej z tych kategorii podmiotów rozporządzenie przewiduje osobny zestaw obowiązków stosownie do zakresu ich działalności.

Jako że w trakcie szczelinowania hydraulicznego firmy wydobywcze stosują mieszaniny substancji chemicznych, możliwe jest objęcie ich zakresem kategorii dalszych użytkowników takich substancji. Zgodnie z definicją prawną zawartą w REACH „dalszy użytkownik" oznacza osobę fizyczną lub prawną mającą siedzibę na terytorium Wspólnoty i niebędącą producentem ani importerem, która używa substancji chemicznej w jej postaci własnej lub jako składnika preparatu, podczas prowadzonej przez siebie działalności przemysłowej lub innej działalności zawodowej. Dystrybutor ani konsument nie są uważani za dalszych użytkowników (art. 3 ust. 13). Dalsi użytkownicy mają obowiązek stosowania środków kontroli ryzyka w przypadku substancji niebezpiecznych określonych przez dostawcę i przedstawionych w kartach charakterystyki. Mają oni również prawo sami stosować substancje znane producentowi, co może być wtedy zarejestrowane jako zastosowanie zidentyfikowane i ujęte w ocenie bezpieczeństwa chemicznego dostawcy. W tym przypadku muszą oni przedstawić wystarczające informacje pozwalające dostawcy na przygotowanie scenariusza narażenia dla danego zastosowania substancji. Jeśli jednak z przyczyn handlowych wolą nie ujawniać jej stosowania, mogą przeprowadzić swoją własną ocenę bezpieczeństwa chemicznego i poinformować o takim stosowaniu Europejską Agencję Chemikaliów (ECHA)[7]. ECHA może

5 Dz.U. L 396, 30.12.2006 r., s. 1-849.

6 Zob. np. Hansen S.F., Carlsen L., Tickner J.A., *Chemicals regulation and precaution: does REACH really incorporate the precautionary principle* (*Rozporządzenie w sprawie chemikaliów a ostrożność: czy REACH rzeczywiście uwzględnia zasadę ostrożności*), Environmental Science and Policy, t. 10, nr 5, sierpień 2007 r., s. 395-404.

7 Zob. *Guidance for downstream users. Guidance for the implementation of REACH* (*Wytyczne dla dalszych użytkowników. Wytyczne w sprawie*

dokonać przeglądu dokumentacji rejestracyjnych przedłożonych przez podmioty branżowe dotyczących chemikaliów stosowanych w procesie szczelinowania hydraulicznego i zweryfikować zalecane środki kontroli ryzyka proponowane przez rejestrujących dla poszczególnych zastosowań. Zgodnie z zasadą „brak danych, brak obrotu" w przypadku braku rejestracji wstępnej substancji lub jej konkretnego zastosowania nie można jej ani wprowadzać do obrotu ani też stosować.

Dodatkowo w odniesieniu do pewnych substancji rakotwórczych, mutagennych lub działających szkodliwie na rozrodczość (tak zwanych substancji CMR) zezwolenie na stosowanie lub wprowadzenie do obrotu zostanie udzielone jedynie, gdy wnioskodawca jest w stanie wykazać, że zagrożenia wynikające z przedmiotowego zastosowania mogą być odpowiednio kontrolowane. Dodatkowo REACH dopuszcza ograniczenie stosowania pewnych substancji lub wprowadzania ich do obrotu. W tym celu konieczne jest wykazanie, że dana substancja stanowi zagrożenie dla ludzkiego zdrowia lub środowiska. Jeśli ryzyko to jest niedopuszczalne i konieczne jest zajęcie się nim na szczeblu Wspólnoty, w procedurze komitetowej mogą zostać wprowadzone nowe ograniczenia lub zmiany istniejących ograniczeń. W przypadku braku odpowiedniej kontroli ryzyka i konieczności zajęcia się nim przygotowywana jest dokumentacja zgodna z wymogami REACH.

Wreszcie warto odnotować, iż mimo że REACH zapewnia kompleksowy system regulacji na szczeblu UE, to same państwa członkowskie ponoszą odpowiedzialność za wykonanie rozporządzenia i wdrażanie kar za nieprzestrzeganie przepisów (art. 126). Podział tych kompetencji pomiędzy organy europejskie i krajowe potencjalnie może prowadzić do napięć wynikających ze stosowanych polityk regulacyjnych.

Weryfikacja dokumentacji rejestracyjnych przedłożonych przez podmioty sektora dotyczących chemikaliów stosowanych w procesie szczelinowania hydraulicznego będzie miała doniosłe znaczenie dla kwestii konieczności dostosowania przepisów prawa UE do produkcji gazu niekonwencjonalnego. Jeśli w dokumentacjach tych wspominać się już będzie o ich stosowaniu w działalności dotyczącej gazu niekonwencjonalnego, a zalecane środki kontroli ryzyka proponowane przez rejestrującego będą zadowalające (zob. podrozdział *Ostatnie wydarzenia* poniżej), nie będzie konieczności podejmowania żadnych dalszych kroków na mocy REACH.

Prawodawstwo dotyczące różnorodności biologicznej

Dyrektywa ptasia

Dyrektywa 2009/147/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa[8] (ujednolicona wersja dyrektywy 79/409/EWG, ze zmianami) tworzy kompleksowy schemat ochrony wszystkich gatunków dzikiego ptac-

wdrażania REACH), Europejska Agencja Chemikaliów, styczeń 2008 r.

8 Dz.U. L 20, 26.01.2010 r., s. 7.

twa naturalnie występujących w Unii. Dyrektywa przewiduje, że gatunki chronione podlegają specjalnym środkom ochrony dotyczącym ich naturalnego siedliska w celu zapewnienia im przetrwania oraz reprodukcji na obszarze ich występowania. W dyrektywie podkreśla się, iż utworzenie obszarów chronionych stanowi jeden z głównych środków osiągnięcia tego celu. Z tego powodu państwa członkowskie mają ustanowić spójną sieć obszarów specjalnej ochrony (OSO) obejmującą wszystkie najwłaściwsze obszary ochrony chronionych gatunków ptactwa[9]. W odniesieniu do tych obszarów państwa członkowskie są zobowiązane do unikania powstawania zanieczyszczenia lub pogorszenia warunków naturalnych siedlisk lub jakichkolwiek zakłóceń wpływających na ptactwo (art. 5).

Dyrektywa siedliskowa

Cel dyrektywy Rady 92/43/EWG w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory[10] stanowi uzupełnienie celu dyrektywy ptasiej. W szczególności, dyrektywa siedliskowa przewiduje ustanowienie specjalnych obszarów ochrony (SOO) odgrywających rolę równoległą do OSO na mocy dyrektywy ptasiej, jednak w odniesieniu do naturalnych siedlisk i populacji gatunków dzikiej fauny i flory. OSO i SOO tworzą wspólnie sieć obszarów chronionych Natura 2000. W odróżnieniu od OSO SOO wyznaczają nie tylko państwa członkowskie; ich ustanowienie jest wynikiem bardziej złożonego procesu. Najpierw każde państwo członkowskie sporządza wykaz najlepszych obszarów fauny i flory obejmujących siedliska i gatunki wymienione w dyrektywie siedliskowej. Następnie wykaz ten przekazują Komisji, która dokonuje jego oceny oraz wyboru obszarów, które mają otrzymać status SOO.

Ponieważ do eksploatacji gazu niekonwencjonalnego potrzeba znacznie więcej gruntów niż ma to miejsce w przypadku gazu konwencjonalnego, dyrektywa ptasia i dyrektywa siedliskowa mogą prowadzić do uniemożliwienia operatorom dostępu do niektórych zasobów poprzez uniemożliwianie im dostępu do części terenu.

Prawodawstwo dotyczące odpadów z przemysłu wydobywczego

Dyrektywa o odpadach z przemysłu wydobywczego

Większość aktów ustawodawczych mających zastosowanie względem produkcji gazu niekonwencjonalnego dotyczy wydobycia zasobu oraz działań je poprzedzających. Inaczej jest w przypadku dyrektywy 2006/21/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 marca 2006 r. w sprawie gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego[11] (dyrektywy o odpadach z przemysłu wydobywczego), która reguluje operacje procesora końcowego. Dyrektywa o odpadach z przemysłu wydobywczego przewiduje obowiązek gospodarowania odpadami pochodzącymi z przemysłu wydobywczego w wyspecjalizowanych obiektach unieszkodliwiania takich odpadów oraz zgodnie z konkretnymi zasadami (kryterium najlepszych dostępnych technik). Poza spełnieniem wielu wymogów w zakresie bezpieczeństwa

9 Od roku 1994 OSO stanowią element sieci Natura 2000 (zob. dalej).

10 Dz.U. L 206, 22.07.1992 r., s.7.

11 Dz.U. L 102, 11.04.2006 r., s. 15.

operatorzy obiektów unieszkodliwiania odpadów muszą przedstawić gwarancję finansową zapewniającą istnienie i dostępność środków na przywrócenie miejsca prowadzenia działalności do stanu poprzedniego po zakończeniu działalności obiektu. Mimo że producent gazu nie musi sam zapewnić wszystkich środków dotyczących ustanowienia i prowadzenia obiektu, ani też przywrócić miejsce prowadzenia działalności do stanu poprzedniego po zamknięciu obiektu, to najczęściej usługi takie świadczą podmioty zewnętrzne, i wiąże się to z zasadniczymi nakładami zwiększającymi ogólne koszty ponoszone przez producentów gazu.

Inne prawodawstwo

Dyrektywa w sprawie oceny oddziaływania na środowisko (EIA)
Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego, wykorzystując metodę szczelinowania hydraulicznego,jest przedsięwzięciem, które zapewne może mieć wpływ na środowisko. Wszelka ingerencja w naturalne otoczenie i krajobraz, w tym ta obejmująca wydobycie zasobów mineralnych, podlega zakresowi dyrektywy Rady 85/337/EWG z dnia 27 czerwca 1985 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne[12] (dyrektywa EIA).

Celem przedmiotowej regulacji jest zapewnienie w przypadku przedsięwzięć mogących mieć istoty wpływ na środowisko, (między innymi poprzez swój charakter, wielkość lub miejsce), procedury oceny tego wpływu, gwarantującej odpowiednie uwzględnienie konsekwencji dla środowiska przed podjęciem decyzji pozwalającej wykonawcy na rozpoczęcie przedsięwzięcia przez właściwą władzę lub właściwe władze.

W dyrektywie wprowadza się rozróżnienie na dwie kategorie przedsięwzięć, w przypadku których wykonawca ma obowiązek przeprowadzenia EIA. Pierwsza z nich obejmuje przedsięwzięcia uznawane za mające znaczny wpływ na środowisko i jako takie wymagające obowiązkowej EIA (art. 4 ust. 1). Przedsięwzięcia takie wymieniono w załączniku I do dyrektywy. W punkcie 14 przedmiotowego załącznika poczyniono odniesienie do wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego dla celów komercyjnych, gdzie wydobyta ilość surowca przekracza 500 ton na dobę w przypadku ropy naftowej i 500 tysięcy metrów sześciennych na dobę w przypadku gazu. Dlatego też wszelkie przedsięwzięcia w zakresie eksploatacji gazu niekonwencjonalnego, w ramach których może dojść do wydobycia zasobu ponad limit określony powyżej musi podlegać procedurze EIA. Drugą kategorię przedsięwzięć stanowią te, które nie przekraczają takiego progu wydobycia oraz inne przedsięwzięcia wymienione w załączniku II. W ich przypadku procedura EIA nie jest obowiązkowa; państwa członkowskie mogą albo rozpatrzyć indywidualnie, czy dane przedsięwzięcie powinien podlegać procedurze EIA czy też nie, albo określić progi lub kryteria celem zakwalifikowania przedsięwzięć do objęcia ich procedurą EIA (art. 4 ust. 2).

12 Dz.U. L 175, 05.07.1985 r., s. 40.

Procedura przewidziana w EIA obejmuje kilka etapów. W ramach pierwszego z nich wykonawca ma obowiązek przedstawić właściwym władzom szczegółową dokumentację przedsięwzięcia obejmującą w szczególności:

- opis przedsięwzięcia zawierający informacje o miejscu, projekcie i wielkości przedsięwzięcia;
- opis środków przewidzianych w celu uniknięcia, zmniejszenia i jeśli to możliwe, naprawienia poważnych niekorzystnych skutków;
- dane wymagane do rozpoznania i oszacowania głównych zmian, które mogą być spowodowane w środowisku przez to przedsięwzięcie;
- zarys głównych alternatywnych rozwiązań rozpatrzonych przez wykonawcę, włącznie ze wskazaniem głównych powodów dokonanego przez niego wyboru, uwzględniającego skutki środowiskowe;
- podsumowanie w języku nietechnicznym informacji wymienionych powyżej.

Po przedłożeniu przez wykonawcę wymaganych informacji następują konsultacje z właściwymi władzami i społeczeństwem (art. 6). Dodatkowo, jeśli istnieje prawdopodobieństwo, że przedsięwzięcie będzie znacząco oddziaływać na środowisko w innym państwie członkowskim, zaprasza się to państwo członkowskie do udziału w procesie decyzyjnym (art. 7).

Opracowując procedurę zezwolenia na inwestycję właściwa władza musi uwzględnić wyniki konsultacji oraz informacje zebrane w trakcie procedury EIA (art. 8). Właściwa władza lub władze informują o podjęciu decyzji w sprawie udzielenia lub odmowy zezwolenia na inwestycję ogół zainteresowanych i inne państwa członkowskie, jeśli odbyły się nimi konsultacje dotyczące transgranicznego wpływu przedsięwzięcia. W szczególności właściwa władza informuje ogół społeczeństwa o treści przedmiotowej decyzji oraz związanych z nią warunkach, głównych przyczynach i uwarunkowaniach, na których decyzja jest oparta, w tym podaje informacje na temat procesu udziału społeczeństwa, jak również opis, gdzie jest to konieczne, głównych środków przewidzianych w celu uniknięcia, zmniejszenia i jeśli to możliwe, naprawienia poważnych niekorzystnych skutków (art. 9).

Wreszcie państwo członkowskie musi zapewnić, by zainteresowani obywatele mieli dostęp do procedury odwoławczej przed sądem lub innym niezależnym i bezstronnym organem ustanowionym prawem w celu podważenia legalności takich decyzji pod względem materialnym lub formalnym (art. 10a).

Choć procedura EIA gwarantuje właściwe uwzględnienie wszystkich uwag społeczeństwa w sprawach dotyczących środowiska, z powodu swej złożoności i potencjalnie dużej liczby uczestników, a w rezultacie czasu i kosztów koniecznych do zajęcia się takimi uwagami, może stanowić ona istotną przeszkodę dla operatorów realizujących przedsięwzięcia w zakresie gazu niekonwencjonalnego.

Prawodawstwo wdrażające Konwencję z Aarhus

W odniesieniu do udziału społeczeństwa w podejmowaniu decyzji w sprawach dotyczących środowiska dyrektywę EIA uzupełnia kolejny zestaw unijnych aktów prawnych wdrażających Konwencję Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ o dostępie do informacji, udziale społeczeństwa w podejmowaniu decyzji oraz dostępie do sprawiedliwości w sprawach dotyczących środowiska z dnia 25 czerwca 1998 r., lepiej znaną pod nazwą Konwencja z Aarhus. Prawa ustanowione na mocy konwencji można podzielić na trzy kategorie:

- prawo dostępu do informacji w sprawach dotyczących środowiska, tj. prawo otrzymywania informacji w sprawach dotyczących środowiska posiadanych przez władze publiczne;
- prawo udziału społeczeństwa w podejmowaniu decyzji w sprawach dotyczących środowiska, co oznacza, że władze publiczne powinny zapewnić umożliwienie obywatelom, których one dotyczą, zgłaszanie uwag do propozycji przedsięwzięć mogących mieć wpływ na środowisko i właściwe uwzględnienie tych uwag w procesie podejmowania decyzji;
- prawo dostępu do sprawiedliwości, tj. prawo do procedur odwoławczych oraz odwoływania się od decyzji władz publicznych podjętych bez poszanowania dwóch praw określonych powyżej lub ogólnie prawa środowiskowego.

Pierwsze dwa filary Konwencji z Aarhus do prawa UE wdrażają odpowiednio dyrektywa 2003/4/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 28 stycznia 2003 r. w sprawie publicznego dostępu do informacji dotyczących środowiska i uchylająca dyrektywę Rady 90/313/EWG[13] oraz dyrektywa 2003/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 maja 2003 r. przewidująca udział społeczeństwa w odniesieniu do sporządzania niektórych planów i programów w zakresie środowiska oraz zmieniająca w odniesieniu do udziału społeczeństwa i dostępu do wymiaru sprawiedliwości dyrektywy Rady 85/337/EWG i 96/61/WE[14]. Ostatni element tego zestawu stanowi rozporządzenie (WE) 1367/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie zastosowania postanowień Konwencji z Aarhus o dostępie do informacji, udziale społeczeństwa w podejmowaniu decyzji oraz dostępie do sprawiedliwości w sprawach dotyczących środowiska do instytucji i organów Wspólnoty[15] obejmujące zagadnienia dotyczące wszystkich trzech filarów.

Wpływ prawodawstwa UE wdrażającego Konwencję z Aarhus na przedsięwzięcia związane z eksploatacją gazu niekonwencjonalnego jest podobny do wpływu dyrektywy EIA. Prawa przyznane społeczeństwu stanowią zabezpieczenie ochrony środowiska. Zajęcie się przez operatorów w obszarze gazu niekonwencjonalnego problemami środowiskowymi wymagać będzie jednak poniesienia przez nich pewnych kosztów. Rolą władz publicznych jest znalezienie równowagi pomiędzy tymi dwoma sprzecznymi interesami.

13 Dz.U. L 41, 14.02.2003 r., s. 26.
14 Dz.U. L 156, 25.06.2003 r., s. 17.
15 Dz.U. L 264, 25.09.2006 r., s. 13.

Ostatnie wydarzenia

Wzrost zainteresowania przemysłu eksploatacją gazu niekonwencjonalnego w Europie zmusza instytucje UE do ponownej oceny jej znaczenia dla polityk UE w dwóch obszarach, tj. ochrony środowiska i bezpieczeństwa dostaw energii. W odniesieniu do drugiego z wymienionych obszarów zdecydowanie należy wskazać, iż konkluzje Rady Europejskiej z dnia 4 lutego 2011 r. zawierają następujące zdanie: „By dalej wzmacniać bezpieczeństwo dostaw, należy ocenić potencjał Europy w zakresie zrównoważonego wydobycia oraz wykorzystania konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (gaz łupkowy i olej łupkowy) zasobów paliw kopalnych"[16].

Co do obszaru ochrony środowiska, podejmując pierwszy krok w tym względzie Komisja Europejska zwróciła się z wnioskiem do Europejskiej Agencji Chemikaliów o dokonanie przeglądu „dokumentacji rejestracyjnych przedłożonych przez podmioty sektora w związku z szeregiem chemikaliów powszechnie stosowanych w szczelinowaniu hydraulicznym celem określenia, czy w przedmiotowych dokumentacjach wspomina się o ich użyciu w działalności związanej z gazem niekonwencjonalnym oraz dokonania oceny zalecanych środków kontroli ryzyka proponowanych przez podmiot(y) rejestrujący(e) dla takiego stosowania"[17]. Po otrzymaniu sprawozdania ECHA Komisja zamierza zdecydować, czy konieczne jest podejmowanie przez nią jakichkolwiek dalszych działań[18].

Wnioski

Celem niniejszego artykułu było wskazanie i dokonanie przeglądu głównych aktów ustawodawczych mogących oddziaływać na potencjalną eksploatację gazu niekonwencjonalnego w UE. Wykazano, iż chociaż nie istnieje żadne konkretne uregulowanie prawne poświęcone właśnie tej metodzie wydobycia gazu ziemnego, jest ona już szeroko regulowana, w szczególności w odniesieniu do ochrony środowiska. Jak następnie pokazano, w większości istotnych unijnych uregulowań prawnych stosuje się mechanizmy elastyczne (zob. dyrektywa EIA lub rozporządzenie REACH), stąd też celem odpowiedniego ich dostosowania do produkcji gazu niekonwencjonalnego nie byłoby konieczne wprowadzanie w nich konkretnych zmian. Ponadto jest mało prawdopodobne, iż powstanie jakiekolwiek prawodawstwo przyjęte specjalnie w celu ograniczenia produkcji gazu niekonwencjonalnego (tj. tymczasowe moratorium), gdyż działanie takie uznano by za wpływające na wybór państwa członkowskiego między różnymi źródłami energii i ogólną strukturę jego zaopatrzenia w energię i jako takie wymagałoby ono jednomyślności w Radzie.

Dodatkowo, jednym z najbardziej oczywistych wniosków jest, że niemal całe odnośne prawodawstwo UE ma na celu ochronę środowiska. Wskazuje to na brak równowagi – jak

16 Rada Europejska, *Konkluzje*, EUCO 2/1/11, 04.02.2011 r., ust. 7.

17 Odpowiedź na pytanie parlamentarne udzielona przez komisarza Janeza Potočnika w imieniu Komisji, P m3004342/2011, 09.06.2011 r. (dostępna na: http://www.europarl.europa.eu/sides/getAllAnswers.do?reference=P-2011-004342&language=EL).

18 *Ibidem*.

wspomniano na wstępie artykułu – pomiędzy argumentami podkreślającymi wpływ produkcji gazu niekonwencjonalnego na środowisko oraz tymi podkreślającymi aspekt bezpieczeństwa dostaw. Ten ostatni podjęto jedynie na szczeblu politycznym (zob. podrozdział *Ostatnie wydarzenia*) nie dokonano zaś jeszcze jego przełożenia do prawa. Należy nadal obserwować kwestię napięcia pomiędzy tymi dwoma wymienionymi koncepcjami, gdyż debata na temat produkcji gazu niekonwencjonalnego może przynieść w tej materii coś nowego.

Oryginalny tekst został napisany w języku angielskim, zaś wersja polska stanowi jego przekład.

8. Europejskie złoża gazu niekonwencjonalnego jako alternatywa wobec gazowej zależności od Rosji

Alan Riley

Gaz niekonwencjonalny, a w szczególności gaz łupkowy, istotnie jest dla Europy szansą na osiągnięcie znaczącego bezpieczeństwa dostaw energii, jednakże osiagnięcie tego stanu wymagało będzie sporej determinacji i wysiłku. Jednym z warunków koniecznych do osiągnięcia tego celu jest dokonanie faktycznej liberalizacji rynku gazu, zarówno w wymiarze zapewnienia odpowiedniej infrastruktury, jak i ram prawnych dotyczących nieskrępowanego dostępu do tego rynku. Ponadto unijna polityka energetyczno-klimatyczna będzie musiała zostać przebudowana tak aby uwzględnienić możliwość włączenia gazu w startegię szybkiego ograniczenia emisji CO_2.

Powzięcie wyżej wymienionych kroków przyczyni się do zmniejszenia zależności od dostaw gazu z Rosji oraz ograniczy rynkowe i polityczne wpływy Gazpromu i Federacji Rosyjskiej w unijnych krajach Europy Środkowo-Wschodniej i Krajach Bałtyckich.

Niedawny raport Cambridge Energy Research Associate (CERA) szacuje złoża gazu łupkowego w Europie na 173 bln m^3. Łatwo można więc dojść do wniosku, że oto rozwiązane zostały problemy bezpieczeństwa energetycznego Europy. Potrzebujemy jedynie rozwinąć wydobycie własnych złóż, by wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej mogły cieszyć się niekończącymi się dostawami gazu. Problemy z zależnością energetyczną od Gazpromu, przerwy w dostawie gazu czy jego wysokie ceny przestaną być dla nas zmartwieniem. W rzeczywistości jednak należy pohamować entuzjazm. Przede wszystkim, wysokie dane dotyczące gazu wymieniane w raporcie CERA dotyczą „zasobów łupków", a nie gotowych do komercyjnego wykorzystania złóż, które prawdopodobnie są dużo mniejsze. Niemniej jednak, nawet możliwość wydobycia 10% z szacowanych zasobów, tj. 17 bln m^3 byłaby dla UE ogromnym wkładem w zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Po drugie, jest jeszcze znacząca ilość przeszkód, innych niż te natury geologicznej, związanych ze skalą usług w sektorze budowlanym potrzebnych do rozwoju wydobycia gazu łupkowego, po licencjonowanie wydobycia, jego koszty i wreszcie zagadnienia związane z ochroną środowiska.

Zależność od Rosji: mit czy rzeczywistość?

Do momentu sporu na linii Gazprom-Ukraina w styczniu 2009 r., większość mieszkańców Europy Zachodniej nie rozumiała, o co cały ten hałas. Nawet w latach 80-tych XX w., czyli w szczytowym momencie napięć zimnowojennych, Rosja jawiła się jako wiarygodny i bezproblemowy dostawca gazu do Europy. Wbrew temu przekonaniu, wizerunek tego kraju jako rzetelnego dostawcy był zawsze mitem, zależnym w dużej mierze od tego, o którą „Europę" chodziło – Europę 15 czy 27 krajów? Z punktu widzenia całej Europy, Rosji jednak wiele brakowało do bycia wiarygodnym dostawcą energii. Publikacja przygotowana przez szwedzką Agencję Badania Obronności (*Swedish Defence Research Agency*) dokumentuje ponad 40 przerw w dostawach energii (najczęściej gazu, czasem ropy)[1] w latach 1991-2004, które motywowane były politycznie.

Dominacja rynkowa Gazpromu efektywnie wzmacnia możliwość odcinania krajom EŚW dostaw gazu. Wpływy te rozciągają się od Krajów Bałtyckich, tzw. wysp gazowych, po resztę krajów regionu EŚW, które pozostają w silnej zależności od dostaw gazu ze Wschodu. Kraje Bałtyckie, Słowacja i Bułgaria pokrywają 100% swojego zapotrzebowania na gaz z dostaw Gazpromu. W Rumunii i Czechach dostawy rosyjskiego koncernu pokrywają ponad 70% zapotrzebowania, a na Węgrzech, Słowenii i w Polsce ponad 60%[2]. Teoretycznie kraje te mogłyby zdecydować o zaspokojeniu potrzeb importowych z innych alternatywnych źródeł gazu, jednak w związku z tym, że większość systemów przesyłowych gazu w Europie znajduje się na osi Wschód-Zachód, zmiana źródeł gazu nie jest sprawą prostą. Do niedawna jeszcze nie istniała żadna możliwość przesyłania gazu z Zachodu na Wschód. Ponadto region ten posiadał bardzo niewiele alternatywnych dostawców gazu wobec Gazpromu.

Innym wyjściem byłaby zmiana nośnika energii[3]. Najtańszą opcją jest węgiel, jednakże ma on wysokie koszty emisji CO_2. i uniemożliwiałby krajom UE osiągnięcie jakichkolwiek unijnych celów redukcji. Z kolei energia atomowa jest niezwykle kosztowna, a proces uruchomienia produkcji energii długotrwały. Odnawialne źródła energii zapewniają jedynie niewielką część całości potrzebnej energii i nie są w stanie zaspokoić popytu podstawowego. W przypadku energii wiatrowej konieczna jest budowa elektrowni gazowych w celu bilansowania energii

1 Larsson L. R., *Russian Energy Policy: Security Dimensions and Russia's Reliability as an Energy Supplier*, Swedish Defence Research Agency, Sztokholm 2006, s.14.

2 Liuhto K., *The EU Needs a Common Energy Policy-Not Separate Solutions by its Member States*, Econpapers (2009)22.

3 Pierre Noel argumentuje, że na gaz należy patrzeć w kontekście wydobycia innych źródeł energii. Oczywiście poprawne jest stwierdzenie, że kraje takie jak Polska mają znacznie większe poczucie bezpieczeństwa w związku z faktem, że gaz nie stanowi głównej składowej w zestawieniu nośników energii, ale argument ten omija problemy ze zmianą paliwa zabezpieczającego popyt podstawowy. Biorąc pod uwagę unijną politykę ograniczania emisji CO_2 w połączeniu z kosztami, opóźnieniami i politycznymi trudnościami związanymi z wprowadzeniem energii atomowej, zamiana gazu na inne nośniki energii staje się coraz bardziej skomplikowana. Wymienione trudności wzmacniają zależność danego kraju od Rosji, nawet jeśli dostarcza ona tylko jakiś procent używanego przez taki kraj gazu, a oprócz tego korzysta on w dużej mierze z węgla i energii atomowej. Zależność ta jest dodatkowo wzmacniana brakiem innych dostawców w regionie EŚW i w Krajach Bałtyckich. W celu znalezienia kontrargumentów, patrz Noel P., *Beyond Dependence: How to Deal with Russian Gas*, ECFR, Londyn 2008.

w systemie elektroenergetycznym. Taka sytuacja daje Gazpromowi zarówno znaczącą siłę rynkową, jak i przewagę polityczną w całym regionie, czego jak dotąd zbyt wielu polityków na Zachodzie Europy nie zdążyło właściwie ocenić.

Ważnym elementem politycznej rzeczywistości w kontekście ograniczeń dostaw energii jest fakt, że nie muszą one być wcale regularnym procederem, aby kraj-dostawca uzyskał poważny wpływ na pozostające w zależności od niego kraje. W wyniku takiej sytuacji kraje-klienci pozostają w cieniu zagrożenia potencjalnego odcięcia źródeł energii. Rządy krajów znajdujących się w takiej sytuacji, widzą w tego typu zależności czynnik efektywnie ograniczający możliwości ich politycznych działań. Do niedawna sytuację łagodził brak alternatywy w kwestii uzyskania przez rosyjski koncern dostępu do atrakcyjnych rynków Europy Zachodniej z pominięciem krajów EŚW. To minimalizowało wpływ Rosji na kraje regionu EŚW. Niestety budowa Nord Stream stworzyła możliwość bezpośredniego dostępu do rynku poprzez Morze Bałtyckie do Niemiec i ponownie wzmocniła zagrożenie przerwami w dostawach gazu, które będzie można przeprowadzać już bez zagrożenia dla dostaw do Europy Zachodniej.

Do niedawna dyskusyjnym było dokończenie budowy Nord Stream. Mimo że finalizacja pierwszego etapu budowy Nord Stream, zapewniająca zdolności przesyłowe na poziomie 27,5 mld m^3, była zaplanowana przed 2012 r., to otwartym pytaniem pozostawało czy drugi etap budowy, umożliwiający transfer dalszych 27 mld m^3, będzie kiedykolwiek zrealizowany. Niedokończony projekt gazociągu miałby niewątpliwie mniej negatywny wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu w regionie EŚW. Niestety jednak ostatnie decyzje rządu niemieckiego dotyczące zamknięcia do roku 2022 wszystkich znajdujących się na terenie kraju elektrowni atomowych, prawdopodobnie wzmocnią zależność Niemiec od Rosji i skutecznie ograniczą niemieckie wsparcie dla działań zmierzających do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego w regionie EŚW. Zaowocuje to zapewne ukończeniem gazociągu Nord Stream o pełnych możliwościach przesyłu 55 mld m^3 gazu do 2013-2014 r. Prace Gazpromu nad budową gazociągu South Stream może ponadto przyspieszyć chęć zdobycia rynku niemieckiego przed datą zamknięcia tamtejszych elektrowni atomowych.

W świetle tego można śmiało stwierdzić, że obecnie zależność krajów EŚW od rosyjskiego gazu zamiast maleć – wzrasta. Niemieckie zapotrzebowanie w związku z zastąpieniem elektrowni atomowych energią gazową prawdopodobnie przyczyni się do konstrukcji większej ilości gazociągów omijających EŚW i umożliwiających bezpośredni transfer surowca rosyjskiego do Niemiec, co z kolei sprawi, że kraje, które gazociąg omija będą bardziej narażone na rosyjskie wpływy.

W kwestii uzależnienia EŚW i Niemiec od dostaw gazu z Rosji otwarte pozostaje jeszcze jedno pytanie: czy Gazprom posiada faktyczną zdolność do zapewnienia odpowiednich ilości gazu, skoro największe złoża koncernu, Nadym Pur Taz, wyczerpują się. Ostatnie badania wykazują, że poziom inwestycji w nowe złoża jest niewystarczający by zastąpić produkcją z tych złóż

dotychczasową zdolność produkcyjną złóż wyczerpujących się[4]. Można mieć nadzieję, że wzrastające w Rosji ceny gazu oraz lepsza wydajność pozwolą zachować stały poziom dostaw przeznaczonych na eksport. Nadzieje te mogą jednak z dużym prawdopodobieństwem okazać się płonne, gdyż wobec zbliżających się wyborów parlamentarnych i prezydenckich reforma dotycząca cen gazu utknęła w martwym punkcie.

Nadzieje związane z gazem niekonwencjonalnym

Wizja możliwości wykorzystania własnych, sporych zasobów gazu niekonwencjonalnego w Europie jest bardzo obiecująca – szczególnie w kontekście obecnej i ciągle wzrastającej, w związku z budową Gazociągu Północnego oraz niemiecką rezygnacją z energii atomowej, zależności gazowej od Rosji, a także w świetle zagrożenia nagłymi ograniczeniami dostaw oraz pogłębiającego się deficytu gazu w Rosji. Historia nagłego pojawienia się gazu niekonwencjonalnego na rynku amerykańskim jest już wszystkim na tyle znana, że nie wymaga ponownego przytaczania. Dość powiedzieć, że w 2009 r. Stany Zjednoczone zdetronizowały Rosję i zajęły jej miejsce jako światowy lider w produkcji gazu, a złoża gazu niekonwencjonalnego szacowane są na 90 bln m^3 [5]. Rozwój wydobycia gazu niekonwencjonalnego w USA miał ogromny wpływ na Europę odkąd zmiany kierunku dostaw LNG z USA do Europy zaowocowały spadkiem cen gazu na europejskich rynkach spot (o czym więcej w rozdziale 5). W efekcie, aby utrzymać swój udział w rynku, Gazprom zmuszony został do obniżenia cen gazu dla niektórych ze swoich europejskich klientów.

Wpływ LNG wzrasta również z powodu zakontraktowanych inwestycji w sektor produkcji skroplonego gazu ziemnego, które zwiększą produkcję LNG z 240 mld m^3 w 2008 r. do 410 mld m^3 w 2014 r[6].

W związku z ekonomiczną opłacalnością sprzedaży LNG na rynek europejski, na którym utrzymują się wysokie ceny gazu ziemnego, spodziewać się można dalszego rozwoju produkcji LNG. Niedawno władze amerykańskie wydały oficjalne zezwolenie na eksport gazu łupkowego w postaci LNG i rzeczywiście gaz łupkowy w tej postaci został już dwa razy zaimportowany na rynek brytyjski[7]. Biorąc pod uwagę różnice w zyskach ze sprzedaży taniego gazu amerykańskiego, a drogiego gazu europejskiego, eksport LNG z łupków z USA na rynek europejski ma szansę na spory wzrost w latach 2015-2020.

W związku z powyższym nawet bez rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w UE, gaz ten będzie miał znaczący wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kontynentu. W tym kontekście w najgorszym wypadku, kiedy nie dojdzie do rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie, spodziewać się można wzrostu rywalizacji o rynek europejski między tradycyjnymi

4 Abdulkarim R., *The EU Natural Gas Supply and the Possible Russian Gas Shortage*, Muller 2010.
5 *Ibidem.*
6 *World Energy Outlook*, EIA, Paryż, 2009.
7 *First LNG Cargo from US to UK in 50 Years arrives at Grain LNG*, Platts, Londyn 2010.

dostawcami LNG, LNG z łupków i operatorami gazociągów dostarczających gaz konwencjonalny. Wtedy cała Europa będzie miała do czynienia ze znaczącą płynnością na rynku energetycznym, która dodatkowo wynikać będzie z różnorodności źródeł surowca, co z kolei spełniać będzie Churchillowskie standardy bezpieczeństwa energetycznego[8].

Jednak tym, co jeszcze bardziej wzmocni europejskie bezpieczeństwo energetyczne, będzie możliwość wykorzystania własnych pokaźnych zasobów gazu niekonwencjonalnego. Niedawne obszerne badania CERA pokazują, że Europa posiada złoża rzędu 173 bln m^3 (inne szacunki przedstawiono także w rozdziale 2), są to jednak wielkości zasobów geologicznych, a nie zasobów wydobywalnych gazu. Niemniej jednak, możliwość wydobycia nawet 10% tych zasobów geologicznych oznacza ogromną zmianę dla europejskiego bezpieczeństwa w zakresie dostaw gazu. Według szacunków CERA, do 2025 r. poziom produkcji gazu w Europie powinien kształtować się na poziomie 60-200 mld m^3 [9]. Warto jednocześnie zauważyć, że owe 10% europejskich zasobów geologicznych gazu stanowi 1/3 całych rezerw gazu w Rosji (47 bln m^3). Co więcej, w przeciwieństwie do gazu rosyjskiego, gaz ten znajduje się w granicach europejskiego rynku zbytu. W konsekwencji, gdy tylko Europa zdoła rozwinąć wydobycie gazu niekonwencjonalnego i odpowiednio opanuje jego koszty, będzie on stanowił silną konkurencję zarówno dla gazu rosyjskiego, transportowanego z dalekiej Syberii, jak i dla LNG.

Ważnym jest też, by zdawać sobie sprawę, że, mimo iż gaz niekonwencjonalny miał wpływ na rynek europejski poprzez zmianę kierunku dostaw LNG, produkcja gazu łupkowego w Europie na jakąkolwiek skalę zajmie przynajmniej kilka lat. Pomimo wielkich dyskusji na temat europejskiego gazu łupkowego, w UE nie sprzedano jeszcze ani jednej cząsteczki gazu, który pochodziłby z Europy. Ważne też by zdawać sobie sprawę z dwóch głównych przeszkód stojących na drodze gazu łupkowego jako znaczącej alternatywy dla zależności od rosyjskich dostaw – są nimi stworzenie jednolitego rynku gazu i bariery środowiskowe.

Ukończenie liberalizacji rynku i pytania środowiskowe: przeszkody dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego

Prawna i fizyczna liberalizacja rynku

Na pierwszy rzut oka, tworzeniu jednolitego rynku gazu w Europie wydaje się towarzyszyć pokaźny import LNG i lokalna produkcja gazu łupkowego. Jedną z dotychczasowych przeszkód dla liberalizacji rynku energii w Europie oraz utworzenia jednolitego rynku gazu była ograniczona ilość zasobów gazu. Gaz produkowany był albo przez krajowe przedsiębiorstwo zasiedziałe (*domestic incumbent*), albo importowany był od zagranicznego partnera przedsiębiorstwa zasiedziałego, takiego jak Gazprom, na zasadzie długoletnich kontraktów. W obu

8 *Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone, Hansard*, July 17 1913. Więcej na temat poglądów Churchilla w kwestii bezpieczeństwa energatycznego patrz Yergin D., *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power*, Simon & Schuster, Nowy Jork 1992, s. 134-146.

9 CERA, *op cit.*

przypadkach rynek był w dużym stopniu niedostępny i pozostawiał bardzo niewiele możliwości na handel między granicami. Ponadto w takim układzie żadne z przedsiębiorstw zasiedziałych nie miało motywacji do budowy infrastruktury transgranicznej.

Trzeci pakiet energetyczny oraz postępowania antymonopolowe Komisji Europejskiej wobec firm sektora energetycznego zapoczątkowały ograniczanie wpływów lokalnych przedsiębiorstw zasiedziałych i wymusiły w niektórych przypadkach rozdział własnościowy[10]. Niedającą się tak łatwo usunąć przeszkodą pozostawał jednak brak alternatywnych źródeł gazu. Jeżeli Gazprom nadal zaspokaja większość gazowego zapotrzebowania danego kraju, gdyż nie ma dla niego alternatywy ani infrastrukturalnej, ani w postaci innych złóż, to liberalizacja rynku jako fakt sam w sobie nie zmienia znacząco sytuacji. W istocie liberalizacja, a nawet rozdział własnościowy nie zdołałyby fizycznie otworzyć rynków energii. Prawdą jest, że rozdział własnościowy skłania, jeśli zajdzie potrzeba, do zwiększania zdolności przesyłowych i przeciwdziała podnoszeniu cen lub prostemu ograniczaniu dostaw. Niemniej jednak tam, gdzie nie ma alternatywnych źródeł dostaw gazu i szans na jakiekolwiek dodatkowe dostawy, nawet poddany rozdziałowi własnościowemu właściciel sieci nie będzie inwestował w nowe zdolności przesyłowe.

Dostawy coraz większych ilości LNG oraz perspektywa posiadania znaczących własnych zasobów gazu niekonwencjonalnego dynamicznie zmienia rynek energii. Duże ilości LNG i gazu niekonwencjonalnego często dostępnych w niższej cenie niż surowiec z gazociągu tworzą prawdziwą zachętę dla zwiększenia zdolności przesyłowych. W wyniku krajowej produkcji gazu niekonwencjonalnego możliwa byłaby budowa dodatkowego gazociągu z Polski na rynek niemiecki. Dzięki zainstalowaniu nowych gazociągów poprzez kanał La Manche oraz gazociągów Wschód-Zachód na rynku europejskim podobnie może wzrosnąć przesył LNG na Wyspy Brytyjskie.

Połączenie unijnej liberalizacji z wprowadzeniem zasad antymonopolowych oraz pojawienie się na rynku europejskim dostawców LNG i producentów gazu niekonwencjonalnego dobrze wróżą sprawie europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. Pojawienie się na rynku nowych graczy powinno bowiem zmotywować obecnych dostawców do wsparcia fizycznego ujednoliczenia rynku dzięki stworzeniu nowych transgranicznych połączeń gazowych. Dostawcy LNG i producenci gazu niekonwencjonalnego będą ponadto mieli oparcie w unijnych regulacjach zapewniających im dostęp do rynku. Z kolei przedsiębiorstwa zasiedziałe będą miały świadomość możliwości powołania się przez innych aktorów rynku energetycznego na europejskie zasady liberalizacyjne, ustalane przez KE i Dyrekcję Generalną ds.

10 Zarówno E.ON jak i RWE zmuszone zostały groźbą uruchomienia postępowania przez Dyrekcję Generalną ds. Konkurencji do rozdziału własnościowego i sprzedaży swoich sieci elektrycznych i gazowych. Do dziś w wyniku Sectoral Inquiry w sektorze elektryczno-gazowym z 2005 r. Komisja Europejska wszczęła juz ponad tuzin antymonopolowych postępowań wobec największych operatorów. Postępowania te przyczyniły się skutecznie do otwarcia gazowego rynku europejskiego. Nadal jednak trzeci pakiet zawarty w Dyrektywie 2009/73/EC zezwala DG ds. Konkurencji i DG ds. Energii na dalsze wywieranie wpływu na firmy z sektora poprzez wymaganie rozdziału własnościowego lub sprawowanie dokładnych kontroli.

Konkurencji, z ich kompetencjami do przeprowadzania niezapowiedzianych kontroli w centralach firm, wydawaniem decyzji dotyczących dostępu do rynku czy nakładaniem wysokich grzywien w przypadku utrudniania wejścia na rynek nowym uczestnikom.

To wzajemne oddziaływanie pomiędzy regulacjami unijnymi, dostawcami LNG i producentami gazu niekonwencjonalnego będzie miało bardzo pozytywny wkład w ostateczne utworzenie jednolitego rynku i we wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Europy w zakresie dostaw gazu.

Ten pozytywny scenariusz nie pokazuje jednak pełnego obrazu. Liberalizacja prawna i wprowadzenie zasad otwartego rynku muszą być stosowane z rozwagą, aby zagwarantować sytuację, w której rynek pozostanie otwarty dla nowych dostawców. Jest jednak granica, do której liberalizacja prawna może zapewnić wolny rynek. Aby stworzyć prawdziwie jednolity rynek, na którym dostawcy gazu, włącznie z firmami zajmującymi się LNG i gazem łupkowym, będą mogli swobodnie sprzedawać swój produkt, należy koniecznie zapewnić fizyczną infrastrukturę potrzebną do przesyłu surowca.

W chwili obecnej Europa nie posiada połaczeń międzysystemowych na osi Zachód-Wschód ani Północ-Południe, co praktycznie uniemożliwia działanie jednolitego rynku gazu. Brak infrastruktury okazuje się szczególnie gnębiący dla krajów Europy Środkowo-Wschodniej oraz Krajów Bałtyckich, gdyż rosyjskie gazociągi ze Wschodu na Zachód skutecznie dzielą gazowy rynek UE aż do linii na Odrze i Nysie. Przepływ surowca w gazociągu odbywa się w jednym kierunku, nie ma lub jest niewiele połaczeń międzysystemowych pomiędzy gazociągami oraz nie ma możliwości odwrócenia przepływu gazu.

Po styczniowym konflikcie na linii Ukraina-Rosja z 2009 r., UE zdecydowała się ustanowić Europejski Program Energetyczny na rzecz Naprawy Gospodarczej, z budżetem ok. 1,3 mld EUR, przeznaczonym na utworzenie połaczeń międzysystemowych *(interconnectors*) i odwracania kierunku przepływu gazu w gazociągach (*reverse flow*)[11]. Odniosło to bardzo pozytywny skutek w postaci licznych projektów tego typu na terenie całej Unii i efektywnie przyczyniało się do uelastycznienia i zwiększenia spójności w fizycznej infrastrukturze rynku europejskiego.

Mimo podjętych działań, problem ograniczonej ilości połączeń miedzystemowych pozostaje aktualny jeśli chodzi o kraje członkowskie EŚW, a w szczególności Kraje Bałtyckie – unijne wyspy gazowe. Znacząca zależność od rosyjskich dostaw nie ulegnie zmianie bez względu na to, jak wielkie złoża gazu zidentyfikowane zostaną w Europie, czy też jak bardzo zliberalizowane zostaną w sensie prawnym rynki gazu, jeśli nie zostaną ukończone fizyczne połączenia między systemami gazowymi.

11 Ocena programu dostępna w *Report from the Commission to the Council and the Parliament on the Implementation of the European Energy Programme for Recovery, European Commission, Brussels, Com* (2011) 217 Final.

Realizacja drugiego etapu Europejskiego Programu Energetycznego na rzecz Naprawy Gospodarczej jest potrzebna, aby móc w dużej części zakończyć tworzenie jednolitego rynku gazu. Etap ten winien skupiać się na połączeniu tzw. gazowych wysp bałtyckich z europejską siecią. Co więcej, producenci LNG i gazu łupkowego prawdopodobnie sami będą chcieli inwestować w infrastrukturę w celu lepszego opanowania nowego dla nich rynku. Zasady planowania w krajach członkowskich z jednej strony powinny być solidne i mieć na uwadze środowisko naturalne regionu, z drugiej jednak nie powinny nierozsądnie przyczyniać się do opóźniania realizacji tych projektów. Takie projekty mogą znacznie poprawić bezpieczeństwo dostaw dla poszczególnych państw członkowskich i całej Europy.

Kwestie ekologiczne: uwagi

Kwestie środowiskowe stanowią jedną z poważniejszych politycznych przeszkód dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie. W związku z tym, że kwestie te poruszane są również w innych rozdziałach niniejszej publikacji, w tym miejscu ograniczę się jedynie do trzech uwag.

Po pierwsze, pewnym zagrożeniem dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego mogą być zastrzeżenia środowiskowe. Niemniej jednak, jak zostało to już wskazane powyżej, nawet jeśli sektor gazu niekonwencjonalnego nie będzie rozwijał się w Europie, to i tak nastąpi znaczący napływ LNG na europejski rynkek, co podważy zależność gazową od Rosji.

Po drugie, faktem jest, że argumenty związane z ochroną środowiska naturalnego wywierają w Europie wpływ ogromny i często niekwestionowany[12]. Nie jest to dobre ani dla Europy, ani dla środowiska. Siłę takich argumentów zaobserwować można było we Francji, gdy po prezentacji negatywnego wobec gazu łupkowego filmu *GasLand,* rząd francuski podjął kroki zmierzające do zakazania wydobycia gazu łupkowego. Co ciekawe, panika spowodowana filmem demonizowała nawet dobrze znane i szeroko stosowane w wydobyciu gazu ziemnego techniki odwiertów horyzontalnych czy szczelinowania hydraulicznego, które ma miejsce głęboko pod ziemią, z dala od warstwy wodonośnej oraz samo w sobie nie stanowi zagrożenia. Problematyczne, jak zawsze przy wydobyciu jakiegokolwiek typu gazu czy ropy, jest samo wiercenie. Stąd kluczowe jest zabezpieczenie procesów wiercenia, które człowiek jest w stanie w pełni kontrolować. Idąc śladem Brytyjczyków, procesy te kontrolować można za pomocą specjalnych inspekcji.

Podobnie sprawa ma się z kwestią płynów powiertniczych, które są zjawiskiem dobrze znanym w branży energetycznej i z którymi można poradzić sobie w sposób odpowiadający światowej klasy standardom i nadzorom regulacyjnym[13].

12 Źródłem niepokoju w tym kontekście jest fakt, że przesadzone argumenty ekologów mogą niszcząco wpływać na poparcie opinii publicznej dla kwestii ograniczenia emisji CO_2. Istnieje niebezpieczeństwo, że nieumotywowana podejrzliwość w stosunku do gazu niekonwencjonalnego będzie miała znaczące i szkodliwe skutki dla efektywności działań podejmowanych przez aktywistów w przyszłości.

13 Rzetelny i wyważony opis dyskusji na temat zagrożeń związanych z gazem niekonwencjonalnym patrz *Shale Gas*, Energy & Climate Change Committee, House of Commons, UK Parliament, Westminster 2011.

Na przestrzeni ostatniego roku, sposoby wydobywania gazu niekonwencjonalnego poddawane były fali krytyki oraz analizie w wielu wątpliwej jakości i niezbadanego pochodzenia publikacjach, które cieszyły się dużą popularnością. Argumenty te, których nikt nie zweryfikował, przytaczane były w postulatach zaprzestania rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Przykładem może być raport opublikowany przez Tyndall Centre, w którego wnioskach czytamy, iż wydobywanie gazu niekonwencjonalnego nie ma szans przyczynić się do ograniczenia emisji CO_2 dopóki nie powstanie globalne porozumienie na temat ograniczenia jego emisji[14]. Głównym źródłem energii nadal pozostanie węgiel, a gaz niekonwencjonalny będzie jedynie uzupełnieniem.

Argument ten można jednak łatwo odeprzeć analizując choćby użycie węgla w Wielkiej Brytanii, która importuje 65% używanego w kraju surowca. Przejście na energię wytwarzaną z gazu ograniczyłoby emisję CO_2 o 1/3, zmniejszyłoby import węgla, poprawiło bilans płatniczy kraju, wygenerowało środki z podatku dochodowego oraz nowe miejsca pracy, a przy tym ograniczyło szkodliwe neurotoksyny, w szczególności trującą rtęć nieorganiczną z elektrowni węglowych. Wymienione korzyści odnoszą się do wielu państw świata, jeśli weźmiemy pod uwagę różnorodność miejsc, w których zidentyfikowano obecność gazu łupkowego oraz ilość krajów, które importują węgiel. Tworzą one niewątpliwą zachętę do przerzucenia się z węgla na gaz i obniżenia emisji CO_2, nawet bez ogólnoświatowego programu dotyczącego ograniczenia emisji CO_2.

Zarzuty podobne do przytoczonego powyżej przykładu oraz podobnego pokroju publikacje, powinny być w bardziej otwarty sposób kwestionowane przez firmy energetyczne, administrację publiczną oraz europejskich naukowców. Nie służą one ani bezpieczeństwu energetycznemu Europy, ani środowisku naturalnemu.

Trzecia uwaga odnosi się do potrzeby weryfikacji unijnej polityki energetyczno-klimatycznej, która musi zostać dokonana, jeśli gaz niekonwencjonalny ma istotnie pomóc w zmniejszeniu zależności od rosyjskich dostaw gazu. Europejskie cele energetyczne 20/20/20, zakładające do 2020 r. produkcję 20% energii ze źródeł odnawialnych, mogą skutecznie utrudnić zwiększenie roli gazu. OZE zawsze uważane było za drogą opcję energetyczną, ale w pokryzysowej erze oszczędności i braku kapitału, kwestie produkcji zielonej energii bez jednoczesnego podniesienia cen energii tradycyjnej, a co za tym idzie zepchnięcia milionów Europejczyków na próg energetycznego ubóstwa, pozostają nierozwiązane.

Dla odmiany, wykorzystanie gazu i ograniczenie elektrowni węglowych pozwoliłyby UE szybko zmniejszyć emisję CO_2. Ponadto, jak wskazuje niedawny raport European Gas Advocacy Forum pt. *Making the Green Journey Work,* zwiększenie energii wytwarzanej przez elektrownie gazowe – które obecnie w większości wykorzystują jedynie 45% swoich możliwości – do 65-70%,

14 Wood R. *et al*, *Shale Gas: A Provisional Assessment of Climate Change and Environmental Aspects,* Manchester 2011.

byłoby możliwe bez potrzeby dodatkowych inwestycji[15]. Gdyby zrezygnowano z odpowiadającej temu ilości produkcji opierającej się na węglu, zmniejszyłoby to emisję CO_2 o 200 mln ton i zaoszczędziłoby między 80 a 200 mld EUR.

Taka możliwość ograniczenia emisji CO_2 bez dodatkowych kosztów podkreśla nie tylko rolę, jaką może odegrać gaz, ale również to, w jaki sposób sprawa ta nie została uwzględniona w unijnych strategiach dotyczących zmian klimatu. Rzeczą pilną jest więc przewartościowanie przez instytucje unijne ich podejścia do gazu w kwestii walki ze zmianami klimatycznymi.

Wnioski

Gaz niekonwencjonalny może odegrać zasadniczą rolę w kwestii europejskiej zależności energetycznej od Rosji. Jego obecność jest odczuwalna już teraz poprzez skierowanie na rynek europejski LNG. Obecnie otwiera się szansa, że za 4 do 5 lat będziemy świadkami pojawienia się na rynku europejskim znacznych ilości LNG z gazu łupkowego, jak również rodzimego gazu niekonwencjonalnego. Jednak by gaz ten zaczął stanowić poważną przeciwwagę dla gazu z Rosji, kraje członkowskie UE i sama Unia muszą podjąć szereg kluczowych kroków. Po pierwsze, kraje UE muszą być gotowe na opracowanie solidnego, acz atrakcyjnego systemu zachęt inwestycyjnych dla firm poszukujących i wydobywających gaz niekonwencjonalny. Niedawny raport EIA pokazuje, że na całym świecie zidentyfikowane są duże złoża łupków [16]. Mamy do czynienia z odwrotną niż do niedawna sytuacją – teraz już nie kapitał poszukuje rzadkich złóż gazu, ale to złoża czekają na kapitał, stąd potrzeba atrakcyjnego opodatkowania i systemu licencjonowania. System ten jednocześnie musi być na tyle solidny, by gwarantował najwyższe standardy w kwestiach ochrony środowiska w całej UE i zapewniał pełne przestrzeganie unijnych dyrektyw środowiskowych.

Po drugie, zarówno liberalizacja prawna, jak i ta dotycząca fizycznej infrastruktury muszą być wprowadzone w życie jak najszybciej, by otworzyć europejski rynek energetyczny na nowe źródła i ich eksploatację. KE powinna być zachęcana do wprowadzenia trzeciego pakietu energetycznego w całości, a DG ds. Konkurencji powinna być gotowa do stosowania zasad wolnej konkurencji w całym europejskim sektorze energetycznym bez obaw związanych z faworyzowaniem kogokolwiek. W miejscach, gdzie rynki nie są w stanie zapewnić kluczowej infrastruktury, jak na przykład na bałtyckich „wyspach gazowych", Unia powinna być gotowa wesprzeć ich rozwój, tak by wszystkie kraje członkowskie stały się częścią wspólnej sieci gazowej.

Po trzecie, należy się ustosunkować do spraw środowiskowych. Ruch ekologiczny w Europie obecnie zmierza w kierunku swojego wielkiego upadku poprzez atakowanie tak szeroko stosowanych i wypróbowanych technik jak odwierty poziome czy szczelinowanie hydrauliczne. Aktywiści powinni zrozumieć niebezpieczeństwo, jakie niesie ze sobą podważanie swojej własnej wiarygodności. Rzeczywistym zagrożeniem jest to, że cały zielony ruch nie dostrzega

15 EGAF, *Making the Green Journey Work*, Bruksela 2011, s. 45.

16 *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, EIA, Waszyngton 2011.

prawdziwych ekologicznych aspektów wydobycia gazu łupkowego – jeśli świat będzie miał dostęp do ogromnych źródeł gazu, istnieje istotne niebezpieczeństwo, że popadniemy w „gazowe samozadowolenie" i nigdy nie podejmiemy środków zmierzających do ograniczenia emisji CO_2. To właśnie gazowe samozadowolenie jest prawdziwą „kwestią środowiskową" w odniesieniu do gazu łupkowego.

Do tego dodać należy jeszcze brukselskie elity nalegające na wypełnianie celów pakietu energetyczno-klimatycznego 20/20/20, nawet w świetle kryzysu ekonomicznego i dalszego popadania w energetyczne ubóstwo przez już wyczerpanych ekonomicznie konsumentów. Obecne cele polityki klimatycznej UE powinny zostać dostosowane tak, aby, poprzez gaz, umożliwione było dalsze zdecydowane ograniczenie emisji CO_2 bez ponoszenia nadmiernych kosztów. Jednocześnie należy wdrożyć strategię, która pozwoli Europie na pełną dekarbonizację i niepopadnięcie w „gazowe samozadowolenie". Osiągnięcie tego wymagać będzie prawdopodobnie zwiększenia energetycznej wydajności, uwzględnienia progresywnego podatku węglowego oraz inwestycji w OZE.

Jeżeli Europa podejmie kroki opisane powyżej i zdecyduje się na eksploatację gazu łupkowego, utworzenie otwartego na gaz rynku energetycznego oraz dostosowanie swojej polityki klimatycznej, to gaz niekonwencjonalny będzie w stanie odegrać znaczącą rolę w ograniczeniu uzależnienia od dostaw gazu z Rosji. Co więcej, taka polityka wspierająca gaz pozwoli też Wspólnocie na radykalne zmniejszenie emisji CO_2 przy kosztach znacznie mniejszych niż te, które przewidują obecnie obowiązujące strategie.

9. Rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie z perspektywy Wielkiej Brytanii

Keith Boyfield, Ziwase Ndhlovu

Nowa szansa

Dieter Helm, profesor ekonomii na Uniwersytecie Oksfordzkim i jeden z nabardziej cenionych w Europie ekonomistów zajmujących się problematyką energetyki uważa, że gaz łupkowy ma szansę zmienić rynek energetyczny w Wielkiej Brytanii. Twierdzi on, że zwrot w kierunku poszukiwania i wydobycia gazu łupkowego będzie symbolizował zmianę paradygmatu gospodarki energetycznej. Gaz niekonwencjonalny może stać się głównym długoterminowym źródłem zasobów energi i poważnym zagrożeniem dla tych, którzy propagują zwrot w kierunku odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa, energia z pływów morskich i energia słoneczna. Konsekwentnie, profesor Helm dzieli dziś rzeczywistość na tę sprzed eksploracji gazu łupkowego, gdy energia atomowa i odnawialne źródła energii były ważne ze względu na rosnące ceny ropy i gazu, oraz na erę po rozpoczęciu eksploatacji gazu łupkowego, która wymaga by politycy europejscy zrewidowali swoje podejście do odnawialnych źródeł energii i gazu.

Znaczenie takich trendów zaczęło być doceniane przez znawców tematu i naukowców zajmujących się energetyką, jednak politycy zdają się nie pojmować jeszcze w pełni długofalowego wpływu, jaki wydobycie gazu niekonwencjonalnego może mieć na rynek energetyczny i większość z nich wciąż podkreśla wagę inwestowania w odnawialne źródła energii.

Polska posiada potencjalnie jedne z największych złóż gazu łupkowego w Europie. Zważywszy na to, iż rezerwy gazu ziemnego w Wielkiej Brytanii ciągle maleją, mogłaby ona stać się jednym z najważniejszych klientów Polski. Chociaż obecny rząd koalicyjny w Londynie stale podkreśla swoje przywiązanie do idei energii odnawialnych oraz zrównoważonego koszyka energetycznego – przynajmniej tak długo jak obecny Sekretarz Stanu, Chris Huhne, pozostaje na stanowisku – fakty ekonomiczne ukazują, że zapotrzebowanie energetyczne Wielkiej Brytanii pokrywane jest w dużej mierze przez gaz i energię atomową.

Brytyjski rynek dostaw energii elektrycznej

W ostatnich dziesięcioleciach produkcja energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii opierała się głównie na trzech źródłach: węglu, gazie ziemnym i energii atomowej. W przeszłości brytyjska energia wytwarzana była w znacznym stopniu w elektrowniach węglowych, jednak ich prywatyzacja oraz wprowadzenie modelu rynku energetycznego bardziej nastawionego na odbiorcę przyczyniły się do drastycznego zmniejszenia udziału sektora węglowego. Koszty wydobycia często nie były konkurencyjne wobec źródeł importowanego węgla (o niższej zawartości siarki), ani, co istotne, wobec innych źródeł pierwotnych, zwłaszcza gazu z Morza Północnego, używanego jako główne paliwo w elektrowniach z układem gazowo-parowym i turbiną gazową (CCGT – Combined Cycle Gas Turbine plants). Należy jednak zauważyć, że w miarę wyczerpywania przybrzeżnomorskich pokładów gazu ziemnego, Wielka Brytania staje się importerem energii netto, i to nawet w sektorze ciepłownictwa, gdzie ze względu na opalanie węglem jest ona zależna od rosyjskich dostaw tego surowca. Ten stan może potencjalnie wpłynąć na bezpieczeństwo dostaw energii dla Wielkiej Brytanii.

Poniższy wykres (patrz wykres 9.1) przedstawia udział netto poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii w 2009 r. Wykres pokazuje, że najważniejszym źródłem był gaz, którego udział wynosi 45%. Jest to tylko o jeden procent mniej niż w 2008 r., ale warto podkreślić, że w roku tym udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej był najwyższym jaki dotąd odnotowano. Wynoszący 28% udział węgla był o trzy punkty procentowe niższy niż w 2008 r. i o 6 % niższy niż w 2007 r. Udział energii atomowej w 2009 r. wyniósł 18% i był o 5% wyższy niż w 2008 r. Ze względu na prace konserwacyjne i awarie w 2008 r., produkcja energii atomowej była najniższa od 1981 r. Udział energii odnawialnych wzrósł z 6% w 2008 r. do 7% w 2009 r., przy czym 3% to energia wiatrowa (2% w 2008 r.). Udział innych paliw, w tym ropy i elektrowni szczytowo-pompowych, spadł z 2% w 2008 r. do 1% w 2009 r., a udział importu netto spadł do 1% w 2009 r., najniżej od 2003 r.

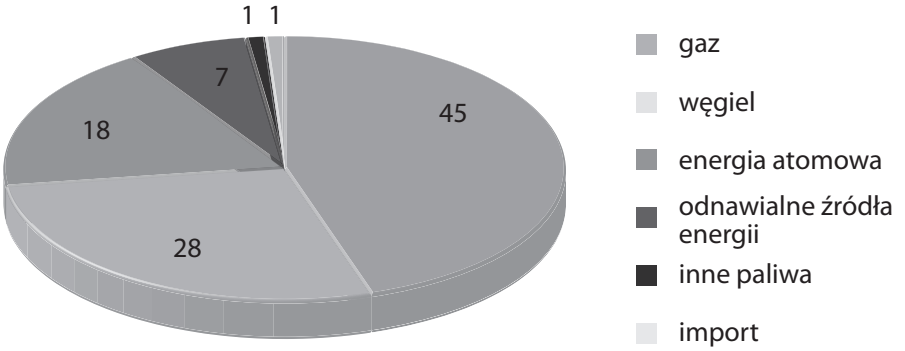
Elektrownie węglowe produkują obecnie poniżej 30% energii elektrycznej wytwarzanej w Wielkiej Brytanii. Jako paliwo kopalne węgiel w znacznej mierze przyczynia się do emisji dwutlenku węgla, a instalacja filtrów jest nadal bardzo kosztowna. Podczas gdy poprzedni rząd laburzystów wspierał częściową produkcję energii elektrycznej opartej na węglu głównie po to, aby utrzymać miejsca pracy w górnictwie, sektorze od przeszło stu lat związanym z Partią Pracy, obecny rząd koalicyjny konserwatystów i liberalnych demokratów nie ma podobnych tradycyjnych więzi z tym przemysłem. Nastawienie konserwatystów jest zupełnie odmienne od podejścia laburzystów, więc niewielu górników głosowało na tę koalicję.

Ministrowie obecnego rządu wolą promować możliwości wynikające z zastosowania odnawialnych źródeł energii, tj. energii wiatrowej morskiej, lądowej, energii pływów, oraz energii geotermicznej.

Rząd stara się udzielać dotacji mających na celu wsparcie rozwoju energii odnawialnej, jednakże jest mało prawdopodobne by były one wystarczające do realizacji ambitnych planów rządzących dotyczących udziału odnawialnych źródeł w krajowej produkcji energii.

Pytanie, na które nadal brak przekonującej odpowiedzi, brzmi następująco: jak zostaną sfinansowane proponowane inwestycje? Fundusze pochodzące z podatków są ograniczone zważywszy na znaczny dług publiczny, który jest problemem wielu krajów UE, w tym Wielkiej Brytanii.

Wykres 9.1 Diagram przedstawiający energię wytworzoną ze źródeł pierwotnych w Wielkiej Brytanii w 2009 r.



Źródło: DECC

Alternatywne źródła gazu: gaz łupkowy

Wobec powyższych problemów i kolosalnych kwot zasadniczych[1] koniecznych do stworzenia różnorodnych odnawialnych źródeł energii, w tym wiatrowych elektrowni lądowych, coraz bardziej atrakcyjna staje się perspektywa importu gazu ziemnego przez południowy korytarz gazowy z Morza Kaspijskiego, poprzez planowane gazociągi Nabucco lub TAP oraz perspektywa importu gazu łupkowego z krajów takich jak Polska. W Polsce planuje się utworzenie 125 szybów wydobywczych gazu łupkowego. Do tej pory ukończono siedem z nich, a obecnie oceniane są wyniki próbnych odwiertów. Udany program wierceń mógłby wywrzeć ogromny wpływ na przyszłą mapę energetyczną Europy. Jak stwierdził w swym artykule profesor Alan Riley (więcej w rozdziale 8), wiele państw członkowskich UE jest doskonale świadomych swojej zależności od rosyjskich źródeł gazu. Jedna czwarta zapotrzebowania Europy na gaz ziemny pochodzi z Rosji. Co więcej, kolejnych powodów do zapewnienia stabilnych źródeł gazu łupkowego dostarczyły ostatnie oświadczenia Niemiec o próbach eliminacji energii atomowej i redukcji emisji gazów wytwarzanych przez elektrownie węglowe, które mają na celu walkę z globalnym ociepleniem.

1 Ocenia sie, że potencjalna inwestycja rynkowa pochodząca ze źrodeł publicznych i prywatnych może wynieść ok. 100 mld USD według obecnych cen.

Gaz łupkowy w Wielkiej Brytanii

Istnieją pewne przedsięwzięcia mające na celu wydobycie gazu łupkowego w Wielkiej Brytanii, jednak uważa się, że jego złoża w tym kraju są niewielkie. Pierwsze kroki do wydobycia spowodowały, że organizacje pozarządowe zajmujące się ochroną środowiska rozpoczęły atak na tę gałąź przemysłu, co nie zdziwiło ekspertów. Np. organizacja WWF Scotland wielokrotnie nawoływała do zakazania szczelinowania hydraulicznego, gdy pojawiły się wzmianki o tym, że pewna firma stara się o pozwolenie na pierwszą eksploatację gazu łupkowego w Szkocji w Aith, niedaleko Falkirk. Na razie debatę[2] na ten temat charakteryzuje przesada – media skupiają się na drganiach ziemi rzekomo połączonych z pierwszą fazą wierceń w regionie Fylde w Lancashire w północno-zachodniej Anglii.

Co istotne, obecny rząd ogłosił, że nie zamierza przeprowadzać kolejnych badań na temat odwiertów gazu łupkowego w Wielkiej Brytanii. Niedawno opublikowany raport na ten temat, przygotowany przez elitarny komitet parlamentarny, stwierdza, że stosowana forma wierceń nie jest niebezpieczna. W międzyczasie, przed podjęciem kroków zmierzających do ustanowienia nowych rozwiązań prawnych, DECC (Brytyjski Departament do Spraw Energetyki i Zmian Klimatu) chce zapoznać się z raportem przygotowywanym przez British Geological Survey i Universytet Keele, który bada przyczyny ostatnich wstrząsów sejsmicznych. Można jednak założyć, że w brytyjskich mediach, szczególnie w prasie brukowej, pojawi się wiele nowych przerażających historii podsycanych przez zwolenników ochrony środowiska, skupiających się na rzekomych niebezpieczeństwach związanych ze szczelinowaniem hydraulicznym i na konsekwencjach tego typu odwiertów dla środowiska. Z pewnością historie te znajdą poparcie przeciwników wydobycia gazu łupkowego z amerykańskich organizacji pozarządowych. Zważywszy na duże zagęszczenie ludności na większości obszaru Wielkiej Brytanii, niechęć obywateli do idei eksploatacji środowiska naturalnego i problemy związane z prawami do minerałów znajdujących się pod powierzchnią ziemi, gaz łupkowy może zaistnieć w gospodarce energetycznej Wielkiej Brytanii głównie poprzez import.

W tym kontekście gaz łupkowy będzie musiał konkurować z tradycyjnymi formami gazu sprowadzanymi z norweskiej części Morza Północnego, oraz z LNG importowanym do portu Milford Haven w południowo-zachodniej Walii. Istnieją też ambitne plany importu gazu z bogatego w węglowodory rejonu Morza Kaspijskiego poprzez Gazociąg Nabucco. Warto zauważyć, że Wielka Brytania jest jednym z krajów, które silnie wspierają tę nową możliwość. Angus Miller, doradca ds. energii w Ministerstwie Spraw Zagranicznych, stwierdza: „Gaz znowu staje się dostępnym źródłem energii dla Wielkiej Brytanii. Jeśli połączymy to z sekwestracją dwutlenku węgla w produkcji gazu, będzie można przyjąć, że jakaś droższa technologia odnawialna stanie się ofiarą obfitości gazu. Europejski gaz niekonwencjonalny mógłby stać się dużą częścią brytyjskiego koszyka energetycznego, nie tylko w formie amerykańskiego skroplonego gazu

2 Patrz: *Blackpool earthquake tremors may have been caused by gas drilling* (*Drgania ziemi w Blackpool mogły być spowodowane przez odwiert gazu*), *The Guardian*, 1 czerwca 2011; *Earthquake fears halt shale gas fracking* (*Obawy przed trzęsieniem ziemi powodują zatrzymanie prac nad wydobyciem gazu łupkowego*), *Financial Times*, 1 czerwca 2011.

ziemnego, ale bezpośrednio poprzez międzysystemowe połączenia na wschodnim wybrzeżu. To wszystko zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Wielkiej Brytanii, zwłaszcza jeżeli uda się zrealizować założenia Trzeciego Pakietu Energetycznego Unii Europejskiej."

Wnioski

Gaz łupkowy daje możliwość dywersyfikacji europejskich zasobów energetycznych i mógłby pozytywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne Europy. Istotną kwestią jest określenie gospodarczego potencjału gazu łupkowego w Europie oraz prezentacja argumentów za eksploatacją gazu niekonwencjonalnego poprzez wykorzystanie europejskiej sieci gazociągów.

Szacunkowy potencjał złóż jest ogromny. Wyzwaniem dla Europy będzie teraz zagwarantowanie opłacalnego i pewnego wydobycia gazu łupkowego, choć możliwe, że rozstrzygającym argumentem za wydobyciem gazu łupkowego, oraz za znacznym zwiększeniem importu tego surowca do Wielkiej Brytanii jako części całkowitego koszyka energetycznego jest perspektywa, że pomoże to uchronić miliony Brytyjczyków przed wpadnięciem w pułapkę ubóstwa energetycznego. Ubóstwo energetyczne wystepuje, gdy gospodarstwa domowe są zmuszone przeznaczać więcej niż 10% swojego dochodu netto po opodatkowaniu na ogrzewanie i światło. W 2008 r. w takiej sytuacji znajdowało się 3,3 miliona gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii (tj. 16% gospodarstw). Niepokojące jest, że to niemal trzykrotnie więcej niż w 2003 r., kiedy poziom ubóstwa energetycznego był najniższy. Zważywszy, że koszty energii odnawialnych bardzo wzrosną, a ceny energii elektrycznej i ogrzewania pójdą znacznie w górę, to jeżeli nie zostaną wprowadzone dodatkowe i alternatywne źródła energii, będziemy świadkami bardzo napiętej debaty politycznej na temat kosztów energii, w której to zwolennicy ochrony środowiska przegrają z argumentami obrońców gospodarki. Profesor Helm ocenia, że w ciągu najbliższych pięciu lat 6 lub nawet 7 milionów gospodarstw domowych ucierpi z powodu ubóstwa energetycznego. Zważywszy na taką perspektywę można oczekiwać, że politycy wszystkich opcji opowiedzą się za nowymi, tańszymi źródłami energii by zapobiec tej sytuacji. Jest to wielka szansa dla gazu łupkowego. Jeśli temu nowemu przemysłowi uda się zmniejszyć koszty produkcji, jego przyszły rozwój zdaje się być zapewniony.

10. Polityczny impuls dla rozwoju gazu niekonwencjonalnego w Europie – rola polskiej prezydencji w Radzie Unii Europejskiej

Izabela Albrycht, Mariusz Ruszel

W Europie, z uwagi na prognozowaną wielkość złóż gazu niekonwencjonalnego, perspektywy rozwoju tego sektora mogą wydawać się bardzo obiecujące. Gaz niekonwencjonalny stanowi szansę nie tylko na osiągnięcie bezpieczeństwa energetycznego w sektorze dostaw gazu poprzez zwiększenie samowystarczalności surowcowej, ale także na sprostanie przez Unię Europejską wyzwaniu redukcji emisji CO_2 czy zwiększenie konkurencyjności gospodarki.

Pomimo znacznych postępów w integracji europejskiej, interesy energetyczne wielu krajów członkowskich UE są nadal mocno zróżnicowane. W części krajów posiadających złoża gazu niekonwencjonalnego nie ma jednoznacznego poparcia władz i biznesu dla ich eksploatacji. Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego nie leży w interesie zwłaszcza tych państw członkowskich Unii, które od lat rozwijają i wspierają konkretne sektory energetyczne tj. energetykę atomową oraz energetykę odnawialną. Wydobycie gazu niekonwencjonalnego nie jest jednak na rękę również tym krajom, dla których *status quo* w relacjach z partnerami gospodarczymi przynosić będzie w najbliższym czasie możliwość realizacji celów energetycznych (długoterminowe i korzystne kontrakty gazowe, wspólne projekty infrastrukturalne).

Argumenty, które mogą w przyszłości przekonać kraje UE do zwiększenia udziału gazu w portfoliach energetycznych z jednej strony mogą być związane z koniecznością wyłączenia przestarzałych elektrowni atomowych lub z polityczną decyzją władz danego kraju o odejściu od energetyki atomowej, a z drugiej z faktem, że sektor energetyki odnawialnej w postaci energetyki wiatrowej stwarza konieczność budowy elektrowni gazowych w celu bilansowania energii w systemie elektroenergetycznym. Ponadto kraje UE mogą być zainteresowane aktywnym poszukiwaniem gazu niekonwencjonalnego, ponieważ jako paliwo niskoemisyjne może stanowić rozwiązanie przejściowe między energetyką opartą o paliwa kopalne a bazującą na źródłach odnawialnych.

Potencjalnych przeciwników poszukiwania i wydobycia gazu niekonwencjonalnego jest w tym momencie jednak wielu. Znajdą się oni zarówno po stronie krajów unijnych, jak i eksporterów gazu ziemnego na rynek unijny. Dlatego też od kilku miesięcy obserwować możemy, jak na forum UE kwestia gazu niekonwencjonalnego jest przedmiotem gorących dyskusji inicjowanych

przede wszystkim przez oponentów i sceptyków nowej technologii wydobycia gazu ziemnego. Podnoszą oni postulaty zmierzające do natychmiastowego nałożenia ogólnoeuropejskiego moratorium na eksplorację i eksploatację złóż gazu łupkowego i ropy łupkowej zgodnie z zasadą ostrożności. Należy podkreślić, że ich obawy formułowane są w oparciu o emocje, a nie fakty. Dotychczasowe próby wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Europie nie potwierdzają bowiem stawianych przez nich tez, np. o środowiskowych zagrożeniach związanych z użyciem technologii szczelinowania hydraulicznego. W najbliższej przyszłości ten niesprzyjający rozwojowi sektora gazu niekonwencjonalnego punkt widzenia będzie niewątpliwie słyszalny zarówno w Polsce, jak i w UE, stwarzając realne zagrożenie dla perspektyw jego rozwoju.

Na szczeblu unijnym należy spodziewać się kolejnych działań, które będą miały na celu deprecjonowanie znaczenia gazu niekonwencjonalnego. Ich inspiratorami mogą być zarówno koncerny energetyczne państw eksportujących gaz tj. Gazprom, jak i narodowe koncerny energetyczne głównych państw UE, czyli Francji (optujące za energią jądrową) oraz Niemiec (promujące energetykę odnawialną oraz relacje z Rosją). Pewnym ułatwieniem dla działania wymienionych podmiotów, a także innych sceptyków zastosowania w Europie nowej technologii eksploatacji gazu ziemnego, może być nie do końca jednoznaczne stanowisko wobec gazu niekonwencjonalnego prezentowane oficjalnie przez Komisję Europejską. Dobrym przykładem ilustrującym postawę Komisji jest przebieg debaty, która odbyła się 8 marca 2011 r. w Parlamencie Europejskim, a dotyczyła możliwości wykorzystania alternatywnych źródeł gazu ziemnego w Europie. Unijny komisarz ds. energii Günther Oettinger (Niemcy), podobnie jak inni przedstawiciele KE, przyznał, że gaz niekonwencjonalny zapewnił USA większą niezależność. Zastrzegł jednak, że w Europie sytuacja jest inna i może być konieczne branie pod uwagę szeregu trudności, takich jak kwestie ochrony środowiska, wód gruntowych czy uzyskanie zgody społeczności lokalnych. G. Oettinger, wbrew obiecującym szacunkom geologów, stwierdził, że rozwój wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych może być traktowany wyłącznie jako uzupełnienie systemu importu gazu, ale z pewnością nie będzie w stanie zastąpić importu do UE tradycyjnego gazu ziemnego. Na pierwszym planie – zdaniem Komisarza – nadal pozostaną dostawy z Norwegii, Rosji, Algierii i innych państw-eksporterów[1]. Na stanowisko zaprezentowane przez Komisarza wpływa zapewne także fakt, że w ostatnim okresie czasu KE preferuje głównie rozwój instalacji opartych o źródła odnawialne, a także wspiera pilotażowy program instalacji CCS. Podczas debaty, również część reprezentantów państw członkowskich odniosła się sceptycznie do szans związanych z wydobyciem gazu niekonwencjonalnego w Europie. Za rozwojem sektora gazu niekonwencjonalnego opowiedzieli się natomiast m.in. Seán Kelly (Irlandia), András Gyürk (Węgry), Elena Băsescu (Rumunia) czy Alejo Vidal-Quadras (Hiszpania) argumentując, że wysokie uzależnienie Europy od importu gazu skłania do odważnego wykorzystania pojawiającej się szansy. Dlatego w ich opinii przykład udanej, opłacalnej komercyjnie produkcji surowca z łupków w Ameryce powinien przekonać UE do aktywniejszego zaangażowania się we wsparcie tego projektu. Polscy eurodeputowani z podobnych względów byli w większości przychylnie nastawieni do rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego.

1 Zapis dyskusji, Parlament Europejski, http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+CRE+20110308+ITEM-020+DOC+XML+V0//EN, 12.03.2011.

Przeciwnikom rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie udaje się jednak inicjować kolejne działania legislacyjne i pozalegislacyjne na szczeblu unijnym, które mają niewątpliwie negatywny wpływ na publiczny odbiór tego źródła energii. Jednoznacznym przykładem takiego działania jest „Oświadczenie w sprawie eksploracji złóż gazu łupkowego i ropy łupkowej" (nr 0032/2011) PE z dnia 6 czerwca 2011 r. Oświadczenie to podpisało pięciu posłów do PE, w tym trzech z Francji: Corinne Lepage, Philippe Juvin i José Bové, jeden z Danii – Anna Rosbach oraz jeden z Portugalii – Edite Estrela. Ponadto 16 czerwca 2011 r. Francuz José Bové będący wiceprzewodniczącym Komisji Rolnictwa w PE przekazał Prezesowi Rady Ministrów RP postulat wprowadzenia w UE zakazu wydobycia gazu łupkowego przy pomocy szczelinowania hydraulicznego jako metody szkodliwej dla środowiska naturalnego[2]. PE spodziewa się także na jesieni 2011 raportu KE ws. oddziaływania na środowisko wydobycia gazu łupkowego oraz emisji CO_2.

Polska, dla której rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego jest wielką szansą, musi podjąć zdecydowane i zintegrowane działania zarówno w kraju, jak również na szczeblu unijnym, aby nie tylko przeciwstawić się lobbingowi deprecjonującemu znaczenie gazu niekonwencjonalnego, lecz również dostarczyć rzetelnych informacji związanych z oddziaływaniem tego surowca na środowisko naturalne, a także bezpieczeństwo energetyczne UE. Przede wszystkim polski rząd musi podjąć zdecydowane działania informacyjne, które uniemożliwią wykorzystanie polskiego społeczeństwa przez polityków z innych państw bądź organizacji ekologicznych do wspólnych akcji przeciwko eksploatacji gazu niekonwencjonalnego[3]. Ponadto Polska, jako państwo posiadające najprawdopodobniej największe pokłady gazu niekonwencjonalnego w UE, musi przygotować się na odparcie argumentów i zarzutów ze strony różnych przeciwników eksploatacji tego surowca (poszczególne państwa UE, koncerny energetyczne, organizacje ekologiczne). PGNiG SA udokumentował wyniki badania środowiskowego przeprowadzonego w Markowoli, które nie stwierdziło negatywnego oddziaływania metody poszukiwania gazu niekonwencjonalnego na środowisko. Wyniki te powinny być więc uwzględniane przez polskie ośrodki eksperckie przy opracowywaniu rzetelnych opracowań i analiz, mających na celu wpłynięcie na kształt debaty unijnej na temat rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego.

Zasadnym jest, aby poszukiwania i eksploatacja gazu niekonwencjonalnego uzyskały status projektu europejskiego, a sam surowiec postrzegany był jako wspólne źródło energii dla UE. Polska może w znacznym stopniu ukierunkowywać dyskusję polityczną na forum unijnym wokół wydobywania oraz wykorzystania gazu niekonwencjonalnego. Szczególną okazją do zainicjonowania takich działań jest polska prezydencja w Radzie Unii Europejskiej. W tym czasie niezbędne jest podjęcie skoordynowanych działań przez wszystkie polskie podmioty współuczestniczące w procesie decyzyjnym UE, a także ich wsparcie przez zainteresowane kwestiami energetycznymi think tanki i ośrodki eksperckie i naukowe.

2 *Bove: zakazać szczelinowania skał przy wydobyciu gazu łupkowego w UE,* [Online], dostępne: http://www.euractiv.pl/energia-i-srodowisko/artykul/bove-zakaza-szczelinowania-ska-przy-wydobyciu-gazu-upkowego-w-ue-002733 18.06.2011 r.

3 Przykładem takiego działania był postulat José Bové, który został przygotowany wspólnie z mieszkańcami gminy Grabowiec koło Zamościa i docelowo został wręczony przez francuskiego eurodeputowanego polskiemu premierowi.

Polska prezydencja powinna skoncentrować się przede wszystkim na stworzeniu w tym czasie lepszego politycznego klimatu dla gazu niekonwencjonalnego w Europie oraz mapy drogowej dla rozwoju wydobycia tego surowca – dotyczy to prac zarówno nad wytyczeniem dalszych kierunków rozwoju wspólnej polityki energetyczno-klimatycznej UE, jak i nad założeniami do nowego unijnego budżetu na lata 2014-2020. Z uwagi na fakt, że największym wyzwaniem dla rozwoju tego sektora w Polsce i w innych krajach członkowskich UE mogą być polityczne bariery dla wydobycia gazu niekonwencjonalnego, uznać należy, że sukces polskiej prezydencji mierzony będzie umiejętnością zbudowania szerokiej koalicji politycznego poparcia dla „łupków"[4] w UE. To zadanie stojące przed polską dyplomacją jest tym istotniejsze, że w czasie prezydencji zostanie zainicjowana dyskusja na temat nowej perspektywy finansowej Unii. Debata ta ustali ramy przyszłych negocjacji o finansach UE, także w kontekście polityki energetycznej, dlatego kluczowe jest, aby kwestie gazu niekonwencjonalnego miały zagwarantowane miejsce w agendzie rozmów na temat unijnego budżetu. Realnym i poważnym zagrożeniem jest aktualnie bowiem brak sprzyjających ram finansowych dla rozwoju sektora niekonwencjonalnych węglowodorów, w tym dla prac badawczo-rozwojowych nad dostosowaniem technologii wydobywczych do europejskiej struktury geologicznej oraz zminimalizowaniem jej wpływu środowiskowego. Należy zaznaczyć, że tylko od woli polityków i przywódców europejskich oraz rozgrywki politycznej wokół nowego unijnego budżetu będzie zależeć decyzja o przeznaczeniu funduszy unijnych na projekty badawczo-rozwojowe i inwestycje infrastrukturalne konieczne do dynamicznego rozwoju sektora gazu łupkowego w Europie. Jest to szczególnie istotne z uwagi na fakt, że polskie przedsiębiorstwa wraz z uczelniami technicznymi powinny już teraz podjąć badania naukowe w kierunku opracowania własnych technologii wydobywczych bądź ewentualnych dostosowań technologii szczelinowania hydraulicznego wykorzystywanej obecnie przez Amerykanów. Na te działania należy pozyskać środki z funduszy europejskich (7 Program Ramowy), zwłaszcza że gaz zalicza się do niskoemisyjnych źródeł energii[5].

Niekorzystne dla rozwoju gazu niekonwencjonalnego działania polityczne na forum UE przy jednoczesnej możliwości wpływu na tematy unijnych debat, jaką daje Polsce kierowanie pracami Rady UE, stawiają przed polskim rządem trudne i ważne wyzwanie. Niezrozumiałym jest zatem, że program polskiej prezydencji, z którym od początku trwania przewodnictwa zapoznało się zapewne wielu dziennikarzy, ekspertów, liderów opinii i polityków, nie odnosi się w ani jednym zdaniu do tematu gazu niekonwencjonalnego. Priorytetem polskiej prezydencji jest co prawda bezpieczna energetycznie Europa, ale gaz niekonwencjonalny nie zostaje ani jeden raz wymieniony wśród tych surowców, których produkcja i eksport może zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i Polski i Europy[6].

Oprócz skutecznych działań politycznych, konieczna jest także efektywność w zarządzaniu polityką i procesem legislacyjnym UE. Biorąc pod uwagę fakt, że większość kluczowych decyzji dotyczących polityki energetycznej UE podejmowanych jest tzw. „zwykłą procedurą

4 Albrycht I., *Gaz łupkowy? „Yes we can!"*, Brief Programowy Instytutu Kościuszki, maj 2011.

5 *Ibidem.*

6 Por. http://pl2011.eu/sites/default/files/users/shared/o_prezydencja/program_polskiej_prezydencji_w_radzie_ue.pdf, (1.07. 2011 r.)

ustawodawczą" RUE i PE przy wsparciu KE, to w sytuacji jeśli proces legislacyjny dotyczył będzie kwestii związanych z sektorem gazu niekonwencjonalnego, działania polityczne polskich przedstawicieli w UE powinny skoncentrować się na zaangażowanych w ten proces instytucjach.

Stałe Przedstawicielstwo RP przy UE

Szczególna rola przypadnie Stałemu Przedstawicielstwu RP przy UE, które powinno wykazać się nieustanną aktywnością w zakresie nieformalnego i formalnego budowania koalicji na rzecz rozwoju bezpieczeństwa energetycznego UE opartego m.in. o zwiększenie wykorzystania własnych zasobów energetycznych, w tym gazu niekonwencjonalnego. Polski *attaché* ds. energii powinien systemtycznie przekonywać unijnych partnerów, wskazując korzyści dla całej UE wynikające z rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Polscy przedstawiciele w UE, w tym nie tylko pracownicy Stałego Przedstawicielstwa, ale także polscy eurodeputowani, powinni również docierać z argumentami i rzetelnymi analizami dotyczącymi gazu niekonwencjonalnego do eurodeputowanych innych państw, jak i do kluczowych gabinetów komisarzy unijnych. Tzw. „soft power" należy również skierować wobec asystentów posłów, pracowników instytucji uninych, jak również ekspertów i analityków kluczowych instytucji badawczych i ośrodków analitycznych w Brukseli.

Parlament Europejski

Ważne jest, aby polscy posłowie wykazywali aktywność w zakresie zgłaszania poprawek do opracowywanych dokumentów. W poszczególnych komisjach parlamentarnych istotne jest także przekonywanie eurodeputowanych z innych frakcji PE do głosowania za określonymi rozwiązaniami, jest to jednak najskuteczniejsze do momentu pierwszego czytania projektu raportu w komisjach PE. Szczególnie istotne byłoby uzyskanie przez polskiego eurodeputowanego miana „posła sprawozdawcy" raportu, jeśli takowy byłby opracowywany i dotyczył problematyki gazu niekonwencjonalnego. W związku z powyższym polscy eurodeputowani powinni monitorować unijną inicjatywę legislacyjną, starając się w ramach swojej grupy politycznej uzyskać status posła sprawozdawcy. Przede wszystkim jednak polscy eurodeputowani, bez względu na polityczne afiliacje w kraju, powinni wspólnie podejmować na forum PE wszelkie możliwe działania na rzecz tworzenia pozytywnego klimatu dla gazu niekonwencjonalnego w UE. Należy zauważyć, że dysponują oni całą gamą narzędzi parlamentarnych i pozaparlamentarnych takich jak: rezolucje, wysłuchania publiczne czy konferencje.

Rada Unii Europejskiej

„Koalicje łupkowe", które uda się Polakom w najbliższym czasie zbudować, będą miały istotne znaczenie podczas głosowań w RUE, głównej instytucji decyzyjnej. Polska powinna wykorzystywać możliwości koalicyjne, jakie daje jej np. Grupa Wyszehradzka, która łącznie w RUE posiada 58 na 345 głosów, a więc 16,81% (Polska ma 27 głosów, Czechy i Węgry po 12 głosów, zaś Słowacja 7 głosów). Państwa członkowskie ustalają stanowiska międzyrządowe na posiedzeniach grup roboczych, w których uczestniczą ministrowie z krajów UE odpowiedzialni za dany resort. Uwzględniając fakt, iż większość konsensusów wypracowanych na

posiedzeniach grup roboczych, jest przyjmowanych przez RUE bez zmian, istotnym jest, aby osoby reprezentujące Polskę na posiedzeniach grup roboczych wykazywały się skutecznością działania w sprawach mogących mieć wpływ na rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego.

Komisja Europejska

Relatywnie najtrudniej oddziaływać na procesy decyzyjne na forum KE. Jeżeli w KE powstawałby projekt aktu legislacyjnego dotyczący gazu niekonwencjonalnego, wówczas wskazanym byłoby dotarcie do członków komisji eksperckich i konsultacyjnych KE, które mogą współuczestniczyć w przygotowaniu takiego dokumentu. Trzeba pamiętać, że decyzje KE mają charakter polityczny, dlatego też lobbing stosowany wobec tej instytucji musi mieć charakter tzw. „bottom-up-lobbing"[7]. Kiedy projekt aktu legislacyjnego skierowany będzie do otwartych konsultacji społecznych, wówczas polskie instytucje powinny aktywnie w nich uczestniczyć. Polscy eksperci wyspecjalizowani w problematyce gazu niekonwencjonalnego powinni monitorować proces powoływania przez KE zespołów do opracowywania raportów dotyczących gazu niekonwencjonalnego i aktywnie wspierać ich pracę. Należy pamiętać, że często inspiracją polityczną do inicjatywy legislacyjnej KE są zalecenia państw członkowskich UE, priorytety polityczne państw sprawujących prezydencję, a także wezwania PE bądź Rady Europejskiej do przygotowania danego aktu prawnego[8].

Polska powinna wykorzystywać te możliwości, a polski rząd wykazywać większą inicjatywę polityczną na rzecz budowy mapy drogowej dla gazu niekonwencjonalnego w UE w czasie swojej prezydencji.

Równolegle z działaniami polskiego rządu, lobbing w zakresie gazu niekonwencjonalnego mogą prowadzić polskie firmy, jak np. PGNiG SA, który posiada swoje przedstawicielstwo w Brukseli oraz należy do europejskich organizacji „parasolowych" m.in.: Gas Infrastructure Europe, European Energy Forum, Eurogas. PGNiG SA we współpracy z polskim rządem, może monitorować projekty aktów legislacyjnych, aby nie przeoczyć działań politycznych deprecjonujących znaczenie gazu niekonwencjonalnego.

W ramach wszystkich unijnych instytucji, konieczne jest podejmowanie przez stronę polską zintegrowanych inicjatyw i działań, dzięki którym wydobywanie i wykorzystanie gazu niekonwencjonalnego stanie się nie tylko polskim, lecz także unijnym priorytetem na rzecz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego UE. Zwłaszcza podczas polskiej prezydencji, nad tymi działaniami polityczny parasol rozwinąć powinien polski rząd. Premier oraz ministrowie muszą wykorzystać wszystkie możliwe sposoby, aby przekonać unijnych decydentów odpowiedzialnych za kształtowanie długofalowej strategii UE w dziedzinie energii do tego, aby uwzględnili w niej fakt posiadania przez kraje członkowskie zróżnicowanej struktury energetycznej. Liderzy UE muszą zrozumieć, że promowanie pewnych sektorów energetycznych nie może odbywać się kosztem bezpieczeństwa energetycznego szeregu krajów UE. Każde unijne

7 Jasiecki K., Molęda-Zdziech M., Kurczewska U., *Lobbing*, Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2006, s. 256.

8 Kurczewska U., Molęda-Zdziech M., *Lobbing w Unii Europejskiej*, Instytut Spraw Publicznych, Warszawa 2002, s. 17.

państwo powinno mieć możliwość niezależnego decydowania o kierunkach dywersyfikacji oraz o optymalnej ścieżce zapewnienia sobie stabilności dostaw energii. W przypadku Polski i wielu innych członków UE taką szansą może okazać się właśnie gaz niekonwencjonalny, którego poszukiwania powinny być tak samo wspierane finansowo, jak inne unijne projekty energetyczne (np. odnawialna energia słoneczna, wiatrowa, wodna czy nowatorskie przedsięwzięcia, jak magazynowanie CO_2). Polska może na pewno szukać sojuszników do koalicji łupkowej wśród bliższych i dalszych sąsiadów, w tym krajów Grupy Wyszehradzkiej, Rumunii, Bułgarii i Litwy, prawdopodobnie może także liczyć na przychylność Wielkiej Brytanii i Szwecji oraz postarać się przekonać do tej inicjatywy m.in. Niemcy. Polski premier w czasie prezydencji powinien więc przekonać europejskich partnerów do przyjęcia (np. podczas szczytu Rady Europejskiej wieńczącego polskie przewodnictwo) deklaracji otwierającej możliwość dynamicznego rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Europie. Dzięki takiemu przełomowi politycznemu polskie władze mogłyby w dalszej perspektywie zabiegać o alokację środków z unijnego budżetu na rozwój projektów badawczo-rozwojowych oraz inwestycyjnych związanych z gazem niekonwencjonalnym. Jeżeli jednak gaz niekonwencjonalny uznawany będzie na unijnych salonach i na europejskich ulicach za surowiec kontrowersyjny i szkodliwy dla środowiska, trudno wyobrazić sobie taką sytuację[9].

9 Albrycht I., *op. cit.*

WYZWANIA DLA POLSKI

11. Zasoby i potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce

Paweł Poprawa

Polska przyciąga obecnie sporą uwagę firm sektora przemysłu gazowego, koncentrujących się na poszukiwaniach gazu łupkowego. Poza USA i Kanadą, Polska jest krajem charakteryzującym się najwyższym stopniem działalności poszukiwawczej gazu łupkowego w skali globalnej.

Unikalny charakter Polski jako obszaru poszukiwań wynika zarówno z wielkości basenu poddawanego eksploracji, zakresu przeprowadzonych dotychczas badań oraz dokonanych i planowanych odwiertów, jak i liczby i renomy zaangażowanych w przedsięwzięcie firm.

Początkowo zainteresowanie poszukiwaniami gazu łupkowego ograniczało się do basenu dolnopaleozoicznego na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego. Jednak z czasem zaczęto brać pod uwagę także inne formacje łupków jako potencjalny cel poszukiwań – przede wszystkim łupki dolnokarbońskie w południowo-zachodniej Polsce (rys. 11.1). Obecnie w Polsce prowadzi się badania kilku innych formacji pod kątem potencjału akumulacji niekonwencjonalnych węglowodorów.

Choć pierwsze koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego przyznane zostały przez Ministerstwo Środowiska w 2007 r., to prawdziwa „gorączka gazowa" przypadła na lata 2008-2010. W efekcie od tamtej pory przyznano około 80 koncesji na obszarze basenu dolnopaleozoicznego w północnej i wschodniej Polsce i kolejne 5 na obszarze zajmowanym przez łupki dolnokarbońskie w południowo-zachodniej Polsce (rys. 11.2 i tab. 11.1). Na liście posiadaczy koncesji na poszukiwanie gazu niekonwencjonalnego znajduje się znacząca liczba najważniejszych globalnych firm wydobywczych, a także polskie koncerny energetyczne specjalizujace się w poszukiwaniach i wydobyciu węglowodorów konwencjonalnych oraz mniejsze niezależne podmioty (rys. 11.2). Do firm najaktywniej poszukujących złóż gazu łupkowego w Polsce należą: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Total, Marathon, ENI, Talisman, Nexen, PGNiG SA, Orlen, LotosPetrobaltic, Petrolinvest, 3Legs, BNK Petroleum, RAG, Sorgenia, San Lion, Strzelecki Energy, Quadrilla, Composite Log, DPV Services, San Lion i inne.

Łączna liczba odwiertów poszukiwawczych, jakie stanowią zobowiązania w przyznanych koncesjach wynosi 125, a kolejne parędziesiąt to wiercenia opcjonalne. Większość z nich zostanie

wykonana w latach 2011-2014. Do tej pory wywiercono około 10 odwiertów, a jeden z nich poddano zabiegowi szczelinowania hydraulicznego. Raporty i oświadczenia prasowe opublikowane przez BNK Petroleum (2 odwierty) oraz 3Legs (3 odwierty) wykazały pierwsze pozytywne rezultaty prac poszukiwawczych, świadczących o przepływie gazu.

Rys. 11.1 Lokalizacja basenów o potencjale występowania gazu łupkowego w Polsce: łupki dolnopaleozoiczne (w południowo-wschodniej części Polski) oraz hybryda łupków dolnokarbońskich i piaskowców z gazem zamkniętym (w południowo-zachodniej części Polski)

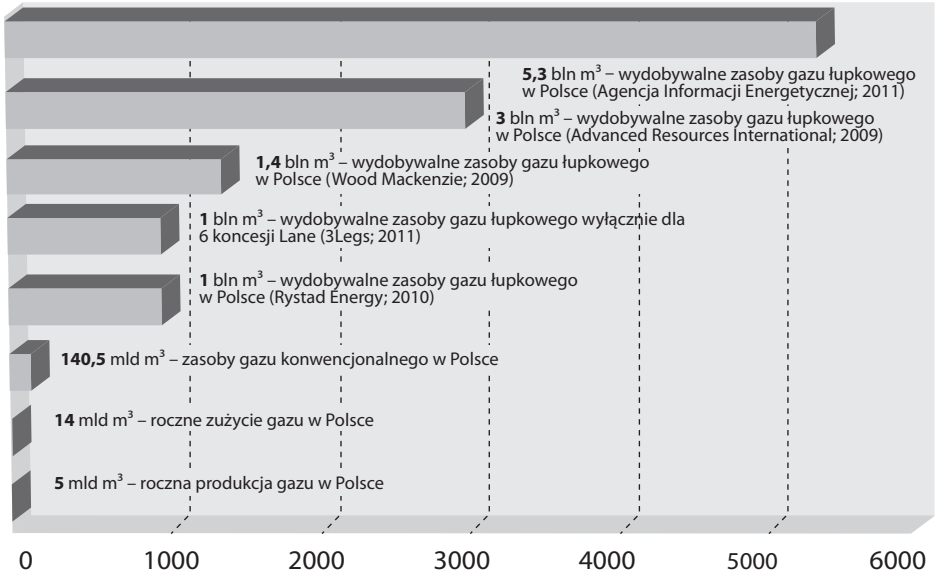
Źródło: Opracowanie własne na podstawie Poprawa P., *Gaz łupkowy w Polsce*, PIG

Pomimo intensywnych poszukiwań prowadzonych obecnie na obszarze basenu dolnopaleozoicznego, ilość danych potrzebnych do obliczenia zasobów gazu łupkowego jest nadal niewystarczająca do jednoznacznego oszacowania ich wielkości. Niezależnie od tego, w ciągu ostatnich lat opublikowano kilka raportów prezentujących różne podejście do kwestii

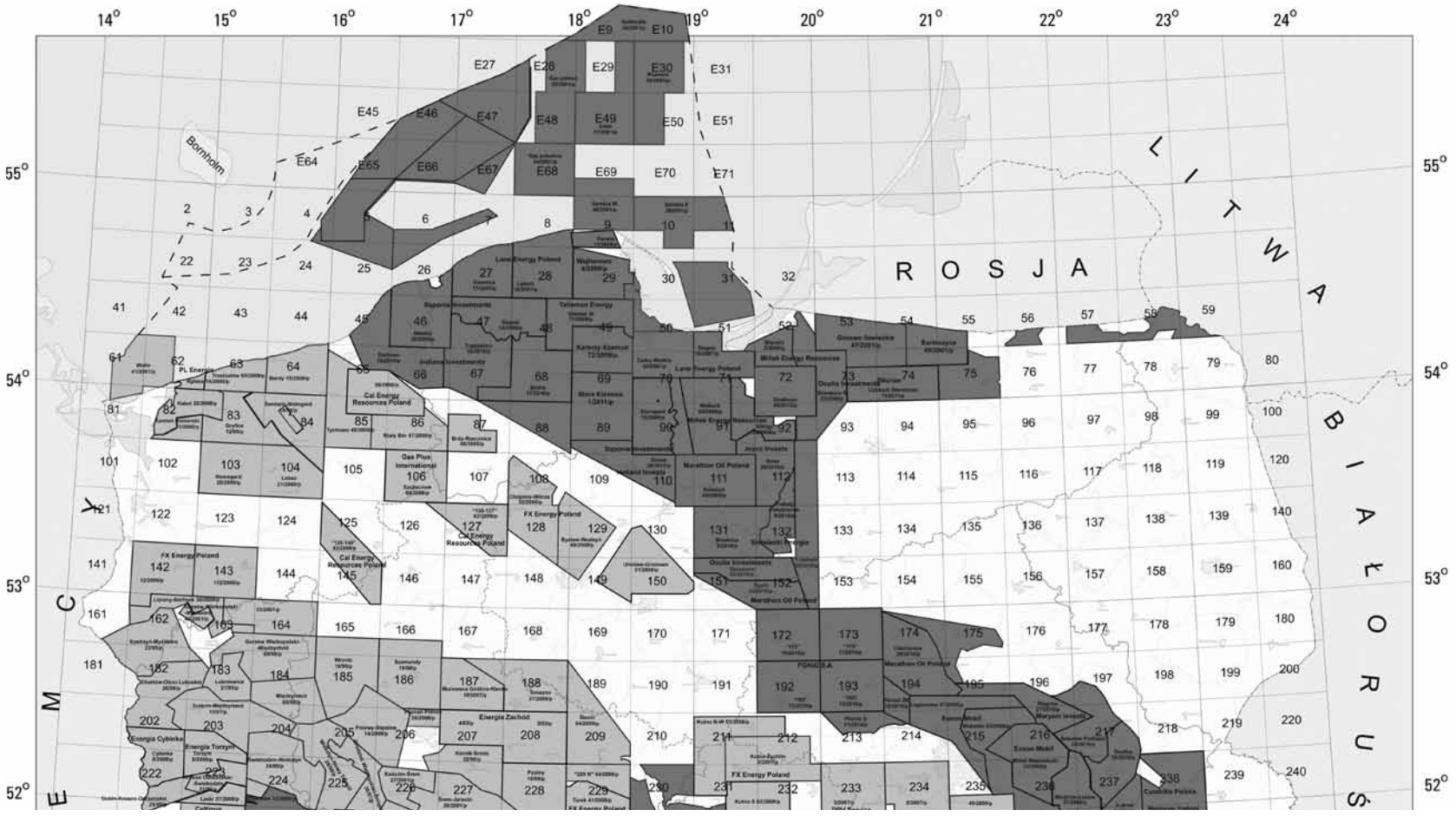
oszacowania zasobów. W 2009 r. Wood Mackenzie określił łączną ilość wydobywalnego gazu z basenu dolnopaleozoicznego w Polsce na 1,4 bln m^3. W tym samym czasie Advanced Research Institute opublikował raport, w którym oszacował zasoby wydobywalne gazu łupkowego dla tego samego basenu na 3 bln m^3, podczas gdy jeszcze w 2010 r. Rystad Energy wyliczył je na 1 bln m^3.

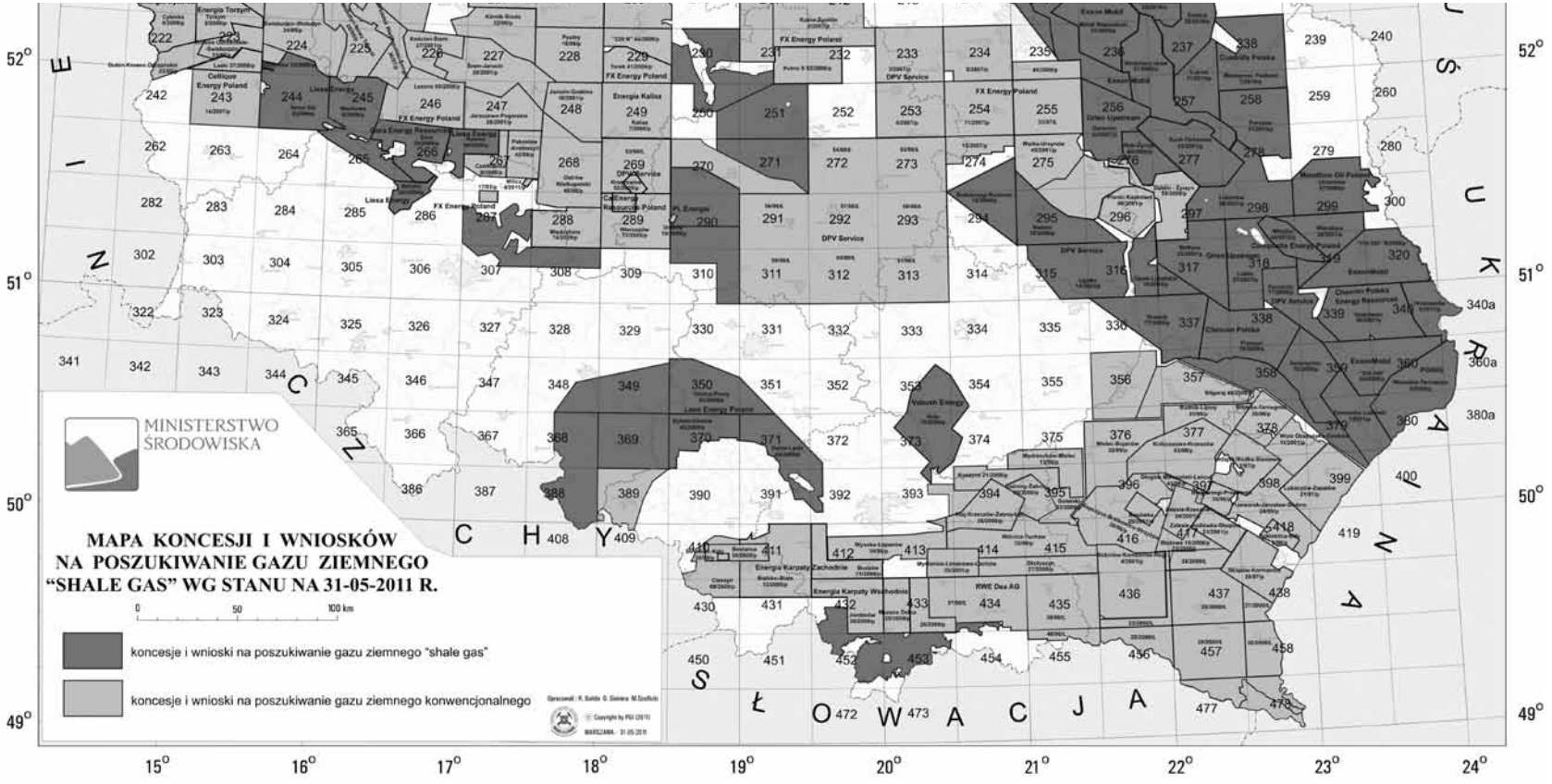
Z kolei w 2011 r. w wyniku kolejnych badań powstał raport sporządzony przez Advanced Research Institute na zlecenie Amerykańskiej Agencji Informacji ds. Energii (EIA), który został bardziej szczegółowo omówiony w rozdziale 2. Raport ten przedstawia jeszcze wyższe dane szacunkowe na temat zasobów wydobywalnych gazu niekonwencjonalnego w basenie dolnopaleozoicznym, które mogą wynosić 5,3 bln m^3. Jeszcze inne liczby przedstawia w swoim prospekcie emisyjnym firma 3Legs, w którym powołuje się na szacunki niezależnej firmy konsultingowej, określającej zasoby wydobywalnego gazu dla samych tylko 6 koncesji Lane (ConocoPhilips/3Legs) w północnej części basenu na 1 bln m^3. Z takiego zestawienia można łatwo wywnioskować, iż wraz z upływem czasu i pogłębianiem się wiedzy na temat budowy geologicznej basenów oraz charakterystyki łupków, szacunkowe dane dotyczące zasobów gazu będą się zwiększać, o czym może świadczyć podobne zjawisko zaobserwowane wcześniej w USA.

Rys. 11.3 Zestawienie potencjalnych zasobów wydobywalnych gazu łupkowego z dolnego paleozoiku z zasobami wydobywanymi gazu konwencjonalnego w Polsce, rocznym zużyciem gazu w Polsce oraz roczną produkcją gazu z konwencjonalnych złóż. Należy podkreślić, że zasoby gazu łupkowego są obecnie określane na podstawie niewystarczającej ilości dostępnych danych i mogą znacząco odbiegać od zasobów rzeczywistych



Rys. 11.2 Mapa koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce. Źródło: Ministerstwo Środowiska (czerwiec 2011). Operatorzy: A – ConocoPhillips & 3Legs, B – PGNiG SA, C – Talisman & San Lion, D – ENI, E –BNK Petroleum (z RAG &Sorgenia), F – Realm, G – Petrolinvest, H – Marathon (z Nexen), I – Strzelecki En., J – ExxonMobil (częściowo z Total), K – Quadrilla, L – LotosPetrobaltic, M – Chevron, N – Composite Log, O – Orlen, R – DPV, S – San Lion, T – 3Legs; P – rozpatrywanie wniosku w toku





Oprac: R. Bońda, D. Siekiera, M. Szuflicki, PIG, 2011

Tabela 11.1 Zestawienie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce wg stanu na dzień 1 lipca 2011 r.

Firma	Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów				Koncesje na wydobywanie węglowodorów
	Łączna ilość wszystkich posiadanych koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów*	Ilość koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węglowodorów	Ilość koncesji obejmująca poszukiwanie i rozpoznawanie łącznie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węglowodorów	Ilość koncesji wyłącznie na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów	Ilość koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złóż
Blue Energy Sp.z o.o	1	1	-	-	-
CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.	4	4	-	-	-
Celtique Energie Poland Sp. z o.o.	2	2	-	-	-
Chevron Polska Energy Resources Sp.z o.o.	4	-	4	-	-
Cuadrilla Polska Sp. z o.o.	2	-	2	-	-
Composite Energy (Poland) Sp. z o.o.	1	-	1	-	-
DPV Service Sp. z o.o.	21	16	5	-	1
Energia Cybinka Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	-	-	-
Energia Kalisz Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	-	-	-
Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	2	2	-	-	-
Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	5	5	-	-	-
Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	-	-	-
Energia Zachód Sp. z o.o. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	3	2	1**	-	-
ExxonMobil Exploration and Production Poland Sp. z o.o.	6	-	2	4	-
FX Energy Sp. z o.o.	20	20	-	-	-
Gas Plus International Sp. z o.o.	1	1	-	-	-
Gora Energy Resources Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	1	-	-	1	-

Helland Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-	-
Indiana Investmetns Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	3	-	3	-	-
Joyce Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-	-
Lane Energy Poland Sp. z o.o. (3Legs Resources Plc)	6	-	6	-	-
Lane Resources Poland Sp. z o.o. (3Legs Resources Plc)	3	-	3	-	-
Liesa Energy Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	4	-	2	2	-
LOTOS Petrobaltic S.A.	8	1	7	-	4
Marathon Oil Poland Sp. z o.o.	11	-	11	-	-
Maryani Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-	-
Mińsk Energy Resources Sp. z o.o. (Eni Spa)	3	-	-	3	-
Orlen Upstream Sp. z o.o. (PKN Orlen S. A.)	6	-	6	-	-
PGNiG SA	93	78	15	-	225
PL Energia S.A.	1	1	-	-	-
RWE Dea AG S.A.	5	5	-	-	-
Saponis Investments Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	3	-	3	-	-
Silurian Sp. z o.o. (PETROLINVEST S.A.)	4	-	4	-	-
Strzelecki Energia Sp. z o.o.	1	-	-	1	-
Talisman Energy Polska Sp. z o.o.	3	-	3	-	-
Vabush Energy Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	1	-	1	-	-
ZOK Sp. z o.o.	-	-	-	-	2
Suma	234	141	82	11	232

* z wyłączeniem metanu pokładów węgla

** dotyczy niekonwencjonalnych złóż gazu typu „tight gas"

Źródło: Ministerstwo Środowiska, http://.mos.gov.pl/

12. Liberalizacja rynku gazu i wzrost bezpieczeństwa energetycznego w kontekście rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego w Polsce

Maciej Kołaczkowski

Stan bezpieczeństwa energetycznego Polski w sektorze gazu ziemnego, rozumianego jako pewność ciągłości dostaw realizowanych po możliwie konkurencyjnej cenie, należy uznać za niezadowalający (por. *Bezpieczeństwo Energetyczne Polski. Raport Otwarcia*, Instytut Kościuszki).

Polska pokrywa ok. 70% konsumpcji z importu, z czego ok. 90% dostarczane jest przez jednego dostawcę (Gazprom), przy braku infrastrukturalnych możliwości zapewnienia alternatywnych dostaw. Import gazu do Polski nie jest działalnością w zakresie komercyjnych dostaw *commodities*, a zakup dodatkowych ilości, zgodnie z wymaganiami dostawcy rosyjskiego, jest możliwy tylko na podstawie porozumienia międzyrządowego (*vide* zakończone 29 października 2010 r. negocjacje gazowe PL – FR). Czynnik uzgodnień politycznych dodaje do ceny gazu płaconej w USD niewycenialny składnik, przez co nie jest znana pełna cena importowa. Nieznajomość ceny powoduje natomiast brak możliwości optymalizacji ekonomicznej.

Rynek krajowy jest całkowicie zmonopolizowany, a PGNiG SA kontroluje wszystkie ogniwa łańcucha wartości z wyłączeniem przesyłu[1]. W wyniku monopolizacji wszystkie segmenty rynku podlegają mocnej regulacji, od ustalania taryf na 100% gazu sprzedawanego w Polsce po regulację nakładającą na importerów obowiązek utrzymywania strategicznych rezerw gazu. Elementy te zaburzają sygnały płynące z rynku oraz blokują powstanie konkurencyjnego rynku.

Aktualnie gaz ziemny ma ok. 13% udział w polskiej strukturze wykorzystania nośników energii pierwotnej przy marginalnym wykorzystaniu gazu do systemowej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Oznacza to, iż ułomności polskiego rynku gazu oraz związane z tym ryzyka nie mają bezpośredniego związku z sektorem elektroenergetycznym, a więc ewentualnie negatywne efekty mogą być odczuwane przez gospodarkę – pomimo że niewątpliwie w sposób

1 Za przesył Krajowym Systemem Gazowniczym odpowiedzialne jest OGP Gaz-System, które pełni również rolę Operatora Systemu Przesyłowego na Gazociągu Jamalskim jako Independent System Operator. Gazociąg Jamalski, będący gazociągiem przesyłowym wykorzystywanym w 90% do tranzytu rosyjskiego gazu przez Polskę należy do EuRoPolGAZ.

bolesny – w ograniczonym zakresie. Sytuacja ta będzie się jednak zmieniać i przewidywany jest znaczący wzrost wykorzystania gazu w sektorze elektroenergetycznym, a wraz z nim rosnąć będzie znaczenie gazu dla gospodarki, społeczeństwa i państwa (o czym szerzej w rozdziale 13 i 14).

Wskazane wyżej elementy są aktualnymi wyzwaniami i problemami, z jakimi boryka się sektor gazowniczy, a w nieodległej przyszłości będą one również rzutowały na funkcjonowanie, zarówno w wymiarze ekonomiki jak i pewności dostaw sektora elektroenergetycznego. Wśród ww. elementów można wskazać takie, które będą musiały być zmienione, aby „rewolucja gazu niekonwencjonalnego" mogła mieć w Polsce miejsce oraz takie problemy, na które owa rewolucja będzie miała przemożny, i czasami także decydujący wpływ, jeśli chodzi o ich zniwelowanie lub rozwiązanie. Podkreślenia wymaga, iż zmiany te będą miały niewątpliwie pozytywny charakter, przyczyniając się do powstania konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, który zapewni pewność dostaw po możliwie konkurencyjnej, tj. rynkowej cenie.

Gazowa samowystarczalność

Produkcja gazu w Polsce oscyluje w granicach 4,1-4,3 mld m^3 w skali roku, co przy konsumpcji na poziomie ok. 14 mld m^3, skutkuje uzależnieniem importowym na poziomie 70%. Autorzy rozdziału 13 szacują maksymalny potencjalny wzrost konsumpcji na 15 mld m^3 w skali roku, przy czym realistycznie oceniają go na 5 mld m^3, jednocześnie szacując potencjał produkcji gazu niekonwencjonalnego na poziomie 40-80 mld m^3 rocznie. Oznacza to, iż nawet produkcja gazu niekonwencjonalnego na poziomie jedynie 15 mld m^3 rocznie przy wzroście konsumpcji o 5 mld m^3 jest w stanie pokryć polskie zapotrzebowanie w 100%, uniezależniając Polskę od dostaw zewnętrznych. Ponadto osiągnięcie poziomu produkcji w większej skali może uczynić Polskę znaczącym eksporterem na rynki europejskie.

Warto odnotować w tym kontekście, iż jak pokazuje przykład Niemiec, Francji, Włoch czy Hiszpanii, uzależnienie importowe nie jest czynnikiem decydującym o wysokim ryzyku w zakresie pewności dostaw, czy utrzymywania się wysokiego poziomu cen importowych i braku rozwoju konkurencji. Przykład tych krajów wskazuje, że w sytuacji uzależnienia importowego kluczowym dla bezpieczeństwa dostaw oraz dla wysokości cen jest posiadanie możliwości importu od alternatywnych dostawców oraz budowa konkurencyjnego rynku. Niemniej jednak w sytuacji Polski samowystarczalność będzie miała znakomity wpływ na bezpieczeństwo dostaw.

Komercyjny poziom relacji

Brak konieczności importu spowoduje, że strona polska nie będzie musiała się godzić na zawieranie międzyrządowych porozumień w celu uzyskania możliwości zakupu gazu. Dzięki temu ewentualny import oparty będzie o zasady komercyjne przy eliminacji mającego swe podłoże w politycznych ustaleniach czynnika ryzyka oraz niewycenialnego składnika kosztowego. Jeżeli dostawca zewnętrzny, np. Rosja będzie w stanie zaproponować warunki dostaw atrakcyjne w stosunku do dostaw krajowych oraz z innych źródeł importu, to w wyniku

komercyjnych uzgodnień między zainteresowanymi podmiotami dojdzie do zawarcia dobrowolnej i obopólnie korzystnej transakcji, która nie będzie obciążona zobowiązaniami dla rządu lub innych podmiotów komercyjnych, jak ma to miejsce w tej chwili. W ten sposób nie będą generowane często koszty niefinansowe lub ponoszone przez inne podmioty, które powodują, iż *de facto* pełna cena importu gazu do Polski nie jest znana.

Znikną ryzyka geopolityczne, skutkujące obecnie permanentnym zagrożeniem przerwania dostaw w wyniku konfliktów między Rosją a krajami tranzytowymi (Białoruś, Ukraina). Przerwy i trudności w dostawach, z tego powodu wynikające, mają miejsce regularnie (o czym szerzej w rozdziale 8). Zredukowane zostanie również ryzyko przerwania dostaw z powodów technicznych, gdyż paliwo będzie transportowane na znacznie mniejsze odległości, tj. obecne dostawy z oddalonych o kilka tysięcy kilometrów złóż rosyjskich z wykorzystaniem jednej drogi transportu, zostaną zastąpione przez transport na odległość kilkudziesięciu do kilkuset kilometrów wewnątrz kraju z wykorzystaniem całego systemu gazociągów, gdzie w razie wystąpienia problemów technicznych dysponuje się możliwościami dostaw inną trasą oraz pełnym wpływem na proces naprawczy, co, jak pokazują doświadczenia m.in. PKN Orlen z ropociągiem do rafinerii w Możejkach, może mieć pierwszorzędne znaczenie.

Uwolnienie cen

Sprzedaż gazu ziemnego w Polsce podlega taryfowaniu. Taryfy są ustalane na bazie średniego kosztu pozyskania i dostarczenia gazu, a cena jest wypadkową ceny importowej i kosztu wydobycia. Kreuje to szereg negatywnych efektów:

- cena poniżej wartości rynkowej – subsydiowanie importu przez produkcję krajową powoduje, iż cena dla konsumentów jest ceną niższą od rynkowej. Skutkuje to tym, iż część popytu jest nieuzasadniona, a gospodarka nie otrzymuje sygnałów cenowych niezbędnych do efektywnej alokacji zasobów. Równocześnie urynkowienie ceny z produkcji krajowej niekoniecznie prowadziłoby do wzrostu końcowej ceny. Podwyżka ceny końcowej urealniłaby popyt, a w razie spadku wolumenu, z rynku najprawdopodobniej zostałby częściowo wypchnięty dostawca zewnętrzny (produkcja krajowa jest przeciętnie tańsza niż import). Prawdopodobna jest więc sytuacja, w której dostawca gazu do Polski, celem zachowania wolumenu dostaw obniżyłby cenę tak, aby utrzymać poziom dostaw;

- ograniczanie konkurencji/utrwalanie monopolu – ustalenie ceny poniżej rynkowego poziomu czyni wejście na polski rynek mało atrakcyjne dla potencjalnej konkurencji;

- brak sygnałów ekonomicznych do zwiększenia wydobycia krajowego – Polska posiada podobną wielkość zasobów gazu konwencjonalnego co Niemcy, natomiast produkcja niemiecka jest około dwukrotnie większa. Wielu ekspertów wskazuje, iż zwiększenie produkcji krajowej mogłoby dać dużą wartość dodaną w zakresie bezpieczeństwa i ekonomiki dostaw, a mimo to produkcja w Polsce utrzymuje się na mniej więcej stałym poziomie. Wydaje się, iż jedną z przyczyn jest model ustalania ceny gazu, który nie daje sygnałów

ekonomicznych do zwiększenia produkcji krajowej. Zwiększenie wydobycia nie przełożyłoby się na zwiększenie zysków firm wydobywczych, a raczej na dalsze subsydiowanie importu.;

- brak motywacji do obniżania kosztów PGNiG SA – oparcie taryfy o koszty powoduje, że monopolista nie ma silnej motywacji do obniżania kosztów, a jego *core business* staje się gra z politykami i regulatorem o zaliczenie na poczet kosztów uzasadnionych możliwie wielu pozycji. Brak presji konkurencyjnej i regulacja akceptująca ponoszone koszty powodują, iż Zarząd nie ma silnej motywacji by przeprowadzać często bolesne socjalnie oszczędności (w szczególności w firmach z dużym bagażem historycznym). Ponadto, skuteczne obniżenie kosztów mogłoby stanowić dla regulatora dowód wykonalności oraz powodować presję na kolejne działania optymalizacyjne;

- obniżenie zysków PGNiG SA oraz osłabienie potencjału spółki – PGNiG SA wydobywające rocznie ponad 4 mld m^3 nie osiąga należnych zysków z tego tytułu. Jeśli przyjąć średni koszt produkcji na nawet 150 USD/1000 m^3 (a wielu ekspertów twierdzi, iż jest to raczej połowa tej kwoty) i średnią cenę importową na poziomie 350 USD (cena przy baryłce ropy ok. 75 USD), to czysty zysk dla PGNiG SA z tego tytułu powinien wynosić 800 mln USD rocznie;

- przejęcie marży z wydobycia krajowego przez dostawcę zewnętrznego – subsydiowanie importu powoduje, iż efektywnie marżę przejmuje dostawca gazu do Polski.

Wymienione negatywne efekty regulacji cen zaburzają bezpieczeństwo dostaw oraz funkcjonowanie rynku. Doprowadzenie do rynkowego ustalania cen na rynku wewnętrznym wydaje się być warunkiem *sine qua non* dla produkcji gazu niekonwencjonalnego, co jednocześnie pozwoli zniwelować wskazane wyżej negatywne efekty.

Obniżenie cen

Wydaje się, iż uprawnione jest oczekiwanie obniżenia poziomu cen gazu w Polsce w wyniku masowej produkcji gazu niekonwencjonalnego oraz pozostałych towarzyszących temu procesowi efektów ekonomicznych, zarówno w odniesieniu do ceny importowej, jak i w odniesieniu do ceny na rynku wewnętrznym. Niebanalnym efektem będzie również oderwanie indeksacji cen gazu ziemnego do cen ropy naftowej i przejście na wycenianie gazu na bazie konkurencji gaz-gaz.

Ocenia się, iż koszty produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce mogą być nawet o 50% wyższe, niż koszty produkcji obserwowane w USA. W okresie od października 2009 r. do czerwca 2011 r. ceny na NYMEX[2] zawierały się w przedziale 3,73 USD/mBtu-6,01 USD/mBtu, przy czym generalnie oscylowały około 4,5 USD/mBtu. Oznacza to, iż w badanym okresie w przeliczeniu[3] na metry sześcienne, w USA cena rynkowa gazu zawierała się w przedziale od 133 USD/1000 m^3

2 Dane za: http://www.forexpros.pl/commodities/natural-gas-historical-data .

3 Przelicznik za *BP Statistical Review of World Energy 2011*.

do 214 USD/1000 m^3, z cenami przeciętnie oscylującymi wokół 161 USD/1000 m^3. Zakładając koszt produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce na poziomie 50% wyższym niż w USA oraz przyjmując, iż cena na NYMEX jest odzwierciedleniem kosztu produkcji gazu niekonwencjonalnego (a przynajmniej ceny, po jakiej jest on oferowany odbiorcom na rynku) można przyjąć, iż cena w Polsce kształtowałaby się od 200 USD/1000 m^3 do 321 USD/1000 m^3, przy średniej cenie ok. 240 USD/1000 m^3. Ceny kontraktowe na dostawy rosyjskiego gazu, stanowiącego 90% importu do Polski nie są podawane do wiadomości publicznej. Niemniej jednak z wiarygodnych informacji medialnych wynika, że podobne ceny w dostawach gazu rosyjskiego byłyby obserwowane przy średniej cenie ropy naftowej odpowiednio na poziomie od ok. 45 USD/bbl do 70 USD/bbl oraz dla 240 USD//1000 m^3 ok. 55 USD/bbl. Warto przy tym wskazać, że w 2010 r. średnia cena ropy naftowej wyniosła ok. 80 USD/bbl, by na przełomie roku osiągnąć poziom 95 USD/bbl, aż do 127 USD/bbl w kwietniu 2011 r. Przez ostatnie trzy miesiące (od 12 kwietnia do 12 lipca 2011 r.) utrzymuje się na poziomie 105-125 USD/bbl. Jednocześnie prognozy cen ropy naftowej przewidują trend wzrostowy. Z zaprezentowanych danych wynika, że aby sprostać konkurencji z producentami gazu niekonwencjonalnego w Polsce, dostawca rosyjski będzie musiał znacząco obniżyć cenę, prawdopodobnie poprzez dostosowanie formuły cenowej.

Potencjał obniżki cen importowych dla Polski wskazuje również porównanie z cenami importowymi dla gazu rosyjskiego dostarczanego do Niemiec. Ponownie opierając się na informacjach medialnych można ocenić, iż ceny płacone przez Polskę są przynajmniej o 10% wyższe niż te płacone przez odbiorców niemieckich odbierających gaz z Rosji. Co istotne, punkt dostaw do Polski, Kondradki, jest niemal o 700 km bliżej złóż niż Mallnow, będące punktem dostaw dla odbiorców niemieckich, a mimo to cena dla odbiorców w Polsce jest wyższa.

PGNiG SA importuje również obecnie ok. 1 mld m^3 od niemieckiej firmy VNG. Są to aktualnie najdroższe kontrakty w portfelu (reeksport gazu dostarczanego do Niemiec z wykorzystaniem Gazociągu Jamalskiego). W sytuacji samowystarczalności, dostawcy z Niemiec będą ponownie stali przed alternatywą utraty rynku lub obniżenia ceny do poziomu oferowanego przez producentów krajowych.

Podpisany w ostatnim okresie przez PGNiG SA kontrakt z zarejestrowaną w Szwajcarii spółką Vitol również wskazuje na duży potencjał obniżki cen. Zgodnie z oficjalnym komunikatem PGNiG SA wartość kontraktu wraz z dostawą do otwieranego na przełomie września i października 2011 r. przejścia w Cieszynie wyniesie 550 mln EUR za dostawy 550 mln m^3 rocznie przez trzy lata, co oznacza iż za 1000 m^3 cena na granicy polskiej wyniesie[4] ok. 460 USD.

Konkurencyjny rynek

Pojawienie się dużych ilości gazu na terenie Polski, które będą najprawdopodobniej w posiadaniu wielu różnych podmiotów stworzy doskonałe możliwości do zaistnienia konkurencyjnego

4 Dla kursu 1,4 USD/EUR.

rynku. Odbiorcy końcowi, jak również wszelkiego rodzaju pośrednicy, traderzy etc. uzyskają dostęp do różnych dostawców, którzy będą również konkurowali między sobą. Co również interesujące w tym kontekście, dzięki brakowi potrzeb importowych uwolnione zostaną przepustowości wykorzystywane obecnie do zbilansowania rynku, a które będą mogły być wykorzystywane na dalszą optymalizację kosztową oraz do wejścia na rynek większej ilości alternatywnych dostawców.

Struktura segmentu poszukiwawczego w zakresie gazu niekonwencjonalnego w Polsce pozwala z dużą dozą prawdopodobieństwa stwierdzić, iż nie grozi Polsce monopolizacja, czy kartelizacja w celu ustalania ceny dla rynku wewnętrznego, dzięki dużej ilości firm prowadzących działania w tym zakresie. Pozwala to oczekiwać, iż między firmami produkującymi gaz w Polsce obserwowana będzie walka konkurencyjna. W ocenie Międzynarodowej Agencji Energii, cena ok. 4-5 USD/MBtu jest ceną, w której przychód krańcowy zrównuje się z krańcowym kosztem produkcji (oczywiście koszty są różne dla różnych złóż), a właśnie mniej więcej takie ceny obserwowane są na NYMEX od dłuższego czasu. Oznacza to, że w USA funkcjonuje konkurencyjny rynek wraz ze wszystkimi dobrodziejstwami i duża liczba firm działających w Polsce pozwala spodziewać się podobnego efektu. Co ważne, poza konkurencją między producentami gazu w Polsce, nawet w przypadku całkowitego zaprzestania importu gazu od dostawców zewnętrznych, nadal będzie występować presja konkurencyjna z ich strony, która również będzie powodowała konieczność ciągłej optymalizacji procesów przez producentów krajowych.

Gaz bezpiecznym i konkurencyjnym cenowo paliwem do produkcji elektryczności

Powstanie konkurencyjnego rynku gazu, na którym różni dostawcy konkurują między sobą ceną, pewnością dostaw czy elastycznością będzie doskonałą podstawą, ale i jednocześnie powinno być kluczowym warunkiem, dla rozpoczęcia systemowej produkcji elektryczności w dużej skali w oparciu o paliwo gazowe.

Podsumowanie

Stan bezpieczeństwa energetycznego Polski w sektorze gazu ziemnego, rozumianego jako pewność ciągłości dostaw realizowanych po możliwie konkurencyjnej cenie, należy uznać za niezadowalający. Część problemów i wyzwań dla Polski w tym zakresie powinno zostać rozwiązane i przezwyciężone w celu umożliwienia zaistnienia „niekonwencjonalnej rewolucji" w Polsce, inne natomiast powinny znaleźć swoje rozwiązanie w wyniku owej rewolucji. Doprowadzenie do powstania konkurencyjnego rynku, zapewniającego pewność dostaw po możliwie niskiej (konkurencyjnej) cenie, jest sprawą najwyższej wagi również w kontekście przewidywanego wykorzystania gazu do produkcji energii elektrycznej.

Produkcja gazu niekonwencjonalnego na poziomie jedynie 15 mld m^3 rocznie przy wzroście konsumpcji o 5 mld m^3 jest w stanie pokryć zapotrzebowanie w całości, uniezależniając Polskę od dostaw zewnętrznych. Ponadto osiągnięcie poziomu produkcji w większej skali może uczynić Polskę eksporterem na rynki europejskie.

Realizacja tego scenariusza będzie miała znakomity wpływ na bezpieczeństwo dostaw i ceny. Znikną ryzyka geopolityczne, zredukowane zostanie ryzyko przerwania dostaw z powodów technicznych, a relacje z dostawcami (z Rosją i inni) przeniosą się na poziom czysto komercyjny. Ewentualny import gazu do Polski zależny będzie od atrakcyjności oferty, wyeliminowany zostanie niewycenialny składnik „polityczny", którego nie widać w cenie, pomimo iż koszty te są realnie ponoszone.

Dzięki konieczności uwolnienia cen gazu zniknie subsydiowanie importu produkcją krajową, co jednocześnie wyrówna warunki konkurencji oraz będzie motywowało firmy – również prowadzące konwencjonalną produkcję gazu – do zwiększania wydobycia w razie atrakcyjnych warunków cenowych na rynku. Odejście od taryf ustalanych na bazie kosztowej wymusi optymalizację funkcjonowania PGNiG SA, ale jednocześnie wzmocni firmę finansowo pozwalając jej na osiąganie należnych zysków z konwencjonalnej działalności poszukiwawczo-wydobywczej, których wartość śmiało można oszacować na 800 mln USD rocznie. Spowoduje to m.in. zaprzestanie przejmowania marży należnej z tego tytułu PGNiG SA przez dostawców zewnętrznych.

Spodziewane jest obniżenie cen, zarówno w zakresie pozyskania gazu, jak i dla odbiorców, a także odejście od wyceniania na bazie indeksowania do ropy naftowej. Aby sprostać konkurencji z producentami gazu niekonwencjonalnego w Polsce, dostawcy zewnętrzni będą musieli znacząco obniżyć cenę.

Pojawienie się dużych ilości gazu na terenie Polski będących w posiadaniu wielu różnych podmiotów stworzy doskonałe możliwości do zaistnienia konkurencyjnego rynku, a uwolnione przepustowości importowe wykorzystywane będą do dalszej optymalizacji kosztowej oraz do wejścia na rynek polski większej ilości alternatywnych dostawców.

Ponieważ polska gospodarka nie ma realnego potencjału zużycia całej spodziewanej produkcji, Polska może stać się istotnym eksporterem gazu. W szczególności należy podkreślić w tym zakresie wagę dla regionu Morza Bałtyckiego oraz Grupy Wyszehradzkiej Plus (o czym więcej w rozdziale 16).

Stwierdzenia i opinie zawarte w niniejszym opracowaniu stanowią jedynie prywatne poglądy i opinie autora oraz nie są w żadnym zakresie stanowiskiem Ministerstwa Spraw Zagranicznych.

13. Perspektywy wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym

Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora

Przewidywania najpoważniejszych organizacji próbujących określić zapotrzebowanie na źródła energii pierwotnej nie wzięły pod uwagę, że „gorączka" poszukiwania gazu łupkowego w Polsce może w średnim okresie zmienić strukturę rynku gazu i stworzyć perspektywę na zmniejszenie importu gazu konwencjonalnego kompensując to wydobyciem własnym gazu niekonwencjonalnego. Szacunki dotyczące wielkości złóż w Polsce są na tyle obiecujące, że autorzy niniejszego rozdziału dokonają analizy mającej posłużyć do określenia zdolności absorpcyjnych gazu ziemnego przez polską elektroenergetykę. Wychodząc z założenie, że sektor gazu niekonwencjonalnego w Polsce rozwinie się dynamicznie, zdecydowali się dokonać obliczeń zakładając, że produkcja gazu niekonwencjonalnego osiągnie poziom 20-30 mld m^3 rocznie.

Potencjalne korzyści płynące z przestawienia choćby części energetyki na gaz ziemny, również przy wzroście ogólnego zużycia energii jawią się jako bardzo obiecujące. Stanowi to kolejny argument za tym, aby polscy i europejscy decydenci wspierali rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego. By taki scenariusz się ziścił, potrzebne będą nowe moce wytwórcze energii elektrycznej i ciepła w Polsce.

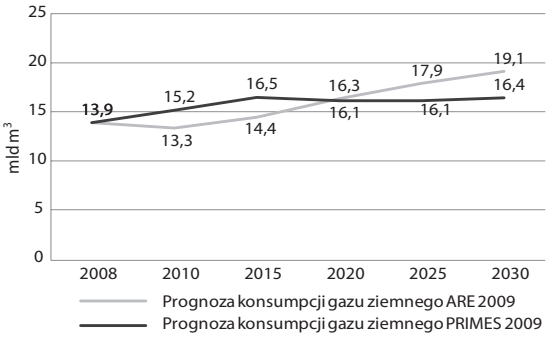
Mając na uwadze specyfikę profilu wydobycia gazu łupkowego, charakteryzującego się ogromnym wzrostem produktywności danego złoża w pierwszych okresach i późniejszym silnym spadkiem, oraz z uwagi na słabe wykorzystanie własnych zasobów przez polskie koncerny wydobywcze, odzwierciedlone w bardzo wysokim współczynniku R/P, można się spodziewać, że przyszłe wydobycie tego surowca w Polsce może osiągnąć poziom nawet 100 mld m^3 gazu na rok – i to w perspektywie najbliższych 10-15 lat.

Analizy polskiego rynku gazu należy dokonać pod kątem branży energetycznej jako potencjalnie największego odbiorcy gazu niekonwencjonalnego. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. opracowana przez Agencję Rozwoju Energetyki zakłada do 2030 r. 40% zwiększenie konsumpcji gazu w Polsce z średnioroczną stopą wzrostu (CAGR) sięgającą 1,44%. Prognoza Uniwersytetu Ateńskiego – tzw. model PRIMES[1] przewiduje zaledwie 20% przyrost konsumpcji

1 Prognoza Uniwersytetu Ateńskiego zawarta w tzw. modelu PRIMES, którego trzecią wersję opracowano (Baseline 2009) i podano do publicznej wiadomości w III kwartale 2009 r. oraz Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030 dla rynku polskiego

gazu w Polsce do 2030 r. (CAGR 0,8%), przy czym największy przyrost będzie obserwowany w najbliższych pięciu latach (prawie 2,5 mld m^3), by następnie niemal do końca okresu prognozy pozostawać na tym samym poziomie[2]. Wolumen prognozowanego popytu na gaz będzie się zatem kształtował na poziomie od 2,5 do 5 mld m^3 gazu ziemnego (wysokometanowego) rocznie w następnych 10-20 lat. W obu prognozach udział gazu ziemnego w konsumpcji energii pierwotnej ulegnie zwiększeniu do 14,5-14,7% do 2030 r.

Wykres 13.1 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 niekonwencjonalnego. Według projekcji ARE wydobycie gazu w Polsce będzie się kształtowało na poziomie 4,6~5 mld m^3 gazu rocznie, natomiast model PRIMES zakłada powolny spadek wydobycia z obecnych 4,1 do około 3 mld m^3 rocznie w następnych dwudziestu latach. Prognozowana luka podażowa w wielkości od 13-14 mld m^3/rok w modelu PRIMES, a 15-16 mld m^3 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^3 rocznie. Czy polska gospodarka jest w stanie, abstrahując na razie od kwestii cenowych, wchłonąć taki wolumen i w jakich obszarach będzie to możliwe?

Odpowiedź na to pytanie wymagała dekompozycji zużycia nośników energii w poszczególnych segmentach gospodarki[3], gdzie substytucja danego paliwa przez gaz ziemny jest przynajmniej teoretycznie możliwa i wyliczenia potencjału zastąpienia lub wzrostu ogólnego zużycia energii poprzez gaz ziemny. Jako baza do wyliczeń posłużyły 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

opracowana w marcu 2009 r. 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.

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

3 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.

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 dwóch wariantach w mln m^3 gazu ziemnego przyjmując wartość opałową gazu 1 m^3 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).

Struktura zużycia paliw i nośników energetycznych

Tabela 13.1 prezentuje strukturę zużycia paliw i nośników energetycznych w obszarze energetyki[4] w 2008 r. Gaz ziemny, choć wymieniany jako trzecie z kolei paliwo energetyczne w Polsce, zajmuje w strukturze zużycia jedynie około 3%, podczas gdy w całej UE jest to blisko 21%[5]. Udział zainstalowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej i cieplnej opartych o paliwo gazowe w całości mocy wytwórczych wynosi w Polsce zaledwie 3,7%, podczas gdy w całej UE jest to 26,6%. Aktualnie konsumpcja gazu w energetyce zawodowej to zaledwie 1,3 mld m^3 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^3 gazu.

Tabela 13.1 Konsumpcja paliw i nośników energii w obszarach wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną i ciepło (kod PKD 40.1 i 40.3) w 2008 r.

Energetyka	w TJ	w tys. toe	w mln m^3 (dla 36 MJ)	w mln m^3 (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 paliwa odpadowe	22 133	529	615	587	1,3%
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%
RAZEM	1 670 095	39 890	46 392	44 322	100,0%
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 2020 r. 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

4 Do obszaru energetyki zaliczamy elektrownie i elektrociepłownie zawodowe zaliczane do grup Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) 40.1 oraz 40.3.

5 Dane z modelu PRIMES (Baseline 2009).

poziomu 9,4-9,8 mld m^3 gazu wysokometanowego rocznie, co oznacza nowy popyt w wielkości 8,1-8,5 mld m^3 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^3) i nowy (8,5-8,9 mld m^3) popyt na gaz.

By taki scenariusz się ziścił, potrzebne będą nowe moce wytwórcze. Opracowana przez ARE prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. przewiduje, na bazie informacji pozyskanych ze spółek energetycznych, iż do 2020 r. w Polsce zostanie wycofanych z użytkowania około 7000 MW mocy wytwórczych brutto (opartych na węglu kamiennym i brunatnym), a po 2020 r. 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 cieplną 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 r. powinno zostać wybudowane od 21 400 do 29 600 MW brutto nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i cieplnej w energetyce zawodowej.

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 13.2)[6].

Tabela 13.2 Planowane moce wytwórcze w energetyce zawodowej oparte o gaz ziemny

Firma	Lokalizacja	Planowana moc (w MW)	Potencjalna konsumpcja gazu* przy pracy w podstawie (60% obciążenie mocy) i 58% sprawności energetycznej (LHV/CCGT) w mln m^3/rok	Potencjalna konsumpcja gazu przy pracy w podstawie (90% obciążenie mocy) i 58% sprawności energetycznej (LHV/CCGT) w mln m^3/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
RAZEM		2909	2 636	3 954

* Wartość opałowa gazu 36 MJ/m^3

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^3 rocznie (przy pracy w podstawie, w zależności od współczynnika obciążenia), zwiększając tym samym udział gazu w generacji energii elektrycznej i cieplnej w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych maksymalnie do prawie 11%. Założenia obecnej polityki energetycznej Polski przewidują budowę dwóch elektrowni jądrowych, każdej o mocy 3000 MW. Prace nad pierwszą lokalizacją już się rozpoczęły i jej powstanie jest praktycznie przesądzone, natomiast druga jednostka, w sytuacji zwiększonej dostępności

6 Pomijamy ciągle dość niesprecyzowane plany PKN Orlen.

gazu ziemnego może zostać zastąpiona nowymi blokami gazowymi, co oznaczałoby wzrost zapotrzebowania o kolejne 2,7-4,1 mld m^3 gazu ziemnego wysokometanowego, ale dopiero w perspektywie 2025 r. 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. Pozostała 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 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_2, będzie konkurencyjna wobec alternatywnych paliw. Tabela 13.3 prezentuje wyniki analizy w oparciu o możliwie najbardziej aktualne dane jakimi dysponowali autorzy. Przy kosztach emisji CO_2 na poziomie około 14 EUR/tonę[7], by gaz był konkurencyjny cenowo wobec paliwa jądrowego koszt gazu ziemnego wysokometanowego (wartość opałowa 36 MJ/m^3) wraz z przesyłem nie powinien przekraczać 13,5 USD/mln Btu (ok. 460 USD/1000m^3), natomiast zachowanie konkurencyjności wobec jednostek węglowych wymaga ceny wraz z przesyłem na poziomie około 11,5 USD/mln Btu (ok. 393 USD/1000 m^3). Przyjmując koszty przesyłu[8] na poziomie 0,58-0,77 USD/mln Btu (19,8-26,4 USD/1000 m^3) cena za sam surowiec winna wynosić od 10,7 USD/mln Btu (konkurencyjnie dla węgla) do 12,7 USD/mln Btu (jako alternatywa dla energetyki jądrowej). Porównując te wielkości z cenami gwarantującymi opłacalność wydobycia gazu niekonwencjonalengo na rynku amerykańskim widzimy, iż gaz niekonwencjonalny 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 USD/mln Btu (310-400 USD/1000 m^3)[9]. Przy takiej ekonomice wydobycia gazu niekonwencjonalnego poziom kosztów emisji CO_2 zapewniający konkurencyjność wobec węgla powinien wynosić od 20 do 30 EUR/tonę CO_2, co nie wydaje się całkiem nieprawdopodobne. Można zatem przyjąć tezę, iż gaz ziemny, w tym gaz niekonwencjonalny, 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_2.

7 Średnia dla III kwartału 2009 r., obecnie około 11-12 EUR/tonę, źródło: CIRE.

8 Źródło: Obliczenia własne na podstawie taryfy Operatora Systemu Przesyłowego (GAZ-SYSTEM S.A.) oraz wielkości zapotrzebowania dla jednostek przedstawianych w tabeli 13.2.

9 Metodologia obliczenia różni się od metodologii zastosowanej w rozdziale 12 z uwagi na różne podejście do obliczania ceny. W niniejszym rozdziale zastosowano model podjęcia decyzji o zmianie surowca energetycznego (ang. fuel switching) (np. LPG, LOO, wegiel) na gaz ziemny na bazie cen 2008-2009. Wyliczenie zostało dokonane dla ceny, która byłaby ceną graniczną dla podjęcia takiej deyzji.

Tabela 13.3 Ekonomika nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej

Rodzaj mocy wytwórczych	Moc netto	Nakłady inwestycyjne	Okres	Koszt inwestycyjny przy 10% stopie dyskonta	Koszt stały przy obciążeniu 4800h/rok	Koszt zmienny	Łączny koszt MWh bez paliwa	Emisja CO_2 na MWh	Koszt emisji CO_2 przy cenie 14 EUR/tonę	Cena paliwa	Sprawność	Łączny koszt	Cena paliwa przy 100% sprawności	Cena paliwa wraz z kosztami transportu	Cena paliwa wraz z kosztami transportu	Cena paliwa wraz z kosztami transportu	Cena za tonę lub 1000 m^3 wraz z kosztami transportu
Jednostka	MW	mln EUR	lata	EUR/ MWh	EUR/ MWh	EUR/ MWh	EUR/ MWh	t/MWh	EUR/ MWh	EUR/ MWh	%	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/GJ	USD/GJ	USD/ mln Btu	USD/tonę lub USD/1000 m^3
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 (X1)										30,9	58%	48,3	33,13	9,20	12,78	13,48	460,0
Gaz ziemny CCGT vs. Elekt. Węglowa (X1)										38,6	58%	55,9	28,28	7,85	10,91	11,51	392,6
Gaz ziemny CCGT + CCS vs. Elekt. Jądrowa (X2)										26,9	50%	48,3	24,01	6,67	9,26	9,77	333,4
Gaz ziemny CCGT + CCS vs. Elek. Węglowa (X2)										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_2, 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, 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 węgle przygotowane do rozbudowy pod CCS (tzw. capture ready)

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 niekonwencjonalny w Polsce to, póki co, wciąż hipoteza, choć oparta na dość mocnych przesłankach. Pozostałe źródła gazu w Polsce, czyli wydobycie 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_2. 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^3 rocznie do 2020 r. Po 2020 r. możliwe jest podwojenie tej wielkości, ale będzie to uzależnione od postępów w rozwoju wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce oraz ekonomicznych skutków wdrożenia polityki UE w zakresie emisji CO_2. W tabeli 13.4 przedstawiamy strukturę zużycia paliw i nośników energetycznych w obszarze przetwórstwa energetycznego bez konsumpcji na cele pozaenergetyczne.

Tabela 13.4 Konsumpcja paliw i nośników energii w 2008 r. 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, w branży produktów z drewna i branży meblarskiej oraz energii elektrycznej i ciepła

Przetwórstwo przemysłowe	w TJ	w tys. toe	w mln m^3 (dla 36 MJ)	w mln m^3 (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%
RAZEM	385 994	9 219	10 722	10 244	100%
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 r. bez zużyć 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 już stał się 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^3 gazu, co zważywszy na obecne zużycie rzędu 4,2-4,3 mld m^3 daje dodatkowy wolumen w wielkości 6,1-6,4 mld m^3 gazu wysokometanowego rocznie. Taki scenariusz jest oczywiście nieprawdopodobny, ale zwiększenie konsumpcji gazu ziemnego o około 1-1,2 mld m^3 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_2) 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^3 gazu rocznie, odnoszące się głównie do zastąpienia mało konkurencyjnych cenowo paliw ropopochodnych oraz importowanego gazu płynnego. Cena emisji tony CO_2 „zrównująca" atrakcyjność cenową węgla kamiennego i wysokometanowego gazu ziemnego znajduje się w przedziale od 31 do 40 EUR/tonę CO_2, przyjmując do obliczeń średnie ceny węgla i gazu ziemnego dla przemysłu w Polsce raportowane przez Międzynarodową Agencję Energii[10] w pierwszej połowie 2009 r.[11] i różnicę w poziomie emisji wynoszącą 4 tony CO_2 przy spaleniu 1000 m^3 gazu ziemnego o kaloryczności 36 MJ/m^3 i jego energetycznego ekwiwalentu w postaci węgla kamiennego. W przypadku największych odbiorców (konsumpcja powyżej 150 tys. toe /rok) już 22-23 EUR za tonę emisji CO_2 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 (o czym więcej w rozdziale 12) 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 – w tym zakresie kluczowe będą decyzje Unii Europejskiej dotyczące kontynuacji procesu przeciwdziałania zmianom klimatycznym przekładające się wprost na ceny praw do emisji CO_2.

Podsumowanie

W scenariuszu optymistycznym potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce może wynosić ponad 15 mld m^3 rocznie. Porównując to z poziomem obecnego zużycia uzyskujemy gigantyczny ponad 100% wzrost popytu, ale w perspektywie wzrostu wydobycia do 40-80 mld m^3/rok, nie jest to wielkość, która dawałaby odpowiedni komfort dla potencjalnych inwestorów. Trzeba jednak pamiętać, iż dopiero 100% gazyfikacja całej gospodarki byłaby

10 Por. *Energy Prices & Taxes*, Quarterly statistics, Third Quarter 2009.

11 Podobny wynik uzyskamy biorąc do wyliczeń średnie wartości z okresu 2001-2008.

w stanie zagospodarować całość lub większą część tych wolumenów, a jest to scenariusz zupełnie nieprawdopodobny. W wariancie realistycznym wzrost popytu na gaz może wynosić jedynie niespełna 5 mld m^3/rok, co oznacza, iż potencjał rynku krajowego stanowiłby istotną barierę w rozwoju wydobycia 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 wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce, tym większe prawdopodobieństwo zwrócenia uwagi firm energetycznych na to właśnie paliwo jako źródło energii pierwotnej dla nowo budowanych bloków.

Skrótu dokonano na podstawie artykułu: Kaliski M., Krupa M., Sikora A., *Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu łupkowego* (*The potential of the Polish energy market as a possible direction of monetisation of the Polish unconventional natural gas resources*). Katedra Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, ISBN 978-83-62511-25-9; Kraków 2010, s. 792-806.

Literatura:

1. Baseline 2009 i 2007 – model PRIMES. Uniwersytet Ateński. National Technical University of Athens (NTUA).
2. *BP Statistical Review of World Energy*, 2009 oraz *Review 2010,* 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, 2009 r., prezentacja w zbiorach autorów.
4. *Energy Prices & Taxes Quarterly statistics 2009 Third Quarter*, IEA, 2009.
5. Godec M., Van Leeuwen T., Kuuskraa V. *Economics of Unconventional Gas*, Advanced Resources, 2007.
6. Górecki W., *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorowych w Polsce*, 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. *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 M., Staśko D., *Prognozy energetyczne Polski w perspektywie roku 2025* „Wiertnictwo Nafta Gaz", tom 22/1 2005.
11. Nawrocki J. *Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce*, 2010.
12. *Polityka Energetyczna Państwa 2030,* www.mg.gov.pl (5.11.2009) 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. Kuuskraa V. A., Stevens S. H., *Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report*, 2009.
16. Wood MacKenzie, Unconventional Gas Service Analysis *Poland/Silurian Shales*, 2009.
17. www.cire.pl
18. www.gaz-system.pl

14. Perspektywy wykorzystania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w sektorach pozaenergetycznych oraz główne bariery dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego

Maciej Kaliski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora

Brak odpowiedniej podaży gazu na rynku polskim przekłada się na zwiększone ryzyko przerwania dostaw do gospodarstw domowych i odbiorców przemysłowych w przypadku zawirowań związanych z importem gazu z Rosji. Taka sytuacja wciąż skutecznie odstrasza większość potencjalnych konsumentów tego surowca, zwłaszcza w najbardziej newralgicznych obszarach energetyki i przetwórstwa przemysłowego. Autorzy wychodząc z przeprowadzonych analiz potencjału wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych wskazują, iż możliwy wzrost podaży gazu ziemnego pochodzącego z krajowej produkcji – w tym przede wszystkim ze złóż niekonwencjonalnych napotka na podstawowe bariery i ograniczenia wynikające z braku właściwej infrastruktury przesyłowej oraz magazynowej, która nie jest przygotowana na zmianę kierunków przesyłu czy np. konieczny eksport gazu. Artykuł wskazuje przede wszystkim na luki w przepustowości podstawowych części systemu przesyłowego w Polsce. Na podstawie dostępnych danych przygotowano i omówiono bariery dla mocy przesyłowych dla głównych magistrali przesyłowych wewnątrz kraju z uwzględnieniem planowanych, nowych inwestycji, w szczególności dla obszarów, gdzie przewiduje się zwiększone wydobycie gazu niekonwencjonalnego w Polsce.

W czasie licznych warsztatów, spotkań i sympozjów zdefiniowane zostały podstawowe potencjalne bariery dla poszukiwań polskiego gazu niekonwencjonalnego. Są to miedzy innymi:

- Występowanie części zasobów obok obszarów Natura 2000, także silne organizacje ekologiczne oraz zmiany i niejednorodność przepisów związanych z ochroną środowiska (o czym szerzej w rodziale 3);
- Silne zaludnienie obszarów eksploatacyjnych;
- Protekcjonizm krajowego rynku firm serwisowych (zwłaszcza wiertniczych) i brak konkurencji na rynku firm serwisowych, utrudnienia dla wejście zagranicznych firm wiertniczych (np. polskie/unijne uprawnienia dla operatorów urządzeń wiertniczych) (o czym szerzej w rozdziale 15);
- Trudne i długie procedury sprowadzania sprzętu wiertniczego spoza Unii Europejskiej;
- Przetargi (czas/cena) na wykonanie wierceń;

- Brak liberalizacji rynku i niepewność co do ceny gazu wynikająca z niedostatecznej liberalizacji krajowego rynku gazu (o czym szerzej w rozdziale 12);
- Niejasne (trudne) przepisy dotyczące otrzymania koncesji na poszukiwanie i później wydobycie (o czym szerzej w rozdziale17 i 18), a także prawa do informacji geologicznej oraz często wysoka cena informacji geologicznej;
- Brak zachęt podatkowych i finansowych (o czym szerzej w rozdziale 17);
- Brak polskiej myśli technicznej (konieczność zakupu technologii) ;
- Przerwa pokoleniowa wśród wiertników polskich (brak specjalistów w kraju);
- **Polityka energetyczna PEP2030, która nie forsuje gazu jako źródła energii**.

Obecnie zasoby wydobywalne gazu ze złóż konwencjonalnych wynoszą około 140 mld m^3 (dane Państwowego Instytutu Geologicznego[1]), zaś wydobycie wynosi nieco ponad 4 mld m^3 rocznie, co daje jeden z najwyższych w krajach europejskich współczynnik zasobów do wydobycia (R/P) równy około 34,6. Przyjmując ów współczynnik do wyliczenia potencjalnego wydobycia z wcześniejszych podawanych szacunków zasobów gazu niekonwencjonalnego uzyskujemy gigantyczne, jak na skalę Polski, wolumeny: od 40,5 mld m^3 (dolna granica przedziału) do 86,8 mld m^3 (górna granica oszacowania) gazu ziemnego rocznie[2]. A mając na uwadze specyfikę profilu wydobycia gazu łupkowego, z ogromnym wzrostem produktywności danego złoża w pierwszych okresach i późniejszym silnym spadkiem oraz niskie wykorzystanie własnych zasobów przez polskie koncerny wydobywcze (głównie PGNiG SA) odzwierciedlone w bardzo wysokim współczynniku R/P, możemy się spodziewać wydobycia nawet na poziomie 100 mld m^3 gazu na rok – i to w perspektywie najbliższych 10-15 lat.

Jedną z podstawowych bolączek rozwoju wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce w prognozowanych ilościach, wydaje się być brak wystarczającej sieci przesyłowej dla mogących się pojawić dodatkowych wolumenów gazu. Przeszkody dla rozwoju elektroenergetyki opartej o gaz opisane zostały w rodziale 13.

Specjalną kategorią popytu na gaz ziemny w obszarze przetwórstwa przemysłowego jest jego konsumpcja na potrzeby pozaenergetyczne, głównie jako źródła wodoru do procesów chemicznych i petrochemicznych. W Polsce głównym konsumentem gazu ziemnego jako surowca wsadowego do produkcji jest przemysł chemiczny, a bardziej precyzyjnie przemysł nawozowy wykorzystujący gaz do wytwarzania amoniaku jako głównego półproduktu do produkcji nawozów azotowych (tabela 14.1).

1 Por. Nawrocki J., *Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce*, 2010.

2 Dotyczy to szacunków Wood MacKenzie – 1,4 bln m^3 i Advanced Resoruces Int. – 3 bln m^3.

Tabela 14.1 Wykorzystanie gazu jako surowca do produkcji pozaenergetycznej

Zużycie w celach nieenergetycznych	jednostka	2007	2008
Całość przemysłu, w tym:	mln m^3	2 305	2 314
Przemysł chemiczny	mln m^3	2 249	2 305
Udział przemysłu chemicznego w całości konsumpcji	%	97,6%	99,6%
Udział produkcji amoniaku (nawozów azotowych) w całości konsumpcji	%	97,2%	95,0%

Źródło: Obliczenia własne na podstawie: opracowania GUS *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008;* danych Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego (*Raport roczny 2009*) oraz opracowania *Najlepsze Dostępne Techniki (BAT) Wytyczne dla Branży Chemicznej w Polsce – Przemysł Wielkotonażowych Chemikaliów Nieorganicznych, Amoniaku, Kwasów i Nawozów Sztucznych* przygotowanego na zlecenie Ministerstwa Środowiska, wrzesień 2005

Zaznaczyć jednak należy, że od 2008 r. obserwujemy załamanie na rynku nawozowym, które jest już wyraźnie widoczne w danych za 2009 r., gdzie odnotowano aż 21% spadek produkcji amoniaku, co przełożyło się na zmniejszenie zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony zakładów azotowych z poziomu około 2,2 mld m^3/rok do nieco ponad 1,8 mld m^3/rok. Największym konsumentem gazu są Zakłady Azotowe w Puławach S.A. z efektywnym popytem (wraz z zapotrzebowaniem energetycznym) na poziomie około 900 mln m^3/rok, następnie Anwil S.A. we Włocławku (500 mln m^3/rok), Zakłady Chemiczne w Policach S.A. (500 mln m^3/rok), Zakłady Azotowe w Kędzierzynie (400 mln m^3/rok) oraz Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. (150 mln m^3/rok).

Tabela 14.2 Produkcja amoniaku i nawozów azotowych w Polsce w latach 2006-2009

	jednostka	2006	2007	2008	2009
Produkcja amoniaku	tys. ton	2 434	2 462	2 414	2 002
Maksymalne moce	tys. ton	2 920	2 920	2 920	2 920
Efektywne moce*	tys. ton	2 680	2 680	2 680	2 680
Wykorzystanie maksymalnych mocy	%	83%	84%	83%	69%
Wykorzystanie efektywnych mocy	%	91%	92%	90%	75%
Produkcja nawozów azotowych w przeliczeniu na czysty składnik	tys. ton	1 707	1 818	1 692	1 503
Eksport nawozów azotowych	tys. ton	536	632	547	B.D.
Udział eksportu nawozów azotowych w produkcji	%	31%	35%	32%	B.D.
Estymowane zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów azotowych (amoniaku)**	mln m^3	2 216	2 241	2 198	1 823

* Efektywne moce wyliczono przyjmując 30 dniowe wyłączenie instalacji

** Estymacja przy założeniu średniego zużycia gazu do produkcji amoniaku na poziomie 32,5 GJ na tonę NH3, uśredniona wartość wyliczona biorąc pod uwagę moce wytwórcze oparte o konwencjonalny reforming i półspalanie (instalacje w Puławach i Kędzierzynie).

Źródło: Obliczenia własne na podstawie: danych GUS *Produkcja ważniejszych wyrobów przemysłowych I-XII 2009*, danych Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego *Raport roczny 2009*; danych CAAC (Centrum Analityczne Administracji Celnej) za lata 2007-2008; oraz opracowania *Najlepsze Dostępne Techniki (BAT) Wytyczne dla Branży Chemicznej w Polsce – Przemysł Wielkotonażowych Chemikaliów Nieorganicznych, Amoniaku, Kwasów i Nawozów Sztucznych* przygotowanego na zlecenie Ministerstwa Środowiska, wrzesień 2005

Potencjał wzrostu zużycia nawozów sztucznych na rynku krajowym nie jest zatem imponujący. Nadmiarowe moce produkcyjne polskich zakładów są częściowo zagospodarowane poprzez eksport sięgający 30% całkowitego wolumenu produkcji. Niestety, w ostatnim okresie brak dostosowania cen gazu ziemnego na rynku polskim do cen spotowych na rynkach europejskich spowodował dość istotne pogorszenie konkurencyjności cenowej produktów polskich zakładów azotowych, co uwidaczniają m.in. dane dotyczące produkcji za 2009 r. W negatywnym scenariuszu zaobserwowany w 2009 r. spadek produkcji nawozów może okazać się trwały, co oznaczałoby utratę popytu na gaz ze strony przemysłu chemicznego szacowaną na około 400 mln m^3 rocznie.

Dlatego nie należy raczej zakładać globalnego wzrostu popytu na gaz ziemny ze strony przemysłu chemicznego w Polsce – scenariusz pozytywny to powrót do poziomu konsumpcji z lat 2006-2008. Zakłady azotowe adresują coraz częściej potrzebę zmiany lub dywersyfikacji dostawców tego surowca, co stanowi szansę dla nowych podmiotów rozwijających wydobycie gazu niekonwencjonalnego na pozyskanie znakomitych (zrównoważony, stabilny profil odbioru) klientów.

Dotarcie do opisanych powyżej grup klientów jest w większości przypadków możliwe na podstawie bezpośrednich umów pomiędzy dostawcą a klientem, stąd pozyskanie ich przez nowe podmioty na rynku gazowym wydaje się relatywnie łatwiejsze. Pozostałe, przedstawione poniżej, grupy konsumentów składają się w większości wypadków z drobnych (w sensie wolumenu zużywanego gazu), rozproszonych jednostek, stąd efektywna sprzedaż gazu tym podmiotom może odbywać się właściwie tylko za pośrednictwem firm dystrybucyjnych.

W tabeli 14.3 przedstawiona została wielkość zużycia gazu ziemnego oraz alternatywnych paliw przez pozostałe działy gospodarki: rolnictwo, budownictwo, handel, firmy wodociągowe i kanalizacyjne, transport (tylko cele grzewcze), administrację, instytucje użyteczności publicznej (szkoły, szpitale itp.), małe przedsiębiorstwa produkcyjne i usługowe. Cechą charakterystyczną tej grupy klientów jest niskie jednostkowe zużycie, ale z uwagi na dużą liczbę podmiotów gospodarczych także całkiem pokaźny wolumen zagregowanego popytu. Ważny jest też fakt, iż w strukturze zużycia paliw w tych obszarach dość istotną rolę odgrywają łatwiejsze do zastąpienia produkty ropopochodne i gaz płynny, dla których łączny ekwiwalent energetyczny w postaci wysokometanowego gazu ziemnego wynosi blisko 1 mld m^3 rocznie. Dlatego efektywny potencjał substytucji innych paliw przez gaz ziemny jest, naszym zdaniem, w tym obszarze niewiele mniejszy, niż w przemyśle i może wynosić nawet do 30% całkowitej konsumpcji pozostałych paliw, co daje 1,13-1,19 mld m^3 gazu ziemnego wysokometanowego rocznie.

Tabela 14.3 Konsumpcja paliw i nośników energii w 2008 r. w pozostałych działach gospodarki

Pozostałe działy	w TJ	w tys. toe	w mln m³ (dla 36 MJ)	w mln m³ (dla 37,7 MJ)	Struktura
Gaz ziemny	88 008	2 102	2 445	2 336	38%
Węgiel kamienny, koks, węgiel brunatny	79 679	1 903	2 213	2 115	35%
Produkty ropopochodne i LPG	37 476	895	1 041	995	16%
Torf i drewno	23 946	572	665	635	10%
Biogaz, odpady i biomasa	1 517	36	42	40	1%
RAZEM	230 626	5 508	6 406	6 120	100%
Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	142 618	3 406	3 962	3 785	62%
Teoretyczny potencjał wzrostu przy 30% substytucji pozostałych paliw i nośników	42 785	1 022	1 188	1 135	19%

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

Ostatnią grupą konsumentów gazu ziemnego, najbardziej rozproszoną, ale o znacznym udziale w łącznym zużyciu tego surowca są gospodarstwa domowe[3]. Gaz ziemny dostarcza dziś nieco powyżej 19% energii na potrzeby grzewcze dla gospodarstw domowych[4], dlatego całkiem realne wydaje się zwiększenie konsumpcji gazu przez sektor gospodarstw domowych nawet o około 3 mld m³/rok w perspektywie najbliższej dekady.

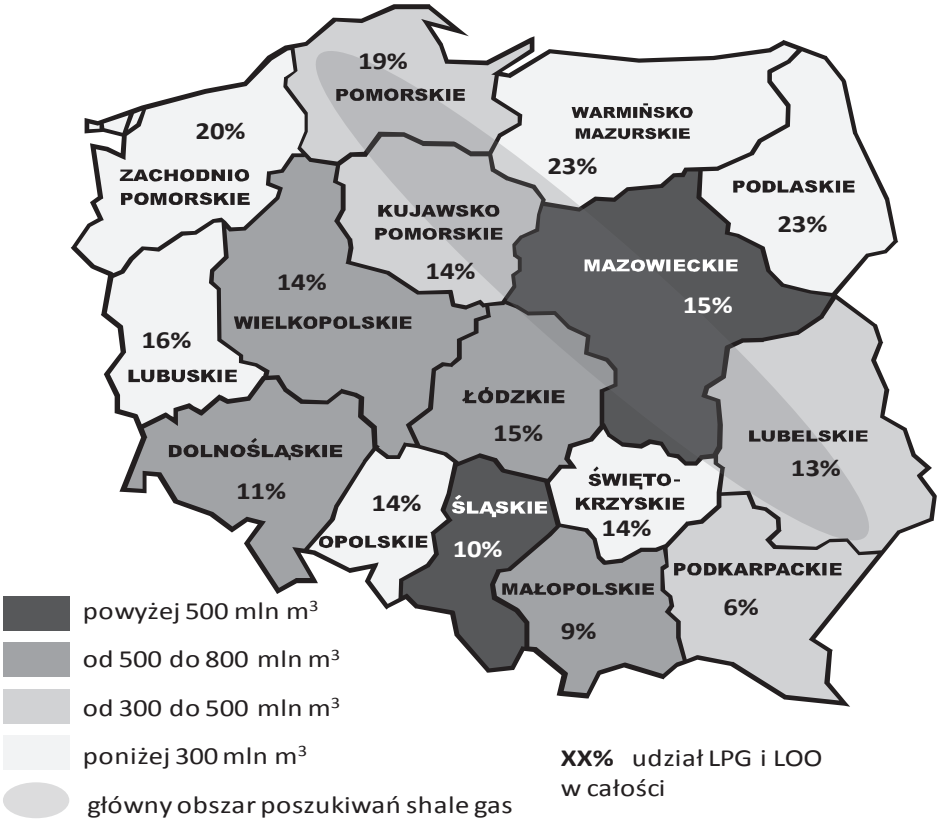
Mając na uwadze problemy infrastrukturalne (patrz kolejne części analizy), warto przeanalizować potencjalny popyt ze strony gospodarstw domowych położonych na obszarach przyległych do ewentualnych regionów wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Teoretyczna całkowita substytucja węgla kamiennego oraz LPG i LOO w województwach pomorskim, kujawsko-pomorskim, mazowiecki i lubelskim to ponad 2,15 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego, przy czym około 15% (320 mln m³) przypada na bardziej podatne na substytucję paliwa płynne. Nieco mniejszy wolumen to jest 1,72 mld m³, z czego 260 mln m³ przypada na paliwa płynne, oferują województwa sąsiadujące: wielkopolskie, łódzkie, podkarpackie i świętokrzyskie[5]. Oznacza to, iż można, bez znaczących nakładów na infrastrukturę, uplasować w sektorze gospodarstw domowych od 600 mln m³ do 1,2 mld m³ gazu ziemnego wysokometanowego. Większe wolumeny wymagać będą znaczącego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

3 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, Kraków 2010, s. 792-806.

4 Pomijając zużycie energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń, które w polskich warunkach jest bardzo kosztowną i nader rzadko wykorzystywana opcją.

5 Blisko położone są też województwa zachodniopomorskie, warmińsko-mazurskie i podlaskie, ale w tych regionach konieczne byłyby istotne nakłady na rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

Rys. 14.1. Wielkość potencjalnej, całkowitej (100%) substytucji węgla kamiennego oraz gazu płynnego i lekkiego oleju opałowego w sektorze gospodarstw domowych w przeliczeniu na mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego*



* Z uwagi na brak danych odnośnie konsumpcji w podziale na województwa, niniejsze wyliczenie nie uwzględnia zużycia drewna i torfu.
Źródło: Obliczenia własne na podstawie opracowania GUS *Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku*, Warszawa 2009

Tabela 14.4 zawiera podsumowanie naszej analizy odnośnie potencjału wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych. Odnosząc się do przedstawionych w niej danych należy pamiętać, iż ów potencjał może ujawnić się właściwie tylko w obliczu zakładanego na początku niniejszego rozdziału wzrostu podaży gazu ziemnego pochodzącego z krajowej produkcji – w tym przede wszystkim ze złóż niekonwencjonalnych. Brak odpowiedniej podaży gazu przekłada się na zwiększone ryzyko przerwania dostaw w przypadku zawirowań związanych z importem gazu z Rosji, a to wciąż skutecznie odstrasza większość potencjalnych konsumentów tego surowca, zwłaszcza w najbardziej newralgicznych obszarach energetyki i przetwórstwa przemysłowego. W scenariuszu optymistycznym zakładamy kontynuację „klimatycznego" trendu w polityce UE, a co za tym idzie dynamiczny rozwój mocy wytwórczych energii elektrycznej i cieplnej opartych na gazie ziemnym do poziomu około

20-21% udziału w całości mocy wytwórczych, a pozostałych obszarach substytucję na poziomie 20-30% konsumpcji pozostałych paliw, co implikuje zastąpienie nie tylko paliw płynnych (LPG, LOO, COO), ale też węgla oraz powrót zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony przemysłu chemicznego do poziomu przedkryzysowego. W scenariuszu pośrednim wzrost zużycia gazu w energetyce odnosi się tylko do zgłaszanych przez firmy energetyczne projektów budowy nowych bloków opartych o gaz ziemny, natomiast w pozostałych obszarach substytucja dotyczy przede wszystkim paliw płynnych i tylko w minimalnym stopniu paliw stałych, przemysł chemiczny zaś trwale zmniejsza zapotrzebowania na gaz ziemny do obecnego poziomu.

Tabela 14.4 Potencjał wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych obszarach polskiej gospodarki oraz segmencie gospodarstw domowych

w mln m³ (36 MJ/m³)	Łączne zapotrzebowanie na paliwa i nośniki (baza 2008 r.)	Konsumpcja gazu ziemnego (2008 r.)	Teoretyczny potencjał wzrostu (zużycie pozostałych paliw i nośników bez gazu ziemnego)	Efektywny potencjał substytucji – scenariusz optymistyczny	Efektywny potencjał substytucji – scenariusz pośredni
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
RAZEM	76 440	14 337	65 754	15 310	4 800

* bez ciepła z elektrociepłowni

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

W scenariuszu optymistycznym potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego w Polsce może wynosić ponad 15 mld m³ rocznie. Porównując to z poziomem obecnego zużycia uzyskujemy gigantyczny, ponad 100% wzrost popytu, ale w perspektywie wzrostu wydobycia do 40-80 mld m³/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 wariancie pośrednim wzrost popytu na gaz może wynosić jedynie niespełna 5 mld m³/rok, co oznacza, iż potencjał rynku krajowego stanowiłby istotną barierę w rozwoju wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Największy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny może pochodzić z mocno zapóźnionej w rozwoju i opartej o paliwa stałe energetyki (potencjał wzrostu w sektorze elektroenergtycznym opisany został w rozdziale 13).

Infrastruktura gazowa jako główna bariera wzrostu podaży gazu w Polsce

Na infrastrukturę obsługującą przesył i dystrybucję gazu w Polsce składają się:

- Gazociągi:
  - wysokiego ciśnienia powyżej 1,6 MPa – głównie system tranzytowy i przesyłowy
  - podwyższonego średniego ciśnienia: od 0,5 do 1,6 MPa
  - średniego ciśnienia 0,01 do 0,5 MPa
  - niskiego ciśnienia poniżej <10 kPa

  } głównie systemy dystrybucyjne
- Tłocznie gazu
- Stacje redukcyjno-pomiarowe, tradycyjnie dzielone na:
  - Węzły Rozdziału Gazu,
  - Stacje Redukcyjno-Pomiarowe I stopnia,
  - Stacje Redukcyjno-Pomiarowe II stopnia
- Podziemne magazyny gazu (PMG)

Przesył tranzytowy gazu przez Polskę jest realizowany przez Gazociąg Jamalski, którego właścicielem (nie oddzielnym operatorem) jest: spółka System Gazociągów Tranzytowych Europol-Gaz S.A. (główni akcjonariusze to Gazprom (48%), PGNiG SA (48%) i Gas-Trading SA (4%)[6]), usługę operatorską wykonuje GAZ-SYSTEM S.A. na zlecenie PGNiG SA Długość polskiego odcinka Gazociągu Jamalskiego wynosi ok. 680 km, średnica rur 1420 mm, a maksymalne ciśnienie robocze 8,4 MPa. Gazociąg obsługuje pięć tłoczni – w Szamotułach, Włocławku, Ciechanowie, Zambrowie i Kondradkach, o docelowej zainstalowanej mocy (pięciu tłoczni) 600 MW. Osiągnięta przepustowość docelowa pierwszej nitki wynosi 32,3 mld m^3 gazu/rok. Na trasie gazociągu wybudowano dwa punkty odbioru gazu do sieci przesyłowej w Polsce: we Włocławku (maksymalna przepustowość techniczna 350 tys. m^3/h, co daje ponad 3 mld m^3/rok) oraz Lwówku (maksymalna przepustowość techniczna 270 tys. m^3/h, co daje ponad 2,3 mld m^3/rok), nie ma natomiast żadnego punku wejścia do Gazociągu Jamalskiego z krajowego systemu gazowniczego, co czyni ten gazociąg bezużytecznym dla celów potencjalnego eksportu gazu. Docelowo Gazociąg Jamalski miał składać się z dwóch nitek o łącznej przepustowości sięgającej 65,7 mld m^3 gazu/rok. W związku ze zmianą strategii eksportowej Rosji i decyzją o powstaniu gazociągów omijających kraje tranzytowe (Nord Stream, South Stream) budowę drugiej nitki Gazociągu Jamalskiego zawieszono bezterminowo, co stanowi pewną szansę dla możliwości budowy w jej miejscu dedykowanego gazociągu eksportowego gazu z łupków mogącego wyeksportować około 30-40 mld m^3 gazu rocznie. Realność tego zadania zależy w dużej mierze od formalno-prawnych możliwości budowy gazociągu.

Na krajowy system przesyłu składają się dwa oddzielne systemy przesyłowe gazu ziemnego:

- system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego (E) – odbiór gazu ziemnego z południa i zachodu Polski,
- system przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego (Lw), znacząco mniejszy od systemu przesyłowego gazu ziemnego wysokometanowego, który podlega stopniowemu zastępowaniu i wymianie na system przesyłu gazu wysokometanowego – odbiór gazu ziemnego z zachodu Polski.

6 Zgodnie z ostatnimi ustaleniami z negocjacji pomiędzy Gazpromem a PGNiG SA docelowo mają pozostać tylko Gazprom i PGNiG SA (po 50%).

Rys. 14.2 Gazociąg Jamalski na tle całości systemu przesyłowego w Polsce

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Rys. 14.3 System przesyłowy gazu ziemnego obsługiwany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A. Grubość linii określającej gazociągi nie jest dokładnym odwzorowaniem ich przepustowości. Szczegółowe informacje dotyczące przepustowości dostępne są pod adresem www.gaz-system.pl

Tabela 14.5 System przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. (na dzień 31 grudnia 2008r.)

System przesyłowy	Majątek własny OGP GAZ-SYSTEM S.A.	Majątek leasingowany od PGNiG SA	Majątek razem
Gazociągi przesyłowe	6 768,2 km	2 906,9 km	9 675,1 km
Stacje gazowe	507 szt.	316 szt.	823 szt.
Tłocznie gazu	13 szt.	1 szt.	14 szt.

Źródło: Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448)

Gaz ziemny rozprowadzany jest w Polsce siecią przesyłową o długości ok. 9 675,1 km (gazociągi o średnicy od 80 do 700 mm) zarządzaną przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Należy nadmienić, iż całość systemu przesyłowego w Polsce obejmuje 13 858 km, 1600 stacji gazowych i 18 tłoczni gazowych. System przesyłowy jest uzupełniony przez sieci gazowe spółek dystrybucyjnych – łącznie prawie 118 tys. km (bez przyłączy) z czego prawie 97% przypada na 6 spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGNiG SA.

Punkty wejścia do krajowego systemu przesyłowego można podzielić na dwie grupy. Pierwszą grupą, którą do krajowej sieci przesyłowej dopływa gaz importowany stanowią wejścia na granicach Polski i takie połączenia istnieją zarówno na granicy wschodniej jak i zachodniej oraz połączenia z tranzytowym Gazociągiem Jamalskim wewnątrz kraju.

Cechą charakterystyczną polskiego systemu połączeń międzysystemowych jest ich jednokierunkowy charakter – w niemal wszystkich punktach gaz może być transportowany tylko do Polski, bez możliwości rewersu, co bardzo utrudnia chociażby sprzedaż nadwyżek gazu lub własnego wydobycia. Oznacza to, iż na dzień dzisiejszy nie istnieją techniczne możliwości eksportu gazu z Polski.

Tabela 14.7 Połączenia z systemem przesyłowym w Polsce

Kraj	Operator na wejściu	Operator na wyjściu	Miejsce	Kierunek dostaw	Maksymalna całkowita zdolność przesyłowa (mln m^3/rok)
Ukraina	Uktransgaz	Gaz-System	Drozdowicze	Polska	5682,4
Ukraina	Uktransgaz	Karpacka SG	Hrubieszów	Polska	255,5
Białoruś	Biełtransgaz	Gaz-System	Wysokoje	Polska	5490,0
Białoruś	Biełtransgaz	Gaz-System	Tietierowka	Polska	188,9
Rosja	Europol GAZ	Gaz-System	Włocławek	Polska	3057,6
Rosja	Europol GAZ	Gaz-System	Lwówek	Polska	2371,7
Niemcy	ONTRAS	Gaz-System	Lasów	Polska	1054,2
Niemcy	ONTRAS	Gaz-System	Gubin	Polska	17,6
Niemcy	ONTRAS	MOW	Słubice	Polska	B.D.
Niemcy	Gaz-System	ONTRAS	Kamminke	Niemcy	87,8
Czechy	Severomoravske plynarenske	Gaz-System	Głuchołazy	Polska	105,4
Czechy	Severomoravske plynarenske	Gaz-System	Branice	Polska	1,4

Źródło: Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448)

Drugą grupę stanowią wyjścia z kopalni gazu, które są podłączone do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM. W skali kraju jest to aktualnie kilkadziesiąt połączeń, a sytuacja jest w tym zakresie dość płynna, gdyż w miarę zagospodarowania odkrytych nowych złóż gazu, połączeń tych przybywa. Istnieją jednak takie sytuacje, gdy po wyczerpaniu złóż dotychczasowe połączenia są niepotrzebne i powinny być lub są likwidowane.

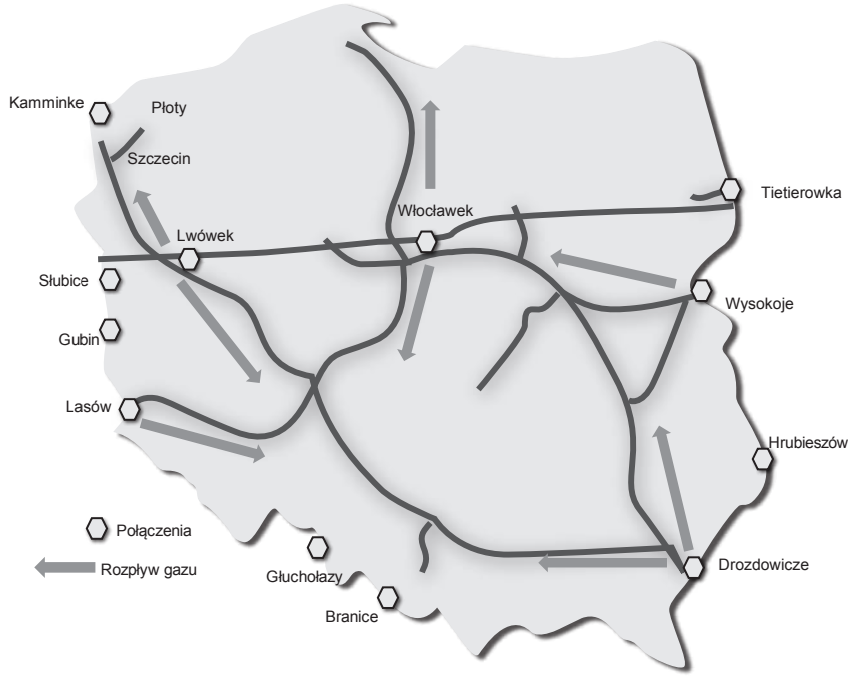
Z polskich złóż można zatłoczyć w skali roku ponad 6,5 mld m^3 gazu wysokometanowego i ponad 3 mld m^3 gazu zaazotowanego. Dla samych rurociągów trudno jednoznacznie zdefiniować poziom ich maksymalnej przepustowości, dlatego poniżej przedstawiono obliczenia dotyczące rzeczywistej przepustowości danej części infrastruktury.

Tabela 14.6 Dystrybucyjne sieci gazu w Polsce (stan na koniec 2008 r.)

Operator sieci dystrybucyjnej	Długość sieci (km)	Wolumen rozprowadzanego gazu (mln m^3/rok)
Mazowiecka Spółka Gazownicza	18 337	1 897
Wielkopolska Spółka Gazownicza	14 572	1 725
Dolnośląska Spółka Gazownicza	7 637	988
Górnośląska Spółka Gazownicza	20 489	1 371
Karpacka Spółka Gazownicza	43 928	2 004
Pomorska Spółka Gazownicza	8 970	882
Razem Grupa Kapitałowa PGNiG SA	113 933	8 867
G.EN Gaz Energia	2 350	90
MOW	1 200	25
CP Energia	300	28
Łącznie	117 783	9 010

Źródło: Raport Roczny PGNiG SA za 2008 r., Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009 r., Nr 31, poz. 448) Prospekt Emisyjny CP Energia

Rys. 14.4 Połączenia międzysystemowe z polskim systemem gazowym



Źródło: Opracowanie własne

Tabela 14.8 Przepustowość systemu przesyłowego w Polsce (dane za 2008 r.)

Elementy infrastruktury przesyłowej	Oddział w Tarnowie		Oddział w Rembelszczyźnie		Oddział w Gdańsku		Oddział w Poznaniu – sieć E i Lw		Oddział we Wrocławiu – sieć E i Lw		Oddział w Świerklanach		Całość systemu przesyłowego	
	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok
Przepustowości szczytowe*														
gazociągi	16,7	x	16,9	x	7,9	x	10,9	x	5,0	x	10,3	x	67,7	x
punkty wejścia z importu	17,5	x	17,9	x	8,4	x	6,5	x	3,1	x	0,3	x	53,8	x
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	12,5	x	0,8	x	brak	x	14,8	x	0,6	x	brak	x	28,7	x
punkty wejścia z PMG	16,8	x	brak	x	52,8	x	5,3	x	brak	x	brak	x	74,9	x
łącznie punkty wejścia	46,8	x	18,7	x	61,2	x	26,6	x	3,8	x	0,3	x	157,4	x
punkty wyjścia (bez PMG)	33,1	x	19,8	x	11,8	x	24,4	x	17,4	x	25,6	x	132,2	x
punkty wyjścia do PMG	8,1	x	brak	x	20,2	x	4,6	x	brak	x	brak	x	32,8	x
łącznie punkty wyjścia	41,2	x	19,8	x	32,0	x	29,1	x	17,4	x	25,6	x	165,0	x
Przepustowości efektywne**														
gazociągi	13,9	5,1	14,1	5,1	6,6	2,4	9,1	3,3	4,2	1,5	8,6	3,1	56,4	20,6
punkty wejścia z importu	16,3	5,9	15,6	5,7	8,4	3,1	6,5	2,4	2,9	1,1	0,3	0,1	49,9	18,2
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	10,4	3,8	0,7	0,2	brak	brak	12,3	4,5	0,5	0,2	brak	brak	23,4	8,5
punkty wejścia z PMG	14,0	0,7	brak	brak	44,0	0,4	4,4	0,6	brak	brak	brak	brak	62,4	1,7
łącznie punkty wejścia	40,7	10,4	16,2	5,9	52,4	3,4	23,2	7,4	3,5	1,3	0,3	0,1	136,3	28,6
punkty wyjścia (bez PMG)	27,6	10,1	16,5	6,0	9,8	3,6	20,4	7,4	14,5	5,3	21,4	7,8	110,1	40,2
punkty wyjścia do PMG	6,7	0,7	brak	brak	16,8	0,4	3,8	0,6	brak	brak	brak	brak	27,4	1,7
łącznie punkty wyjścia	34,3	10,8	16,5	6,0	26,6	4,0	24,2	8,0	14,5	5,3	21,4	7,8	137,5	41,9

Elementy infrastruktury przesyłowej	Oddział w Tarnowie		Oddział w Rembelszczyźnie		Oddział w Gdańsku		Oddział w Poznaniu – sieć E i Lw		Oddział we Wrocławiu – sieć E i Lw		Oddział w Świerklanach		Całość systemu przesyłowego	
	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok	mln m³/ doba	mld m³/ rok
Zrealizowane przepływy (2008)														
Gazociągi	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	B.D.	
punkty wejścia z importu	12,9	4,7	6,3	2,3	4,4	1,6	3,0	1,1	2,6	0,95	0,0	0,0	29,2	10,7
punkty wejścia z kraju (kopalnie, odazotownie)	4,8	1,8	B.D.	B.D.	brak	Brak	6,3	2,3	B.D.	B.D.	brak	brak	11,2	4,1
punkty wejścia z PMG	1,1	0,4	brak	brak	0,6	0,2	0,9	0,3	brak	brak	brak	brak	2,6	0,9
łącznie punkty wejścia	18,8	6,9	6,3	2,3	4,9	1,8	10,3	3,7	2,6	1,0	0,0	0,0	42,9	15,7
punkty wyjścia (bez PMG)	11,6	4,2	8,0	2,9	4,3	1,6	6,3	2,3	2,2	0,8	5,7	2,1	38,0	13,9
punkty wyjścia do PMG	1,5	0,5	brak	brak	0,7	0,2	1,3	0,5	brak	brak	brak	brak	3,4	1,3
łącznie punkty wyjścia	13,0	4,8	8,0	2,9	4,9	1,8	7,6	2,8	2,2	0,8	5,7	2,1	41,4	15,1

* Przepustowość szczytowa dla gazociągów została określona na podstawie zrealizowanych przepływów w dobie szczytowej (26 stycznia 2009 r.), dla punktów wejścia i wyjścia na podstawie danych Gaz-Systemu (techniczna przepustowość stacji wejścia i wyjścia).

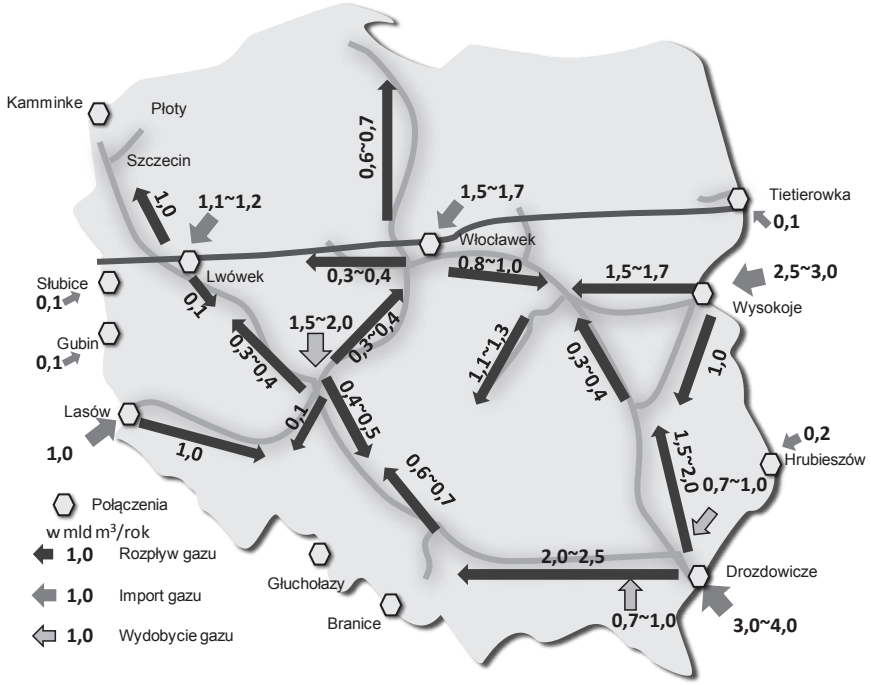
**Przepustowość efektywną gazociągów oraz punktów wejścia (bez punktów tranzytowych) i wyjścia określono jako 83,33% (20 z 24) przepustowości szczytowej w ujęciu dobowym, przemnożone przez 365 dni w roku dla ujęcia rocznego, za wyjątkiem PMG, gdzie w ujęciu rocznym jako przepustowość podano pojemność czynną magazynów. Dla punktów tranzytowych źródłem danych było Sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009r., Nr 31, poz. 448).

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych Gaz-System S.A. Sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w gaz ziemny za okres od dnia 1 kwietnia 2007 r. do dnia 31 grudnia 2008 r. Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2009 r. (MP z 2009 r., Nr 31, poz. 448), oraz PGNiG SA.

Tabela 14.8 wskazuje na raczej niewielkie możliwości wykorzystania obecnego systemu przesyłowego gazu ziemnego zarówno do transportu gazu niekonwencjonalnego wewnątrz kraju, jak i eksportu. Rejony potencjalnego wydobycia gazu łupkowego znajdują się na obszarach trzech oddziałów regionalnych GAZ-SYSTEMU: tarnowskiego, Rembelszczyzny i gdańskiego. Możliwości wprowadzenia gazu do systemu są dzisiaj zlokalizowane głównie w oddziale tarnowskim: rejon Przemyśla (ok.1 mld m^3/rok technicznej przepustowości w punktach wejścia), Jarosławia (650 mln m^3), Leżajska (320 mln m^3), Rzeszowa (980 mln m^3), Lubaczowa (460 mln m^3) i Tarnowa (840 mln m^3). W centralnej części Lubelszczyzny znajduje się duża kopalnia gazu – Mełgiew (290 mln^3) natomiast na pograniczu południowej części Mazowsza i Lubelszczyzny kolejna – Stężyca (290 mln^3), które to punkty wejścia są położone najbliżej potencjalnych obszarów wydobycia gazu niekonwencjonalnego. Na pozostałej części oddziału mazowieckiego (Rembelszczyzna) oraz pomorskiego (Gdańsk) z uwagi na brak działalności wydobywczej gazu nie istnieją żadne wewnętrzne punkty wejścia do systemu. Dla przesyłu potencjalnego wolumenu gazu niekonwencjonalnego problemem nie są jednakże punkty wejścia, które można dość łatwo i szybko wybudować, ale dostępne moce przesyłowe samych gazociągów.

Operator systemu przesyłowego nie podaje dokładnych danych odnośnie rezerwy mocy przesyłowych, tym niemniej z dostępnych informacji można wnioskować, iż dodatkowy przesył około 2-2,5 mld m^3 rocznie w obszarach oddziałów: tarnowskiego (ok. 0,8-1 mld m^3), Rembelszczyzny (ok. 1-1,2 mld m^3) i gdańskiego (0,2-0,3 mld m^3) byłby zapewne wykonalny

Rys. 14.5 Wizualizacja typowych zdolności przesyłowych na mapie systemu przesyłowego (gaz wysokometanowy E)



Źródło: opracowanie własne na bazie publikowanych danych Gaz-System S.A.

(rys 14.5). Bardziej precyzyjna prognoza byłaby możliwa dopiero po przygotowaniu nowego planu rozpływu sieci uwzględniającego pojawiające się wolumeny gazu niekonwencjonalnego. W świetle powyższych danych musimy stwierdzić, iż system przesyłowy w obecnym kształcie nie jest w stanie zapewnić efektywnego transportu nawet dla pośredniego wariantu wzrostu popytu (5 mld m^3/rok), o wersji optymistycznej (15 mld m^3) tudzież eksporcie nie wspominając.

Alternatywą dla rozbudowy sieci przesyłowych może też być całkowite zastąpienie dotychczasowego importu – wówczas dostępna przepustowość sieci sięga 13-15 mld m^3 rocznie, ale w świetle zobowiązań wynikających z zawartych już kontraktów z Gazpromem jest to scenariusz mało prawdopodobny.

Skrótu dokonano na podstawie: Kaliski M., Krupa M., Sikora A., *Ograniczenia i bariery polskiej infrastruktury gazowej w kontekście możliwego rozwoju wydobycia polskiego gazu łupkowego*, Katedra Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, ISBN 978-83-62511-25-9; Kraków 2010 s. 807-826.

Literatura:

1. Baseline 2009 i 2007 – model PRIMES. Uniwersytet Ateński. National Technical University of Athens (NTUA).
2. *BP Statistical Review of World Energy*, 2009 oraz *Review 2010,* 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, 2009 r., prezentacja w zbiorach autorów.
4. *Energy Prices & Taxes Quarterly statistics 2009 Third Quarter*, IEA, 2009.
5. Godec M., Van Leeuwen T., Kuuskraa V. *Economics of Unconventional Gas*, Advanced Resources, 2007.
6. Górecki W., *Perspektywy odkrycia nowych złóż węglowodorowych w Polsce*, 2008.
7. GUS *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2007, 2008*.
8. GUS *Zużycie paliw i nośników energii w 2008 roku*.
9. 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, Kraków 2010, s. 792-806.
10. 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).
11. Kaliski M., Staśko D., *Prognozy energetyczne Polski w perspektywie roku 2025* „Wiertnictwo Nafta Gaz", tom 22/1 2005.
12. Nawrocki J. *Bilans zasobów gazu ziemnego w Polsce*, 2010.
13. *Polityka Energetyczna Państwa 2030,* www.mg.gov.pl (5.11.2009) Prognoza ARE.
14. Rychlicki S., Siemek J., *Kierunki Dostaw Gazu do Europy – Stan aktualny i tendencje przyszłościowe*, "Polityka Energetyczna", tom 10, zeszyt specjalny 2, 2008.
15. *Tackling Investment Challenges in Power Generation In IEA countries*, IEA, 2009.
16. Kuuskraa V. A., Stevens S. H., *Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report*, 2009.
17. Wood MacKenzie, Unconventional Gas Service Analysis *Poland/Silurian Shales*, 2009.
18. www.cire.pl
19. www.gaz-system.pl

15. Wyzwania infrastrukturalne dla wydobycia i produkcji gazu niekonwencjonalnego w Polsce

Mariusz Ruszel

Poszukiwanie i eksploatacja gazu niekonwencjonalnego wymagają posiadania specjalistycznych urządzeń wiertniczych i niezbędnej infrastruktury transportowej i przesyłowej. W perspektywie prawdopodobnego rozwoju sektora gazu niekonwenjconalnego w Polsce oznacza to konieczność zaprojektowania i realizacji ogromnych inwestycji infrastrukturalnych. Eksploatacja gazu niekonwencjonalnego wymaga wybudowania odpowiedniej infrastruktury technicznej, która umożliwi dostarczenie odpowiedniej ilości wody oraz innych substancji wykorzystywanych do wydobywania surowca. Do przeprowadzania odwiertów kierunkowych oraz zabiegów szczelinowania hydraulicznego potrzebne są odpowiednie ilości specjalistycznego sprzętu oraz doświadczony personel.

Oszacowanie dokładnego potencjału gazu niekonwencjonalnego wymaga przeprowadzenia pionowych i poziomych odwiertów. Szacuje się, że koszty odwiertu w polskich warunkach wynoszą obecnie 15-20 mln USD[1]. Należy zaznaczyć, że ze względu na ograniczoną liczbę firm wykonujących odwierty oraz niewystarczające do uruchomienia produkcji komercyjnej ilości urządzeń wiertniczych, tempo rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego może się wydłużyć, zaś koszty usług wiertniczych mogą okazać się nieatrakcyjne ekonomicznie. Tym bardziej, iż procedury związane ze sprowadzaniem sprzętu spoza Unii Europejskiej są długotrwałe i skomplikowane, zaś na krajowym rynku firm serwisowych dodatkowo nie występuje konkurencja. Niemniej jednak nie można wykluczyć sytuacji, że w przypadku potwierdzenia dużych ilości gazu niekonwencjonalnego w Polsce rozwinie się krajowy przemysł produkujący urządzenia wiertnicze do poszukiwania gazu, co w konsekwencji doprowadzi do obniżenia kosztów odwiertów[2].

Oprócz odwiertów kosztowne są zabiegi szczelinowania hydraulicznego, za które według doniesień medialnych, trzeba zapłacić ponad milion USD. Zabiegów szczelinowania hydraulicznego wykonuje się zazwyczaj kilkanaście na jeden kilometr odwiertu poziomego.

1 *Koszty otworu przy poszukiwaniu gaz łupkowego w Polsce 15-20 mln USD*, http://gazlupkowy.pl/koszty-otworu-przy-poszukiwaniu-gaz-lupkowego-w-polsce-15-20-mln-usd/ (5.06.2011 r.) Inne źródła podają koszty odwiertu w Polsce sięgającego 3 tys. metrów oscylują w granicach 6-7 milionów dolarów. [w:] Czyżewski A., Świeboda P., *Jak zbudować sektor gazu łupkowego w Polsce*, http://www.demosservices.home.pl/www/files/Raport_Gaz_Lupkowy_A4_light.pdf (30.05.2011 r.).

2 *Polska może produkować urządzenia do poszukiwań gazu łupkowego*, http://www.cire.pl/item,54754,1.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link (3.06.2011 r.).

Stworzenie odpowiedniej wydobywczej bazy infrastrukturalnej dla sektora gazu łupkowego w Polsce wymagać będzie nieustannych inwestycji w sprzęt oraz innowacyjne technologie zwiększające efektywność procesu wydobycia gazu niekonwencjonalnego oraz wykorzystywanych na tym etapie substancji. Zaznaczyć należy, że z uwagi na dynamicznie postępujące prace badawcze nad udoskonalaniem technologii wydobycia gazu niekonwencjonalnego, które są aktualnie prowadzone w USA (więcej na ten temat w rozdziale 4) nie jesteśmy w stanie definitywnie określić jak wyglądał będzie proces produkcji gazu niekonwencjonalnego za 5-10 lat. Oznacza to, że w interesie Polski jest jednoczesne stworzenie odpowiednich ośrodków naukowo-badawczych, które zajmować się będą rozwijaniem technologii wydobywania gazu niekonwencjonalnego. W takich warunkach Polska miałaby szansę wykorzystać sceptyczną postawę Francji i Niemiec wobec gazu łupkowego i wysunąć się na pozycję unijnego lidera w zakresie wydobywania tego surowca. Wraz z rozwojem technologii zmieniać się będą wydobywcze wyzwania infrastrukturalne.

Z sukcesem zakończony etap wydobycia gazu niekonwencjonalnego otwiera nowy rozdział wyzwań infrastrukturalnych związanych z zapewnieniem odpowiedniej infrastruktury przesyłowej. W Polsce obecnie brakuje gazociągów przesyłowych oraz infrastruktury magazynowej, dzięki której można byłoby gromadzić większą ilość strategicznych rezerw[3] gazu ziemnego. Istniejąca struktura gazociągów dopasowana jest do importu gazu z kierunku wschodniego (o czym szerzej w rozdziale 14). W związku z powyższym, ogromnym wyzwaniem inwestycyjnym jest rozbudowanie oraz modernizacja infrastruktury przesyłowej[4] dla gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Odpowiednio rozwinięta sieć gazociągów (również dystrybucyjnych[5]) umożliwi dostarczanie gazu niekonwencjonalnego do odbiorców końcowych na obszarze całego państwa, transport do podziemnych magazynów gazu (PMG), a także potencjalny eksport poprzez międzysystemowe połączenia gazowe (interkonektory) oraz terminal LNG w Świnoujściu, bądź w przypadku większych ilości gazu drugą nitkę Gazociągu Jamalskiego (o czym szerzej w rozdziale 16).

Oczywiście kluczowa będzie również rozbudowa sieci gazociągów przesyłowych na terenie kraju, która leży w kompetencjach spółki akcyjnej Skarbu Państwa – Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., a także rozbudowa gazociągów dystrybucyjnych leżąca w kompetencjach spółek dystrybucyjnych gazu ziemnego, które w 97% należą do Grupy Kapitałowej PGNiG SA[6]. Zgodnie z przyjętym planem inwestycyjnym, GAZ-SYSTEM S.A. ma

3 Zgodnie z ustawą z dnia 29 października 2010 r. o rezerwach strategicznych za system rezerw strategicznych odpowiada Minister Gospodarki. „Rezerwy strategiczne tworzy się na wypadek zagrożenia bezpieczeństwa i obronności państwa, bezpieczeństwa, porządku i zdrowia publicznego oraz wystąpienia klęski żywiołowej lub sytuacji kryzysowej, w celu wsparcia realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa i obrony państwa, odtworzenia infrastruktury krytycznej, złagodzenia zakłóceń w ciągłości dostaw służących funkcjonowaniu gospodarki i zaspokojeniu podstawowych potrzeb obywateli, ratowania ich życia i zdrowia, a także wypełnienia zobowiązań międzynarodowych Rzeczypospolitej Polskiej", [w:] Ustawa z dnia 29 października 2010 r. o rezerwach strategicznych (art. 3).

4 Gazociągi przesyłowe to gazociągi wysokiego ciśnienia powyżej 1,6 MPa o średnicy od 80 do 700 mm.

5 Gazociągi dystrybucyjne to gazociągi: niskiego ciśnienia poniżej 10kPA, średniego ciśnienia od 0,01 MPa do 0,5 MPa, podwyższonego średniego ciśnienia od 0,5 MPa do 1,6 MPa.

6 Są to: Mazowiecka Spółka Gazownicza, Wielkopolska Spółka Gazownicza, Dolnośląska Spółka Gazownicza, Górnośląska Spółka Gazownicza,

wybudować w latach 2011-2014 blisko 1000 km sieci przesyłowej gazociągów. Przede wszystkim powstaną nowe gazociągi w północno-zachodniej części państwa. Strategicznymi inwestycjami są odcinki: Świnoujście-Szczecin i Szczecin-Lwówek. Gazociąg Świnoujście-Szczecin o długości około 80 km będzie łącznikiem terminalu LNG z siecią przesyłową gazu ziemnego. Będzie się on łączył z planowanym gazociągiem Szczecin-Lwówek, który z kolei będzie miał długość 188 km, zaś przy nim znajdować się będzie ukończona w marcu 2011 r. tłocznia gazu w Goleniowie. Bardzo ważnym odcinkiem będzie gazociąg Szczecin-Gdańsk o długości 265 km, który jest budowany na obszarze województw zachodniopomorskiego oraz pomorskiego. Inwestycja ma zostać ukończona w 2013 r. i ma zapewnić przesył gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu do budowanego Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu (KPMG) Kosakowo oraz rozbudowywanego KPMG Mogilno. Najważniejszym celem inwestycji jest stworzenie odpowiednich warunków technicznych do gazyfikacji słabo zgazyfikowanej północnej części Polski poprzez zwiększenie przepustowości systemu przesyłowego.

Powyższe inwestycje stanowią odpowiedź na słabo rozwiniętą infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego w tej części państwa. Jeżeli w perspektywie czasu podjęta zostanie decyzja o budowie drugiego terminala LNG w Gdańsku, wówczas wzrośnie znaczenie gazociągu Włocławek-Gdynia, który będzie dokończony wraz z końcem 2011 r. Oprócz wspomnianych gazociągów GAZ-SYSTEM S.A. planuje budowę kolejnych odcinków w centralnej części Polski tj.: Rembelszczyzna-Gustorzyn oraz Gustorzyn-Odolanów, który umożliwi przesyłanie gazu w dwóch kierunkach, a także odbiór gazu z PMG Wierzchowice i Mogilno[7]. Bardzo duże inwestycje realizowane są na Dolnym Śląsku, gdzie powstają gazociągi: Polkowice-Żary, Jeleniów-Dziwiszów, Dziwiszów-Taczalin, Taczalin-Radakowice-Gałów oraz Zdzieszowice-Wrocław. GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje również odcinki: Skoczów-Komorowice-Oświęcim, Strachocina-Podgórska Wola oraz Hermanowice-Strachocina (patrz mapa 15.1). Gazociągi te wraz z budową bądź rozbudową tłoczni usprawnią również przesył gazu ziemnego z terytorium Ukrainy.

Należy podkreślić, że GAZ-SYSTEM S.A. przymierza się już do kolejnego projektu inwestycyjnego na lata 2015-2017, kiedy to planuje wybudowanie kolejnych 800 km gazociągów przesyłowych. Spółka planuje w tym okresie dalsze rozszerzenie zdolności przesyłowych gazu ziemnego zarówno w Lasowie, jak i na połączeniu międzysystemowym pomiędzy Polską a Czechami.

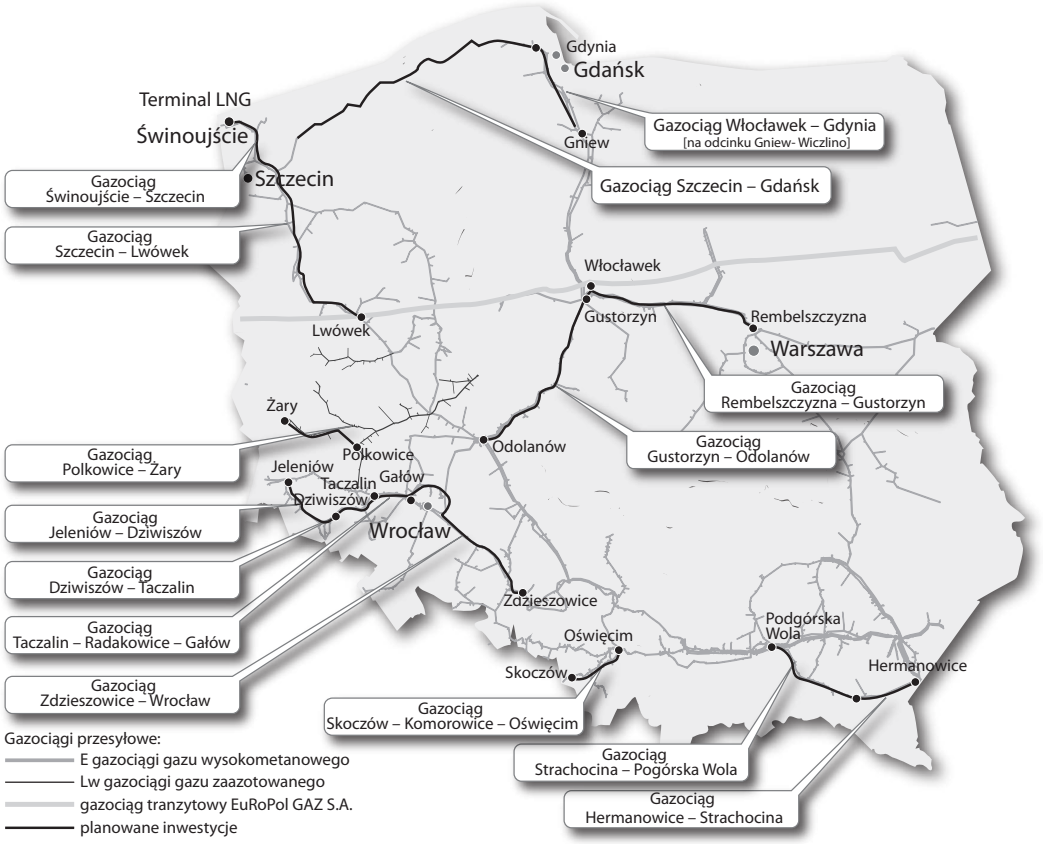
Trzeba również mieć świadomość, że eksploatacja gazu niekonwencjonalnego wymagać będzie powstania infrastruktury łączącej miejsce odwiertu z sieciami gazociągów. Zapewne gazociągi przesyłowe nie będą bezpośrednio dochodziły do miejsc odwiertów, a więc niezbędna będzie budowa sieci gazociągów kopalnianych. Zapewne część infrastruktury łączącej miejsca wydobycia z siecią będzie miało charakter tymczasowy, a więc po wyczerpaniu

Karpacka Spółka Gazownicza oraz Pomorska Spółka Gazownicza. Oprócz Grupy Kapitałowej PGNiG SA operatorami sieci dystrybucyjnej są: G.EN Gaz Energia, MOW, CP Energia.

7 *Gazociąg Gustorzyn-Odolanów*, http://www.gaz-system.pl/system-przesylowy/dofinansowanie-z-ue/program-operacyjny-infrastruktura-i-srodowisko/gazociag-gustorzyn-odolanow.html?L=1 (1.06.2011 r.).

się w złożach gazu będzie trzeba zdemontować pewne elementy. W związku z powyższym konieczne jest zbudowanie w Polsce kilku tysięcy różnego typu gazociągów. Trudno obecnie jednoznacznie określić skalę inwestycji infrastrukturalnych, ponieważ wiele wyjaśni się po zakończeniu badań określających potencjał gazu niekonwencjonalnego w Polsce.

Mapa 15.1 Istniejące oraz planowane gazociągi



Źródło: GAZ-SYSTEM S.A., http://www.gazsystem.pl/fileadmin/centrum_prasowe/wydawnictwa/PL/system_gazociagow_przesylowych_-_inwestycje_GAZ-SYSTEM_SA.pdf (2.06.2011 r.)

Niektóre z budowanych gazociągów powstają, aby umożliwić przesyłanie gazu niekonwencjonalnego do PMG (patrz mapa 15.2), których właścicielem jest PGNiG SA. Obecne zdolności magazynowe wynoszą 1,83 mld m^3 gazu ziemnego i nie przyczyniają się do znacznego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. W raporcie Instytutu Kościuszki *Bezpieczeństwo Energetyczne Polski* podkreślono, że pojemność czynna magazynów stanowiła w 2009 r. około 12,5%[8] rocznego zużycia gazu ziemnego i była niewystarczająca, aby zapewnić bezpieczeństwo

8 W 2009 r. łączna pojemność PMG wynosiła 1,66 mld m^3.

energetyczne w sytuacjach szczytowego zużycia bądź sytuacjach kryzysowych. W raporcie wskazano, że najniższym bezpiecznym poziomem pojemności PMG w stosunku do rocznego zużycia jest 15-20%, zaś optymalnym 25%[9].

Surowiec z PMG jest wykorzystywany do wyrównywania wahań sezonowych. Magazyny napełniane są w okresie letnim, zaś opróżniane w miarę zapotrzebowania w okresie zimowym. PGNiG SA posiada obecnie osiem PMG: Wierzchowice (575 mln m^3), Husów (350 mln m^3), Strachocina (150 mln m^3), Swarzów (90 mln m^3), Brzeźnica (65 mln m^3) oraz KPMG Mogilno (377 mln m^3), Daszewo (30 mln m^3), Bonikowo (200 mln m^3). Obecnie budowany jest PMG Kosakowo, zaś w Goleniowie realizowane są prace studyjne. W planach inwestycyjnych PGNiG SA jest zwiększenie pojemności magazynów. Rozbudowane mają zostać PMG: Wierzchowice do 1,2 mld m^3 (2012 r.)[10], Husów do 500 mln m^3 (2011 r.), Mogilno do 800 mln m^3 (2018 r.), Strachocina do 330 mln m^3 (2011 r.), Kosakowo (250 mln m^3 – 2020 r.). Istotne jest zwiększenie nie tylko pojemności PMG, ale także zwiększenie technicznych możliwości dziennego odbioru gazu ziemnego z magazynów, która obecnie wynosi 34,63 mln m^3 (uwzględniając, że PMG są wypełnione w 100%)[11]. Przykładowo dzienne szczytowe zapotrzebowanie gazu ziemnego w miesiącach styczeń-marzec wynosi obecnie około 55-56 mln m^3 surowca[12], a więc zasadnym jest zwiększenie technicznych możliwości dziennego poboru gazu z magazynów. Zwiększenie kubatury PMG do wielkości ponad 3 mld m^3 gazu ziemnego pozwoliłoby na zachowanie bezpieczeństwa energetycznego w Polsce w przypadku przerw dostaw gazu ziemnego w okresie 2-3 miesięcy. Dalsze dodatkowe powiększenie kubatury PMG po 2015 r. dałoby możliwość zatłaczania do nich części gazu niekonwencjonalnego.

Realizacja tych planów inwestycyjnych wymaga ogromnych środków finansowych. Rozwój sektora gazu niekonwencjonalnego w Polsce może jednak docelowo rozwinąć i unowocześnić polską infrastrukturę transportową i przesyłową gazu ziemnego. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, którą realizuje GAZ-SYSTEM S.A. współfinansowana jest w znacznej części z funduszy europejskich tj.: Trans-European Networks–Energy (TEN-E), unijny program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (European Energy Programme for Recovery) oraz Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko. Niektóre z PMG rozbudowywanych przez PGNiG SA otrzymały dofinansowanie UE w kwocie 390 mln euro, a więc około 1,54 mld zł. Unijna dotacja musi zostać wykorzystana do końca czerwca 2015 r. Łączne inwestycje w PMG w perspektywie 2015 r. wyniosą 3,5 mld zł i zwiększą zdolności magazynowe z obecnych 1,83 mld m^3 do ponad 3 mld m^3 gazu ziemnego w perspektywie 2015 r. W świetle potencjału rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego skala i tempo zaplanowanych inwestycji infrastrukturalnych może okazać się niewystarczające, stwarzając istotną barierę dla rozwoju tego sektora. Polski rząd musi wziąć to pod uwagę

9 *Bezpieczeństwo Energetyczne Polski. Raport otwarcia*, Instytut Kościuszki, Kraków 2010, s. 53.

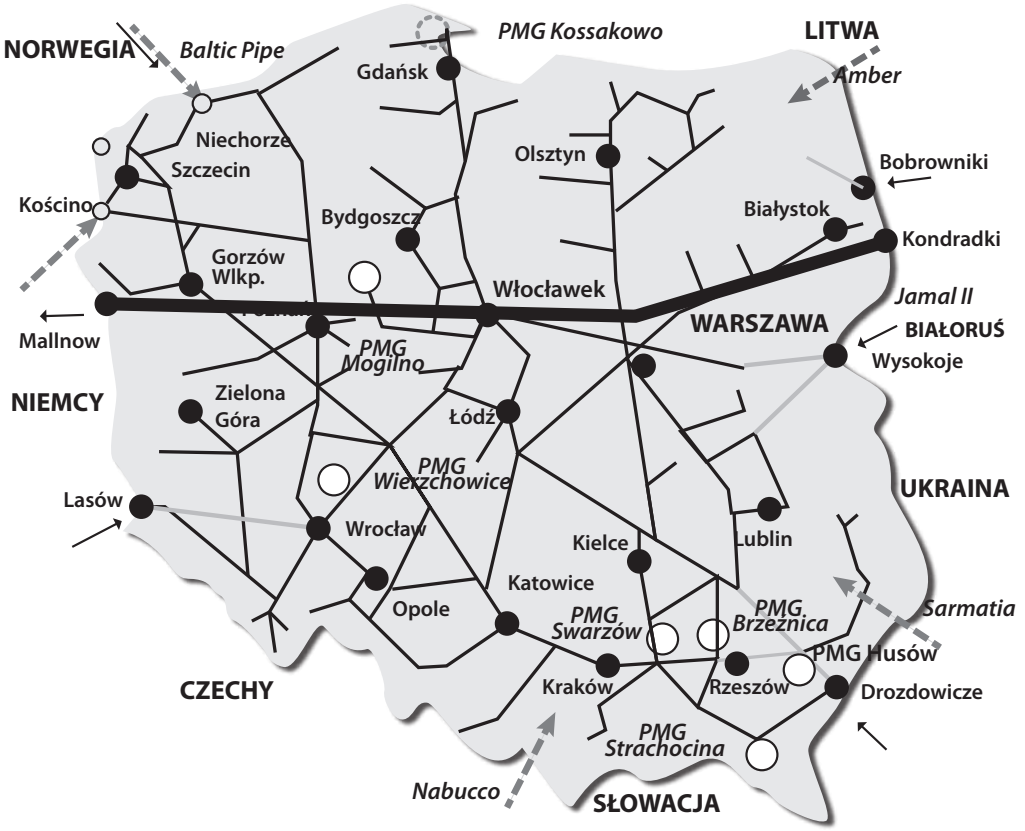
10 Docelowo planuje się zwiększenie pojemności magazynu do 3,5 mld m^3.

11 Parametry techniczne pracy PMG w sezonie 2009/2010, http://www.pgnig.pl/osm/magazyny/parametry/ (7.09.2009 r.).

12 W styczniu 2006 r. dzienne szczytowe zapotrzebowanie gazu ziemnego wynosiło około 63 mln m^3.

deklarując wsparcie dla rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego. Skuteczne sięganie po środki unijne na rozbudowę infrastruktury energetycznej, które jest jedną z istotnych szans dla rozwoju infrastruktury energetycznej, wymaga współpracy spółek Skarbu Państwa z polskim rządem oraz wspólnie prowadzonego w Brukseli lobbingu na rzecz wsparcia tego typu inwestycji. Wspólne działania w tym zakresie, także w okresie alokacji środków w ramach nowego budżetu UE 2014-2020, leżą w interesie państwa oraz firm energetycznych (więcej rekomendacji w tym temacie w rozdziale 10).

Mapa 15.2 System przesyłowy gazu ziemnego w Polsce wraz z obecnymi i potencjalnymi kierunkami dostaw surowca



Źródło: http://www.rynekgazu.pl/index.html?id=84 31.12.2010 r., [za:] dr inż. Tadeusz Leszczyński

Podsumowując, przemysłowa eksploatacja gazu niekonwencjonalnego w Polsce stanowi ogromną szansę nie tylko na zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego, ale również na rozbudowę i modernizację infrastruktury gazowej w kraju. Wskazanym byłoby stworzenie ułatwień inwestycyjnych umożliwiających inwestycje liniowe (kopalnie, sieci energetyczne,

gazociągi)[13]. Jednoczesna rozbudowa infrastruktury energetycznej oraz wydobywanie gazu niekonwencjonalnego stworzy możliwości lepszej gazyfikacji kraju oraz docierania do większej liczby odbiorców końcowych. W konsekwencji większe ilości gazu niekonwencjonalnego będą mogły być wykorzystane przez Polskę oraz trafić do powiększonych PMG. Z kolei nadwyżki gazu niekonwencjonalnego dzięki rozbudowanym połączeniom międzysystemowym będą mogły być sprzedawane do państw sąsiednich.

13 *Na łupkach Amerykanie połamią sobie zęby*, http://www.cire.pl/item,54670,1.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link (30.05.2011 r.).

16. Perspektywy eksportu gazu niekonwencjonalnego z Polski do krajów europejskich

Mariusz Ruszel

Prognozowane zasoby gazu niekonwencjonalnego zlokalizowane na terytorium Polski należą do największych w Unii Europejskiej. Uruchomienie z nich produkcji mogłoby stanowić szansę na wzmocnienie mechanizmów reagowania kryzysowego w przypadku przerw w dostawach gazu ziemnego oraz współkształtować bezpieczeństwo energetyczne Unii. Rozbudowa połączeń systemowych pomiędzy państwami Europy Środkowo-Wschodniej może umożliwić eksport gazu niekonwencjonalnego wydobywanego na terytorium Polski. Rozbudowywana infrastruktura energetyczna powinna w jak największym stopniu uwzględniać nie tylko zwiększające się zapotrzebowanie gazu ziemnego w kraju, lecz również umożliwiać w perspektywie czasu jego eksport. Wskazanym jest unikanie długoterminowych kontraktów mogących zapełniać przepustowość danych połączeń międzysystemowych jedynie w jednym kierunku. Jeżeli w perspektywie kilku lat okazałoby się, że Polska może eksportować kilka miliardów m^3 gazu niekonwencjonalnego, należy zastanowić się nad perspektywami i wyzwaniami związanymi z możliwością przesyłu gazu zarówno drogą morską, jak i lądową.

Oczywiście wymaga to podjęcia strategicznych decyzji inwestycyjnych, takich jak rozbudowa istniejących interkonektorów o możliwość rewersu, uwzględnienie dwukierunkowości w kontekście nowych połączeń międzysystemowych oraz rozbudowanie terminalu LNG w Świnoujściu o instalacje skraplania gazu niekonwencjonalnego, który stałby się wówczas drugim terminalem eksportowym LNG w Europie po norweskim Snohvit. W perspektywie długoterminowej, jeżeli wydobywany byłby w Polsce na skalę przemysłową gaz niekonwencjonalny, wówczas zasadnym jest wybudowanie drugiego terminalu LNG posiadającego instalacje do skraplania gazu. Eksportowanie gazu niekonwencjonalnego drogą morską wydaje się najbardziej elastyczną formą, pod warunkiem jej opłacalności. Wśród potencjalnych odbiorców gazu niekonwencjonalnego wydobywanego w Polsce mogą być te państwa, których zapotrzebowanie na gaz ziemny systematycznie wzrasta, a struktura dotychczasowych kontraktów nie zapewni w perspektywie czasu odpowiedniej ilości surowca. Oczywiście kluczowa może okazać się cena surowca, która determinować będzie zainteresowanie tym gazem. Jeżeli cena skroplonego gazu niekonwencjonalnego będzie konkurencyjna, to wśród potencjalnych odbiorców surowca można wymienić Holandię bądź Wielką Brytanię, która posiada rozbudowaną infrastrukturę terminali LNG oraz coraz mniejsze własne zasoby gazu (patrz rozdział 9).

Drugą drogę eksportu kilku miliardów m³ gazu niekonwencjonalnego mogłyby zapewnić planowane połączenia międzysystemowe gazu ziemnego (tzw. interkonektory) z niektórymi naszymi sąsiadami.

Interkonektor polsko-litewski w miejscowości Budzisko połączyłby gazociąg Kowno-Alytus z gazociągiem Włocławek-Gdynia, umożliwiając eksport około 1 mld m³ gazu na Litwę[1]. Jednocześnie GAZ-SYSTEM S.A. zapowiada kolejne inwestycje w latach 2015-2017, z których część dotyczyć ma zwiększenia przepustowości połączenia polsko-litewskiego, jeżeli ono do tego czasu powstanie[2]. Obecnie współpraca energetyczna pomiędzy Polską a Litwą nie układa się ze względów politycznych, lecz ocieplenie stosunków stwarza realne możliwości dywersyfikacji dostaw gazu z Polski do państw bałtyckich (por. rozdział 8). Znajdujące się na terytorium Litwy potencjalne zasoby gazu niekonwencjonalnego są niewielkie jeżeli chodzi o możliwości eksportowe, lecz wystarczające na potrzeby litewskiego zużycia surowca. Niemniej jednak trudno się spodziewać, aby amerykańskie firmy posiadające technologie wydobycia gazu niekonwencjonalnego zdecydowały się inwestować w kolejnych państwach europejskich, gdyż w ich interesie jest skupienie się na najbardziej perspektywicznych zasobach, które znajdują się w Polsce.

Jeżeli wskutek przemysłowej eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w Polsce jego cena będzie niższa niż gazu konwencjonalnego, wówczas teoretycznie potencjalnym rynkiem zbytu może być również Białoruś oraz Ukraina. Oprócz czynników ekonomicznych ewentualną współpracę w tym zakresie będą determinować czynniki polityczne, gdyż obecna polityka energetyczna obu państw uzależniona jest od Federacji Rosyjskiej. Niemniej jednak realia polityczne wskazują, iż mało prawdopodobne wydaje się postawienie na politykę dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez oba państwa. Niezależnie od planowanych działań związanych z rozbudową połączeń międzysystemowych gazu ziemnego, czynnikiem decydującym będą kwestie polityczne.

Niezwykle trudno będzie sprzedać gaz niekonwencjonalny do Niemiec, gdyż pomimo decyzji o wygaszeniu elektrowni jądrowych państwo to będzie miało wystarczająco dużo gazu ziemnego dostarczanego poprzez Gazociąg Północny, gdy ten osiągnie pełną przepustowość. W interesie Berlina będzie rozbudowa interkonektorów polsko-niemieckich, lecz ich celem będzie sprzedaż do Polski gazu tłoczonego pomiędzy gazociągiem OPAL a planowanym gazociągiem Szczecin-Lwówek (przepustowość 2-3 mld m³ gazu ziemnego rocznie), a także poprzez połączenie Lasów, które ma być rozbudowane do przepustowości 2 mld m³ gazu ziemnego rocznie. W związku z powyższym szczególnego znaczenia nabierają połączenia międzysystemowe gazu ziemnego w południowej części Polski. Interkonektor polsko-czeski w rejonie Cieszyna ma zostać uruchomiony pod koniec 2011 r. Połączenie zapewni przepustowość 0,5 mld m³ gazu

1 Matkowski A., Kiełbik A., *Sąsiedzkie połączenia gazowe z systemami gazowniczymi krajów otaczających – interkonektory*, Gazoprojekt, Grupa PGNiG SA, Warszawa 2011.

2 *Sieć gazociągów coraz dłuższa. Gaz System rozpoczyna gigantyczny projekt inwestycyjny*, http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/519347,siec_gazociagow_coraz_dluzsza_gaz_system_rozpoczyna_gigantyczny_projekt_inwestycyjny.html (4.06.2011 r.).

ziemnego, zaś w perspektywie czasu po rozbudowaniu osiągnie od 1,5 do 3 mld m^3 surowca. Z kolei połączenie polsko-słowackie, które ma powstać w pobliżu miejscowości Komańcza połączy polski system przesyłowy z gazociągiem Braterstwo w stacji kompresorowej Veľké Kapušany. Interkonektor ten ma mieć przepustowość od 1 do 3,5 mld m^3 gazu ziemnego[3]. Rozbudowa połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską a Czechami i Słowacją jest częścią planowanego korytarza gazowego „Północ-Południe", który ma udrożnić trasę przesyłową gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu do terminalu LNG Adria na chorwackiej wyspie Krk. Budowa korytarza gazowego stanowi również potencjalną infrastrukturę przesyłową gazu niekonwencjonalnego z terytorium Polski do państw EŚW, a także może uzupełniać zapotrzebowanie gazu ziemnego dla gazociągu Nabucco. Niemniej jednak należy zwrócić uwagę na przeciągające się działania związane z budową terminalu LNG Adria, który planowany jest od kilku lat, oraz ograniczenia przepustowości potencjalnego korytarza gazowego.

Zasadnym jest zbudowanie gazociągu Baltic Pipe, który połączyłby polskie i duńskie gazociągi. Należy zauważyć, iż szczyt wydobycia gazu ziemnego w Danii szacowany jest na okolice 2016 r., zaś w perspektywie kolejnych lat prognozowany jest spadek wydobycia. Nie można wykluczyć również spadku wydobycia gazu ziemnego w Norwegii w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Ostrożność wszelkich prognoz w tym zakresie spowodowana jest porozumieniem pomiędzy Rosją a Norwegią w sprawie linii demarkacyjnej na Arktyce, gdzie znajdują się znaczące pokłady gazu ziemnego, a także upowszechnieniem się nowych technologii wydobywczych.

W przypadku, gdyby przemysłowa eksploatacja gazu niekonwencjonalnego doprowadziła do sytuacji, że na polskim rynku znalazłoby się kilkadziesiąt miliardów m^3 gazu na eksport, wówczas zasadnym byłoby wykorzystanie infrastruktury Gazociągu Jamalskiego. Obecnie Gazociąg Jamalski tłoczy gaz ziemny z Federacji Rosyjskiej do państw Europy Zachodniej. Gazociąg ten ma techniczne możliwości przesyłania 30 mld m^3 gazu ziemnego, ale 90% przepustowości zakontraktowane ma rosyjski Gazprom, zaś 10% PGNiG SA. W rezultacie 27 mld m^3 gazu jest przesyłanych przez Rosję Gazociągiem Jamalskim do państw Europy Zachodniej. Przypuszczalnie w interesie Federacji Rosyjskiej jest zachowanie kontroli nad Gazociągiem Jamalskim oraz dążenie do przejmowania koncesji na wydobycie gazu niekonwencjonalnego w Polsce bądź zawarcie strategicznego partnerstwa z firmami posiadającymi koncesje i wydobywającymi gaz. Właścicielem polskiego odcinka Gazociągu Jamalskiego jest spółka EuRoPol Gaz S.A., zaś operatorem gazociągu jest GAZ-SYSTEM S.A. Rosyjski Gazprom współkreuje decyzje dotyczące Gazociągu Jamalskiego poprzez spółkę EuRoPol Gaz, gdzie wspólnie z PGNiG SA mają po 48% akcji, zaś 4% należy do Gas Trading S.A. W wyniku ustaleń z końca 2010 r. udziały w spółce mają mieć po 50% PGNiG SA i Gazprom. Przypuszczalnie brak konsensusu na szczeblu spółki może sprawić, że problemy będą rozstrzygane na szczeblu politycznym, co będzie mniej korzystne dla Polski.

3 Pojawiają się również informacje, że połączenie będzie miało przepustowość 5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie, [w:] *Szansa na polsko-słowacki interkonektor w korytarzu Północ-Południe*, http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/best/2011-01-19/szansa-na-polsko-slowacki-interkonektor-w-korytarzu-polnoc-poludnie (30.05.2011 r.).

Mapa 16.1 Trasa korytarza gazowego z terminalu LNG w Świnoujściu do terminalu LNG Adria

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Osiecki G., *Polska namawia Brukselę: Dołóżcie się do gazociągu*, http://biznes.gazetaprawna.pl/grafika/484237,58860,polska_namawia_brukselе_dolozcie_sie_do_gazociagu.html (4.02.2011 r.)

Należy pamiętać, że istnieje możliwość budowy drugiej nitki Gazociągu Jamalskiego, która zwiększyłaby zdolności przesyłowe do 65,7 mld m^3[4]. Obecnie Gazociągiem Jamalskim przesyłane jest 50 mln m^3 gazu ziemnego dziennie, zaś w przypadku budowy „drugiej nitki" zdolności te znacząco się zwiększą. Gazociąg Jamalski może stanowić infrastrukturę przesyłową nie tylko dla rosyjskiego gazu ziemnego, lecz również polskiego gazu niekonwencjonalnego. Zapewne Gazprom będzie dążył do sytuacji gwarantującej mu dostęp do mocy przesyłowych. Podobne stanowisko może mieć PGNiG SA, z kolei Bruksela będzie dążyć do liberalizacji polskiego rynku gazu oraz dostępu do Gazociągu Jamalskiego na zasadach konkurencyjnych. Zapewne sprzymierzeńcem UE będą w tym zakresie USA. Oznacza to, że PGNiG SA będzie musiało przygotować się do funkcjonowania w warunkach konkurencyjnych. Przemysłowe wydobywanie gazu niekonwencjonalnego oraz jego eksport może zależeć od postępów w deregulacji polskiego rynku gazu[5]. Jednoczesne rozbudowanie infrastruktury przesyłowej oraz eksploatacja gazu niekonwencjonalnego stanowi szansę dla całej UE na zwiększenie samowystarczalności energetycznej oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego Europy.

Jeżeli Polska stanie się eksporterem gazu niekonwencjonalnego za pośrednictwem stałej infrastruktury gazociągowej do państw EŚW, to znacząco wzrośnie jej polityczne znaczenie w UE. Eksportowanie gazu niekonwencjonalnego poprzez gazociągi przyniesie większe korzyści polityczne i gospodarcze, aniżeli sprzedaż surowca poprzez terminale LNG. Niemniej jednak wszystko zależy od ilości wydobytego gazu niekonwencjonalnego, który zostanie przeznaczony na eksport. Zasadnym jest, aby państwa członkowskie UE przełamywały swoje partykularne interesy narodowe i dążyły do rozwoju wspólnej polityki energetycznej opartej o solidarność energetyczną i skuteczne wykorzystanie własnych zasobów surowcowych energetycznych, do których zalicza się gaz niekonwencjonalny.

4 *EuRoPol Gaz*, http://www.europolgaz.com.pl/gazociag_parametry.htm (30.05.2011 r.).

5 Zob. Gwiazdowski R., *Konkurencja zamiast regulacji. To szansa dla polskiego rynku gazu*, http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/519676,konkurencja_zamiast_regulacji_to_szansa_dla_polskiego_rynku_gazu.html (25.06.2011 r.).

17. Perspektywy rozwoju gazu niekonwencjonalnego w Polsce – system koncesyjno-podatkowy

Aleksander Zawisza

Działalność geologiczna i górnicza, a tym samym poszukiwanie, eksploatacja i produkcja gazu ziemnego, jest co do zasady w dużym zakresie regulowana i obciążona daninami publicznymi. Zakres oraz forma regulacji prawnych mają duże znaczenie dla opłacalności i efektywności zagospodarowywania zasobów naturalnych, znajdujących się w dyspozycji danego państwa. Kryteria, dzięki którym porównywać można systemy prawne i ekonomiczne różnych państw odnośnie sposobu gospodarowania zasobami naturalnymi, w tym w szczególności zasobami geologicznymi, to między innymi:

1. przejrzystość przepisów prawa danego państwa;
2. spójność prawa;
3. spójność ekonomiczna – symetryczność i adekwatność obciążeń o charakterze podatkowym do uzyskiwanych lub możliwych do uzyskania dochodów, uwzględniająca szeroko pojęte i wielowektorowe ryzyko prowadzonej działalności ;
4. stabilność prawa i wyznaczanych przez to prawo danin o charakterze publicznym;
5. skuteczność egzekwowania prawa.

Funkcjonujący w danym państwie system regulacji prawnych dotyczący złóż geologicznych, zależy od takich czynników jak:

1. kultura prawna i organizacyjna;
2. efektywność funkcjonowania szeroko pojętego wymiaru sprawiedliwości;
3. wielkość bogactwa danego państwa jakie wytwarzane jest poza sektorem wydobywczym;
4. ustrój państwa;
5. stopień skolaryzacji społeczeństwa;
6. rodzaj zasobu (kopaliny);
7. odległość od państw-klientów;
8. stan gospodarki światowej i wynikające z niego ceny danych kopalin;
9. wielkość posiadanych zasobów i stan ich rozpoznania, a także wielkość potencjalnie posiadanych zasobów surowcowych;
10. liczba ludności;
11. stan i struktura sektora finansów publicznych.

Z punktu widzenia długofalowego i strategicznego interesu danego państwa, regulacje prawne powinny z jednej strony chronić posiadane zasoby przed nieuzasadnionym eksploatowaniem, z drugiej strony umożliwiać najbardziej efektywne ich wykorzystanie. Poniżej zestawione zostały regulacje prawne Polski i Norwegii; wybór ten nie jest przypadkowy (Tabela 17.1). Norwegia, dzięki prowadzonemu systemowi koncesyjno-podatkowemu, po pierwsze uzyskuje stabilne i długookresowe wpływy z wydobycia ropy naftowej, po drugie system eksploatacji złóż nastawiony jest na wieloletnie zrównoważone działanie, po trzecie istnieje wieloletnia przewidywalność systemu zarówno koncesyjnego (sposób i tryb przyznawania koncesji), jak i podatkowego, co jest czynnikiem zmniejszającym ryzyko kraju, a mniejsze ryzyko kraju przekłada się na możliwość uiszczenia większych opłat eksploatacyjnych (niższe ryzyko oznacza niższy zysk).

Państwa posiadające duże zasoby określonych kopalin (w szczególności ropy naftowej i gazu ziemnego) w mniejszym lub większym stopniu próbowały i próbują wykorzystywać uzyskiwane dzięki ich wydobyciu dochody do zapewnienia długoterminowego wzrostu gospodarczego lub/i zabezpieczenia finansowego przyszłych pokoleń. Od tej reguły istnieją oczywiście wyjątki, na przykład wtedy, kiedy uprawnienie do eksploatacji danych zasobów przyznawane jest w sposób sprzeczny z prawem (łapówka) lub/i stanowi dochód określonego prezydenta czy króla. Zdarzają się też takie sytuacje, w których opłaty za eksploatację danego złoża są niewspółmiernie małe w stosunku do jego wartości rynkowej i dodatkowo są przeznaczane na pokrycie bieżących wydatków danego państwa nie zasilając „kapitału żelaznego" bądź funduszy celowych. Polskie opłaty są aktualnie niewspółmiernie małe do złóż jakie posiadamy i ich wartości. Opłata eksploatacyjna w Polsce za 1000 m^3 to 2 USD.

Norwegia

Norwegia, biorąc za kontrprzykład doświadczenia innych państw, które nie potrafiły efektywnie alokować i wykorzystać dużych i niespodziewanych dochodów z surowców naturalnych, podjęła działania zmierzające do lepszego zagospodarowania strumieni pieniędzy płynących z krajowego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Przykłady niemałej liczby państw pokazały, że "łatwe pieniądze" mogą prowadzić do złych praktyk, takich jak rozpoczęcie komfortowego życia dzięki dochodom z krajowego wydobycia. Niewykorzystanie szansy na rozwój i modernizację kraju to jeden z najmniej dotkliwych skutków, bowiem negatywną konsekwencją w momencie perturbacji na rynkach międzynarodowych może być chociażby poważny problem z niemożnością zrównoważenia budżetu czy utrzymania dotychczasowych transferów socjalnych.

W celu lepszego długoterminowego, a właściwie międzypokoleniowego rozłożenia korzyści z eksploatacji posiadanych zasobów w 1990 r. w Norwegii został utworzony Fundusz Ropy Naftowej. Norwegowie wyciągnęli wnioski z doświadczeń lat 70-tych i 80-tych XX w., kiedy ceny ropy naftowej (a co za tym idzie gazu ziemnego) odnotowywały silne fluktuacje przekładające się na brak stabilności i przewidywalności wpływów budżetowych i strategicznego planowania rozwoju państwa. Ustawa o Funduszu Ropy Naftowej zakładała, że pieniądze z wydobycia krajowych surowców energetycznych będą płynęły do Funduszu w sytuacji, jeżeli budżet państwa po zebraniu wszystkich danin, w tym podatków od wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego,

będzie miał nadwyżkę. W pierwszej połowie lat 90-tych XX w. norweski budżet odnotowywał deficyt ze względu na panującą recesję. W 1995 r. budżet odnotował nadwyżkę i nastąpił pierwszy transfer do Funduszu Ropy Naftowej. W latach następnych transfery do Funduszu były już tylko większe. Jak prognozuje norweski rząd, w 2030 r. Fundusz osiągnie wielkość 250% norweskiego PKB, po czym rozpocznie się powolny spadek jego wzrostu.

W celu wzmocnienia świadomości społeczeństwa odnośnie konieczności posiadania takiego rodzaju funduszu rezerwowego Fundusz Ropy Naftowej zmienił z dniem 1 stycznia 2006 r. nazwę na Rządowy Fundusz Emerytalny. Strategicznym celem Funduszu jest inwestowanie w różnego rodzaju międzynarodowe aktywa przynoszące w długim okresie czasu maksymalizację zysków przy akceptowalnym, umiarkowanym poziomie ryzyka. Fundusz może inwestować wyłącznie poza granicami Królestwa Norwegii. Podział portfela inwestycyjnego ustanowiony został w następujący sposób: 40% aktywów jest inwestowana w akcje (z czego 50% w Europie, a 50% w innych częściach świata), a 60% w dłużne papiery wartościowe – instrumenty *fixed income* (z czego w Europie – 55%, Ameryce – 35%, Azji i innych częściach świata – 10%).

W 2004 r. Fundusz przyjął etyczne wytyczne dotyczące sposobu inwestowania, tak aby zarządzający Funduszem nie podejmowali niedopuszczalnego ryzyka przyczyniając się do pogwałcenia podstawowych zasad humanitarnych, poważnego pogwałcania praw człowieka, wzrostu korupcji czy znaczącej dewastacji środowiska naturalnego. Ministerstwo Finansów założyło niezależną Radę Etyki, która daje rekomendacje dotyczące możliwych wykluczeń opartych na etycznych wytycznych. Decyzja, by wykluczyć dane przedsiębiorstwo z inwestowania w ich aktywa spoczywa na Ministerstwie.

Rosja

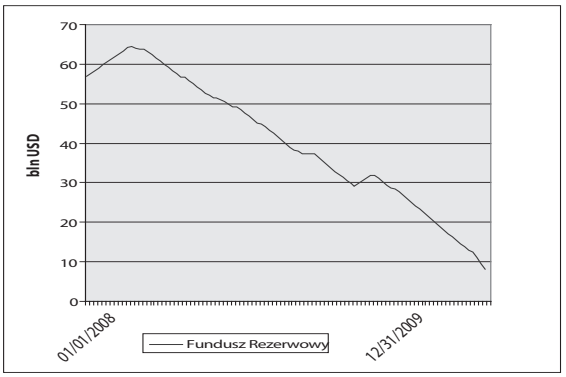
Federacja Rosyjska opiera niemałą część swoich wpływów na eksploatacji zasobów naturalnych. Jak oceniali na początku lat 80-tych XX w. analitycy CIA, b.ZSRR 80% dewiz posiadał z eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego. Od tamtego czasu niewiele się zmieniło jeżeli chodzi o źródło pochodzenia walut wymienialnych i rezerwowych, ale zmienił się, przynajmniej w pewnym stopniu, sposób gospodarowania funduszami uzyskiwanymi z wydobycia. Rosja była (i jest nadal) największym beneficjentem rosnących w ostatnich latach cen ropy naftowej, a co za tym idzie także gazu ziemnego, dlatego wysokie wpływy z eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego pozwoliły na utworzenie przez rząd rosyjski w 2004 r. Funduszu Stabilizacyjnego, który cztery lata później podzielony został na Fundusz Rezerwowy (Reserve Fund) i Fundusz Dobrobytu Narodowego (National Wealth Fund). W pierwszym przypadku gromadzone pieniądze, inwestowane są wyłącznie w bezpieczne papiery wartościowe, stanowiąc zabezpieczenie dla stabilności budżetu państwa. Ich uruchomienie może nastąpić w sytuacji załamania się ceny ropy naftowej. W drugim przypadku środki finansowe inwestowane są w instrumenty o wyższym ryzyku. W pierwotnym założeniu Fundusz ten służyć miał przede wszystkim zabezpieczeniu środków na emerytury. W pierwszej dekadzie XXI w. utrwalił się także wysoki udział – na poziomie 50%, podatków przekazywanych przez sektor paliwowo-energetyczny do budżetu Rosji. Budżet Rosji czerpie dochody z posiadanych surowców energetycznych, opodatkowując ich wydobycie, konsumpcję krajową oraz eksport.

Tabela 17.1 Zestawienie regulacji prawnych dotyczących wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce i Norwegii

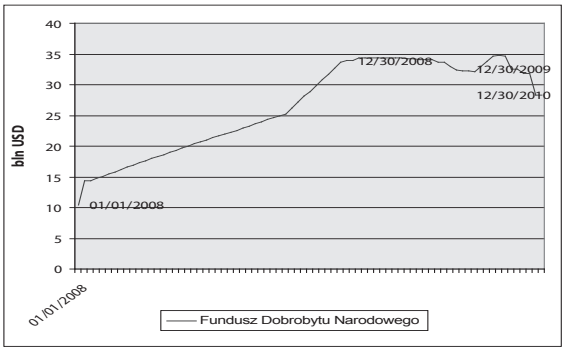
	Kryterium	Polska	Norwegia
1	Kontrola nad systemem wydobywczym	Parlament – za pomocą tworzenia norm prawnych Rząd – poprzez ministra właściwego do spraw środowiska i Urzędy Górnicze.	Parlament – tworzy normy prawne, ale także zajmuje się kontrolą nad największymi projektami i nowymi obszarami działalności Rząd – władza wykonawcza nad sektorem wydobywczym realizowana poprzez ministerstwa i specjalnie powołane spółki.
2	Cel systemu koncesyjnego	Kontrola wydobycia, w stosunkowo niedużym stopniu zapewnienie wpływów budżetowych.	Kontrola wydobycia, w dużym stopniu zapewnienie wpływów do budżetu państwa. Promocja współpracy pomiędzy firmami, zwłaszcza w opracowywaniu i wdrażaniu nowych technologii.
3	Koncesje na poszukiwania i rozpoznanie	Koncesja poszukiwawcza wydawana jest na podstawie wniosku zainteresowanego podmiotu, na okres od 3 do 5 lat. Teren na który wydawana jest koncesja nie może przekraczać 1200 km^2. Podmiot, który uzyskał koncesję na poszukiwanie i rozpoznanie złoża na danym obszarze ma prawo wyłączności do poszukiwań przez okres koncesji. Posiada on także prawo pierwszeństwa przed innymi podmiotami w ubieganiu się o koncesję na wydobycie. Skonkretyzowane wymagania co do ochrony złóż, w tym tych niezagospodarowanych, jak i w części wyeksploatowanych, nie istnieją w prawie polskim. Oznacza to, że gospodarka złożami pozostaje poza systemami planowania władz publicznych. (więcej o systemie przyznawania koncesji w rozdziale 18)	Na początku procesu koncesyjnego odbywa się prekwalifikacja (prowadzona przez Norwegian Petroleum Directorate), podczas której sprawdzane są między innymi doświadczenie techniczne, zasoby finansowe i techniczne spółki. Norweski szelf kontynentalny podzielony został na obszary nazywane blokami. Koncesja poszukiwawcza może być wydana na część bloku, cały blok lub kilka bloków. Udzielana jest zwykle na okres 3 lat. Koncesja nie daje wyłącznego prawa na poszukiwania w danym obszarze. Wydający koncesję może zastrzec, że warunkiem jej udzielenia jest późniejsza sprzedaż lub też wymiana z innymi podmiotami informacji dotyczących wyników poszukiwań. Podmiot, który uzyskał koncesje na poszukiwania musi przedstawić Ministerstwu Paliw i Energii ich wyniki najpóźniej 3 miesiące od ich zakończenia.
4	Koncesje na eksploatację i sposób przyznania koncesji	Koncesje w drodze decyzji administracyjnej wydaje minister ds. środowiska, dla wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego potrzebuje on także zgody ministra właściwego ds. gospodarki po zasięgnięciu opinii wójta, burmistrza lub prezydenta miasta. Ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy pod warunkiem uzyskania koncesji. Ustanowienie użytkowania górniczego obejmującego poszukiwanie, rozpoznanie lub wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej poprzedza się przetargiem. Użytkowanie górnicze powstaje na drodze umowy, co oznacza, że szczegóły tej umowy powstają w drodze porozumienia stron. W prawie brak jest jasnych wytycznych co do treści, a także odpłatności za użytkowanie górnicze. Należy zakładać, że w wielu przypadkach interes stron umowy użytkowania górniczego jest biegunowo odmienny – w szczególności dotyczyło będzie to podmiotów, które rozpoznały i udokumentowały złoże. Gospodarka danym złożem prowadzona jest na podstawie projektów zagospodarowania złoża przyjmowanych wraz z wnioskami o udzielenie koncesji. (więcej o systemie przyznawania koncesji w rozdziale 18)	Na początku odbywa się prekwalifikacja, podczas której sprawdzane są między innymi doświadczenie techniczne oraz zasoby finansowe i techniczne spółki. Koncesja na eksploatację uprawnia do wyłączności na przeprowadzanie pomiarów, odwiertów, wydobycia i produkcji ropy i gazu na obszarze, który obejmuje. Przyznawana jest na okres wstępny trwający od 4 do 6 lat. Istnieje możliwość ubiegania się o wydłużenie tego okresu do 10 lat. W przypadku wypełnienia wszystkich zobowiązań możliwe jest kolejne przedłużenie terminu obowiązywania koncesji do 30 lat. Koncesje przyznawane są w ramach tzw. rund. Rundę można porównać do przetargu odbywającego się co określony czas, na określone dobro, w określony sposób. W rundach chodzi o wybór najlepszego spośród oferentów. Rundy zwykłe dotyczą obszarów, na których jeszcze nie prowadzono działalności wydobywczej. Rundy w ramach Awards in Predefined Areas dotyczą obszarów położonych w pobliżu bloków, na których trwa już eksploatacja złóż.

5	Kryteria przydziału koncesji	Brak jednoznacznych kryteriów przydziału koncesji.	Kryteriami są: kompetencje techniczne i zdolność finansowa aplikującego oraz plan wydobycia i produkcji na terenie, który obejmuje koncesja. Koncesje produkcyjne przyznawane są grupie firm – zwiększa to przejrzystość i kontrolę działań.
6	Operator	Prawo polskie nie zna definicji operatora. Złożem gospodaruje podmiot koncesyjny lub podmiot, któremu zleci on gospodarowanie pod warunkiem, że posiada uprawnienia zakładu górniczego.	Ministerstwo Paliw i Energii wyznacza w grupie firm operatora. Operator jest odpowiedzialny za prowadzenie działalności zgodnie z warunkami koncesji oraz koordynację działań pomiędzy firmami w ramach grupy.
7	Podatki i opłaty	Opłata za koncesję na rozpoznanie – symboliczna. Opłata za użytkowanie górnicze nie jest powszechnie znana, jak napisano wyżej, pozostaje w dyskrecjonalności ministerstwa środowiska. Opłata eksploatacyjna, zależna od rodzaju wydobywanej kopaliny, ogłaszana jest raz w roku poprzez rozporządzenie ministra środowiska, nie ma żadnego związku z wartością rynkową wydobytej kopaliny.	Opłaty koncesyjne mają za zadanie jedynie zdyscyplinować ubiegających się o koncesję (brak opłaty to brak rozpatrywania wniosku o koncesję). Wszystkie spółki wydobywcze płacą standardowy podatek CIT wynoszący 28%, a także 50% specjalny podatek od działalności wydobywczej. Cały przychód generowany przez firmy wydobywcze wyliczany jest na podstawie cen normatywnych, które zostały wprowadzone aby zapobiec manipulacjom poziomami cen ropy przez firmy wydobywcze. Metody obliczania cen normatywnych podane są w Ustawie o cenach normatywnych. Ceny ustalane są przez Komitet ds. cen ropy (Petroleumsprisrådet) i mają odzwierciedlać cenę rynkową kopaliny. Ceny normatywne ustalane są dla każdego pola wydobywczego raz w miesiącu. Obliczanie dochodu dla podatku specjalnego odbywa się w sposób następujący: Przychód operacyjny (obliczany na podstawie cen normatywnych) – wydatki operacyjne – amortyzacja liniowa inwestycji (stawka16,66%) – wydatki na poszukiwania, R&D – podatek CO_2, NO_{xi} opłata obszarowa – koszty finansowe netto = podstawa opodatkowania dla stawki 28% – Uplift (stawka 7,5% wartości inwestycji które można odliczać przez 4 lata) = specjalna podstawa opodatkowania dla podatku 50%.
8	Wydobywcze spółki państwowe, udziały państwa z złożach	Państwo bezpośrednio lub poprzez wyspecjalizowaną spółkę (taką jak Petoro w Norwegii czy EBN w Holandii) nie posiada udziałów w żadnych koncesjach. PGNiG SA, w którym państwo polskie posiada 72% akcji jest posiadaczem większości koncesji na poszukiwania, rozpoznanie i eksploatację węglowodorów, ale tylko około 15% koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie gazu łupkowego.	W koncernie StatoilHydro rząd posiada 67% akcji. Spółka StatoilHydro jest największym graczem na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co m.in. daje Państwu praktyczną wiedzę o funkcjonowaniu Szelfu. Ponadto państwo norweskie posiada bezpośrednie udziały w znacznej liczbie pól wydobywczych i jako jeden z udziałowców ponosi część wydatków inwestycyjnych oraz partycypuje w zyskach pochodzących z przyznanych licencji produkcyjnych. Państwo jest udziałowcem pasywnym, za zarządzanie złożami odpowiada StatoilHydro. Podmiotem będącym formalnym właścicielem koncesji należących do Norwegii na złożach i sprawującym formalną kontrolę nad realizacją zysków jest państwowa (100% udziałów) spółka PETORO.

Rys. 17.1 Wysokość środków zgromadzonych w latach 2008-2010 na Funduszu Rezerwowym Federacji Rosyjskiej



Rys. 17.2 Wysokość środków zgromadzonych w latach 2008-2010 na Funduszu Dobrobytu Narodowego Federacji Rosyjskiej



Wydobycie surowców energetycznych w postaci między innymi: ropy naftowej, gazu ziemnego, a także innych kopalin obciążone jest podatkiem od wydobycia paliw kopalnych. W przypadku gazu ziemnego stawka tego podatku wynosi 147 RUB z 1000 m^3. Wysokość stawki podatku dotyczącego wydobycia ropy naftowej ustalana jest natomiast przy wykorzystaniu wzoru uwzględniającego: średnią miesięczną cenę ropy notowaną między innymi w Rotterdamie, cenę ropy „Ural", kurs USD do RUB przyjętego przez Centralny Bank Federacji Rosyjskiej. W 2009 r. udział tego podatku w dochodach budżetu Rosji wyniósł 33%. W przypadku sektora naftowego stosowane są podatki, które pozwalają państwu rosyjskiemu na pobieranie od spółek wydobywczych i naftowych 90% dochodów osiąganych z eksportu ropy naftowej przy cenie przekraczającej 25 USD/bbl. Cło eksportowe, jakie nakładane jest na paliwa ropopochodne, gaz ziemny czy ropę naftową to kolejny instrument zwiększający przychody do rosyjskiego budżetu państwa. Instrument ten traktowany jest jednak przez władze dość elastycznie.

Zarówno w okresie rozwoju gospodarczego jak i kryzysu okazało się, że ropa i gaz ziemny pełnią pierwszorzędną rolę dla gospodarki rosyjskiej. Od 1999 r. następował systematyczny wzrost ceny ropy, któremu towarzyszyło powiększanie się w kolejnych latach rosyjskiego PKB. Pomyślny trend dla rosyjskiej gospodarki, a w konsekwencji dla sytuacji finansowej państwa, skończył się wraz nadejściem światowego kryzysu gospodarczego. Spadek popytu na surowce energetyczne oraz związana z tym presja na obniżenie ich cen szybko odbiły się na kondycji finansowej Federacji Rosyjskiej.

Rekomendacje dla Polski

Jednym z warunków, aby w Polsce rozpoczęło się „łupkowe eldorado" jest ustalenie przyjaznych dla inwestorów, ale uwzględniających długofalowe, międzypokoleniowe interesy naszego kraju, warunków wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych.

Wśród nich należy wymienić między innymi:

1. określenie maksymalnego tempa eksploatacji złóż na poziomie państwa oraz na poziomie poszczególnych koncesji (tak aby eksploatacja nie następowała zbyt szybko);
2. powiązanie systemu opłat koncesyjnych i podatków z rynkiem gazu i panującymi na nim warunkami cenowymi;
3. stworzenie spółki celowej na wzór norweskiego Petoro czy holenderskiej EBM, która z mocy prawa objęłaby 15-25% udziałów we wszystkich koncesjach i stanowiłaby ona element kontroli i dodatkowych wpływów na rzecz państwa polskiego;
4. stworzenie funduszu celowego z części opłat eksploatacyjnych, mającego za zadanie wspieranie sektora badań i innowacji.

18. Aspekty prawne poszukiwania i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w Polsce

Roman Rewald, Jarosław M. Jankowski
Kancelaria Weil, Gotshal & Manges

Niniejszy rozdział przedstawia analizę otoczenia prawnego związanego z uzyskiwaniem przez inwestorów koncesji i użytkowań górniczych w zakresie poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce. Opisane zostały w nim w sposób szczegółowy i użyteczny dla inwestorów kwestie regulacyjne zawarte w Prawie geologicznym i górniczym obowiązującym do czasu wejścia w życie nowej ustawy (tj. do 1 stycznia 2012 r.), dokonując ich zestawienia i porównania z prawem wspólnotowym oraz wprowadzonymi zmianami legislacyjnymi prawa geologicznego. Wskazane zostały główne ryzyka i niejasności, z jakimi borykają się przedsiębiorcy w trakcie procesu inwestycyjnego tak na płaszczyźnie prawa publicznego, jak i prawa prywatnego. Zawarte zostały także wnioski mające na celu zaadresowanie głównych ryzyk dla przedsiębiorców zidentyfikowanych przez autorów.

Otoczenie prawne do 1 stycznia 2012 r.

W Polsce brak jest odrębnych regulacji prawnych, „które odnosiłyby się do prowadzenia działalności w zakresie poszukiwania, rozpoznawania oraz wydobywania zasobów gazu niekonwencjonalnego. W związku z tym podejmowanie działalności w tym zakresie podlega tym samym regulacjom co konwencjonalne złoża gazu ziemnego. W rezultacie otoczenie prawne nie uwzględnia specyfiki warunków podejmowania i prowadzenia działalności w zakresie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Korzystanie z tych złóż jest do 1 stycznia 2012 r. w głównej mierze regulowane ustawą – Prawo geologiczne i górnicze z dnia 4 lutego 1994 r. (Dz.U. z 2005 r. Nr 228, poz. 1947 j.t. ze zm.) (dalej: „Prawo Geologiczne"). Pierwszą część tekstu stanowi opisanie stanu prawnego w czasie obowiązywania tej ustawy. Zgodnie z Prawem Geologicznym działalność gospodarcza polegająca na poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż kopalin oraz wydobywaniu kopalin ze złóż wymaga uzyskania koncesji. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie koncesji na czas krótszy. Standardowa długość koncesji w zakresie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego wynosi 5 lat. Koncesja uprawnia do wykonywania działalności gospodarczej na określonym w koncesji obszarze, przy czym jedna koncesja nie może być wydana na więcej niż 1.200 km^2. Średni obszar udzielonych koncesji w Polsce wynosi 853 km^2. Organem koncesyjnym właściwym do udzielenia koncesji jest Minister Środowiska.

Procedura uzyskiwania koncesji

Do trybu postępowania w sprawie udzielania koncesji mają zastosowanie przepisy Prawa Geologicznego oraz ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2010 r. Nr 220, poz. 1447 j.t. ze zm.) (dalej: „Ustawa o Działalności"). Ministerstwo Środowiska nie opracowało jeszcze pakietu informacyjnego dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą w zakresie poszukiwania i rozpoznawania oraz eksploatacji gazu niekonwencjonalnego (zawierającego dokładne i szczegółowe doprecyzowanie ustawowych wymagań, pomimo iż takie pakiety publikowane są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i inne organy, jak w zakresie podejmowania działalności związanej z wytwarzaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła). Nie ma również urzędowego wzoru wniosku o udzielenie koncesji. W następstwie, każdy z przedsiębiorców opracowuje własny wzór wniosku.

Truizmem byłoby stwierdzenie, że przedsiębiorca przygotowując wniosek o udzielenie koncesji powinien mieć świadomość, że im lepiej przygotowany i kompletny jest wniosek (zawiera wszystkie niezbędne załączniki), tym sprawniej będzie przebiegać proces udzielenia koncesji. Czas trwania postępowania koncesyjnego związany jest z kompletnością złożonego wniosku oraz z ewentualną aktywnością przedsiębiorcy w uzupełnianiu niezbędnych dokumentów. Wskazane jest zatem składanie wniosków koncesyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem w stosunku do zamierzonego terminu przystąpienia do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Koncesja udzielana jest przez Ministra Środowiska, gdy spełnione zostaną wszystkie warunki ustawowe, w tym gdy udzielenie koncesji zostało zaopiniowane (w przypadku koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie) lub uzgodnione (w przypadku koncesji na wydobywanie) przez właściwe organy współdziałające (takie jak: Minister Gospodarki, Minister Infrastruktury, właściwy wójt, burmistrz albo prezydent miasta) oraz gdy nie zachodzą przesłanki dla odmowy udzielenia koncesji. Wydane w trakcie postępowania koncesyjnego opinie nie są wiążące, lecz stanowią element pomocniczy dla Ministra Środowiska. Uzgodnienie oznacza natomiast konieczność wyrażenia zgody, nawet pod pewnymi warunkami, na wykonywanie zamierzonej działalności objętej koncesją. Odmowa uzgodnienia, choć nie jest wiążąca dla Ministra Środowiska, może stanowić przesłankę decyzji odmownej. Aby zapobiec ewentualnej przewlekłości postępowania Prawo Geologiczne przewiduje, że jeżeli organ współdziałający nie zajmie stanowiska w sprawie w terminie 14 dni od dnia doręczenia projektu rozstrzygnięcia, taką bezczynność uważa się za akceptację rozstrzygnięcia w brzmieniu przedłożonym przez Ministra Środowiska.

Zakres przedstawionej dokumentacji powinien umożliwić ustalenie, że przedsiębiorca spełnia wymagane warunki ustawowe. Ocena kompletności wniosku oraz spełnienia tych warunków należy do Ministra Środowiska. Przed udzieleniem koncesji Minister Środowiska może: **(i)** wezwać przedsiębiorcę do uzupełnienia, w wyznaczonym terminie, brakującej dokumentacji

poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia; oraz **(ii)** dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Dopuszczalność wezwania przedsiębiorcy do usunięcia braków wynika z art. 50 Ustawy o Działalności a także z Kodeksu postępowania administracyjnego. Nie usunięcie wyszczególnionych w wezwaniu braków w dokumentacji stanowi przesłankę do pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Skutkuje to zamknięciem postępowania i koniecznością ponownego złożenia wniosku wraz ze wszystkimi wymaganymi dokumentami, przy czym w tym nowym postępowaniu mogą zostać wykorzystane dokumenty złożone Ministrowi Środowiska na wcześniejszym etapie, o ile zachowały swoją aktualność.

Elementy obligatoryjne wniosku o koncesję

Wniosek przedsiębiorcy występującego o udzielenie koncesji, bez względu na rodzaj działalności (poszukiwanie lub rozpoznawania, czy wydobywanie kopalin ze złóż) oraz tryb ustanowienia użytkowania górniczego (tryb przetargowy, czy bezprzetargowy), powinien zawierać określone w art. 18 ust. 1 Prawie Geologicznym i art. 49 ust. 1 Ustawy o Działalności obligatoryjne elementy: **(i)** oznaczenie wnioskodawcy, jego siedziby i adresu oraz adresu głównego miejsca wykonywania działalności gospodarczej; **(ii)** numer w rejestrze przedsiębiorców lub ewidencji działalności gospodarczej oraz numer identyfikacji podatkowej (NIP); **(iii)** rodzaj i zakres wykonywania działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja; **(iv)** określenie prawa wnioskodawcy do terenu, w ramach którego projektowana działalność ma być wykonywana, oświadczenie, że przedsiębiorca ubiega się lub zamierza nabyć prawo na korzystanie z terenu; **(v)** oczekiwany czas, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności; **(vi)** określenie środków, jakimi dysponuje podmiot ubiegający się o koncesję w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem; oraz **(vii)** właściwą opłatę skarbową. W kontekście elementu (vi) Prawo Geologiczne nie wskazuje w jaki sposób należy wykazać wiarygodność finansową przedsiębiorcy. W przypadku gdy finansowanie działalności koncesjonowanej nie zostało zagwarantowane w drodze finansowania zewnętrznego (np. umowy kredytowe), przedsiębiorcy powinni przedstawić wyciągi z rachunków bankowych lub sprawozdania finansowe w celu określenia środków własnych lub środków spółki matki oraz oświadczenie spółki matki, że ta przekaże niezbędne środki spółce zależnej.

Dalsze wymagania stawiane wnioskom koncesyjnym zależą od rodzaju zamierzonej działalności oraz spraw rządzonych odrębnymi przepisami, zwłaszcza zaś przewidzianych przepisami ochrony środowiska.

Elementy fakultatywne wniosku o koncesję

Poza elementami obligatoryjnymi, Minister Środowiska może również nałożyć na przedsiębiorcę odrębne obowiązki w określonych okolicznościach. Po pierwsze, jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes społeczny, związany zwłaszcza z ochroną środowiska, udzielenie koncesji może być uzależnione od ustanowienia zabezpieczenia roszczeń, mogących powstać wskutek wykonywania działalności objętej koncesją (art. 17 ust. 1 Prawa Geologicznego). Wydaje się, że największe znaczenie taki obowiązek może mieć w stosunku do działalności polegającej na wydobywaniu niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Formę i wielkość takiego zabezpieczenia Minister Środowiska ustala w treści koncesji w zależności od rodzaju prowadzonej działalności, przestrzeni objętej koncesją, czasu, na jaki koncesja została wydana, oraz potencjalnego stopnia szkodliwości dla środowiska zamierzonej działalności. Po drugie Minister Środowiska może zobowiązać przedsiębiorcę do przedstawienia we wniosku danych określających stan prawny nieruchomości objętych wpływami zamierzonej działalności, a w przypadku nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym – danych z ewidencji gruntów i budynków.

W kontekście prowadzenia działalności polegającej na wydobywaniu zasobów gazu niekonwencjonalnego, Minister Środowiska może żądać przedłożenia dokumentacji geologicznej. Takie żądanie może być uzasadnione na przykład koniecznością weryfikacji danych objętych wnioskiem koncesyjnym.

Elementy wniosku o koncesję zależne od rodzaju działalności koncesjonowanej

Koncesja na poszukiwanie lub rozpoznawanie. Do wniosku o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie gazu niekonwencjonalnego należy obligatoryjnie dołączyć projekt prac geologicznych. Projekt powinien określać następujące zagadnienia: **(i)** cel zamierzonych prac, sposób jego osiągnięcia, wraz z określeniem rodzaju wymaganej dokumentacji geologicznej; **(ii)** harmonogram prac; **(iii)** przestrzeń, w obrębie której mają być wykonywane prace geologiczne; oraz **(iv)** przedsięwzięcia konieczne ze względu na ochronę środowiska, w tym zwłaszcza wód podziemnych, oraz sposób likwidacji wyrobisk, otworów wiertniczych, rekultywacji gruntów i środki mające na celu zapobieżenie szkodom. Projekt powinien być sporządzony zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001 r. w sprawie projektów prac geologicznych (Dz.U. z 2001 r. Nr 153, poz. 1777). Zgodnie z tym rozporządzeniem projekt prac geologicznych podpisuje osoba mająca stwierdzone przez Ministra Środowiska odpowiednie kwalifikacje do wykonywania, dozorowania i kierowania pracami geologicznymi.

Koncesja na wydobywanie. Wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać kilka elementów. Należy określić, jakie złoże lub kopalina ma być przedmiotem wydobycia, wielkość i sposób zamierzonego wydobycia kopaliny – w tym względzie koniecznym jest określenie ilości kopaliny objętej zamierzonym wydobyciem w skali rocznej oraz w ciągu całego okresu działalności objętej zamierzoną koncesją oraz wskazanie sposobu wydobycia kopaliny. Prawo wymaga, aby wskazany

był również stopień zamierzonego wykorzystania zasobów złoża, w tym kopalin towarzyszących i współwystępujących użytecznych pierwiastków śladowych, jak również środki umożliwiające osiągnięcie tego celu (przedsiębiorca powinien na podstawie dotychczasowego rozpoznawania oraz założonej przez niego koncepcji wydobycia złoża określić, w jakim stopniu oraz za pomocą jakich środków zamierza osiągnąć ten cel; w związku z ustawowym obowiązkiem racjonalnego gospodarowania zasobami kopalin, wskazanym jest aby przedsiębiorca we wniosku tak określił stopień zamierzonego wykorzystania zasobów złoża, aby kompleksowo wykorzystał kopaliny, nie pozostawiając niewybranych części złoża); i wreszcie wniosek musi wskazać projektowane położenie obszaru górniczego i terenu górniczego oraz ich granic (obszar górniczy w tym kontekście jest obszarem koncesyjnym wyznaczonym na potrzeby wydobywania kopalin, podstawą wyznaczenia obszaru górniczego jest dokumentacja geologiczna i projekt zagospodarowania złoża).

Do wniosku należy dołączyć dodatkowe dokumenty: dowód istnienia prawa przysługującego wnioskodawcy do wykorzystania dokumentacji geologicznej – przedsiębiorca musi wykazać, że jest nie tylko posiadaczem takiej dokumentacji, ale że przysługuje mu również prawo do wykorzystywania zawartych w niej informacji dla potrzeb wykonywania działalności koncesjonowanej. Rozwiązanie to ma na celu uniknięcie nadużyć związanych z nielegalnym obrotem dokumentacjami geologicznymi). Również niezbędny jest projekt zagospodarowania złoża, zaopiniowany przez właściwy organ nadzoru górniczego. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 28 grudnia 2001 r. w sprawie projektów zagospodarowania złoża (Dz. U. z 2001 r. Nr 157, poz. 1866) na podstawie dokumentacji geologicznej, powinien on uwzględniać uwarunkowania techniczno-ekonomiczne, zamierzenia przedsiębiorcy w zakresie ochrony złóż kopalin oraz technologię eksploatacji, zapewniającą ograniczenie ujemnych jej wpływów na środowisko. Niezbędny jest też dowód istnienia prawa przysługującego wnioskodawcy do nieruchomości gruntowej, w granicach której ma być wykonywana zamierzona działalność lub dowód przyrzeczenia jego ustanowienia; koniecznym jest wykazanie takiego prawa podmiotowego, którego treścią objęta byłaby możliwość korzystania z nieruchomości położonych w granicach projektowanego obszaru górniczego oraz pobierania pożytków z nieruchomości w zakresie wydobywania kopaliny. W praktyce może to być m.in. prawo własności, użytkowanie wieczyste, użytkowanie lub dzierżawa, a także dopuszczalnym jest aby była to umowa zobowiązująca do ustanowienia takiego prawa albo umowa przedwstępna).

W uzasadnionych przypadkach, gdy nie zagraża to środowisku, Minister Środowiska może zwolnić przedsiębiorcę ubiegającego się o koncesję na wydobywanie gazu niekonwencjonalnego z niektórych wymagań określonych ustawą (art. 26 Prawa Geologicznego). Rozwiązanie to stanowi wyjątek od zasady, że wniosek powinien być kompletny i odpowiadać wszystkim ustawowym wymogom. Takie zwolnienie zależy od decyzji Ministra Środowiska, a Prawo Geologiczne nie precyzuje przesłanek takiego zwolnienia ograniczając jego zastosowanie do okoliczności niezagrażających środowisku. Wydaje się, że zwolnienie może dotyczyć sytuacji, w których stosowanie wszystkich rygorów koncesji mogłoby mijać się z celem (na przykład w odniesieniu do niewielkich złóż). Ustalenie zakresu zwolnienia może jednak budzić istotne wątpliwości i stanowić pole do zbyt daleko idącej uznaniowości Ministra Środowiska.

W związku z tym, że w Polsce nie została wydana do tej pory żadna koncesja na wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego nie jest przesądzonym, w jakim stopniu Minister Środowiska przyjmie formalistyczne stanowisko w przedmiocie omówionych elementów wniosku koncesyjnego.

Elementy wniosku o koncesję wynikające z ochrony środowiska

Przedsiębiorcy składający wniosek o koncesję mogą zostać zobowiązani do uzyskania dodatkowych decyzji administracyjnych wymaganych przepisami z zakresu ochrony środowiska. Decyzjami, które należy rozważyć są w szczególności: decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach, decyzje administracyjne wydawane na podstawie ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne (Dz.U. z 2005 r. Nr 239, poz. 2019 j.t. ze zm.) w tym decyzja o ustaleniu linii brzegu, decyzja w sprawie zwolnienia z zakazów obowiązujących na obszarach narażonych na niebezpieczeństwo powodzi oraz pozwolenia wodnoprawne (m.in. na korzystnie z wód, wykonywanie urządzeń wodnych). Dodatkowo w przypadku działalności koncesjonowanej, która została uznana za przedsięwzięcie mogące znacząco oddziaływać na środowisko i wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, przekazanie do eksploatacji instalacji i obiektów budowlanych przedsiębiorcy podlega kontroli inwestycyjnej w zakresie spełnienia wymagań ochrony środowiska przez wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska.

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach. Decyzją administracyjną mającą kluczowe znaczenie dla działalności koncesjonowanej jest decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach wydawana na podstawie przepisów ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2008 r. Nr 199, poz. 1227 ze zm.). W ramach postępowania zmierzającego do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach identyfikowane są wszelkie oddziaływania na środowisko, których wystąpienie jest prawdopodobne, przy czym w uzasadnionych przypadkach w ramach postępowania zmierzającego do wydania tej decyzji może zostać nałożony obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, której celem, poprzez identyfikację zagrożeń i wskazanie rozwiązań służących ich eliminacji lub minimalizacji, jest zmniejszenie niekorzystnego wpływu na środowisko. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach jest elementem obligatoryjnym wniosku o udzielenie koncesji na wydobywanie gazu niekonwencjonalnego.

Na etapie występowania o koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie przedsiębiorcy załączają taką decyzję jedynie gdy koncesja ma obejmować co najmniej jedną z poniższych prac: **(i)** roboty geologiczne wykonywane przy użyciu materiałów wybuchowych; **(ii)** poszukiwanie lub rozpoznawanie na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej; **(iii)** poszukiwanie lub rozpoznawanie prowadzone metodą podziemną; albo **(iv)** poszukiwanie lub rozpoznawanie wykonywane metodą otworów wiertniczych o głębokości większej niż 1000 m.

Z drugiej strony, w przypadku, gdy uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie będzie konieczne dla wniosku o koncesję, ale przedsiębiorca zamierza poszukiwać lub rozpoznawać złoża kopalin w granicach obszarów Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000 (obszary te w 2009 r. zajmowały ok. 19,7% powierzchni ogólnej Polski, a ich wielkość ulega bieżącym zmianom) w ich sąsiedztwie, wówczas w toku postępowania koncesyjnego może zaistnieć konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania działalności koncesjonowanej na obszar Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000.

Z uwagi na złożoność procesu uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, który może być długotrwały i zająć przedsiębiorcy nawet kilkanaście miesięcy, powszechną praktyką w zakresie udzielania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu niekonwencjonalnego na terenach niestanowiących obszarów morskich jest występowanie przez przedsiębiorców o udzielenie koncesji na poszukiwanie uprawniające jedynie do prowadzenia prac sejsmicznych (sejsmika 2D i 3D) bez możliwości prowadzenia prac wiertniczych. W taki sposób przedsiębiorcy *de facto* „rezerwują" sobie obszar koncesyjny na poszukiwanie zasobów złóż gazu niekonwencjonalnego. Po zapewnieniu sobie ograniczonej koncesji, przedsiębiorcy przechodzą przez poszczególne etapy uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W momencie gdy decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zostanie wydana, wówczas występują o zmianę koncesji na poszukiwanie przez rozszerzenie jej zakresu o działalność związaną z pracami wiertniczymi i podziemnymi. Załącznikami do takiego wniosku o zmianę koncesji jest decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych oraz zaktualizowany program prac geologicznych.

Szczegółowe uregulowania w kontekście zagranicznych przedsiębiorców

Przedsiębiorcy z państw członkowskich Unii Europejskiej, państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (m.in. Islandia, Norwegia, Lichtenstein, Szwajcaria) oraz przedsiębiorcy z państw niebędących stronami umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, które mogą korzystać ze swobody przedsiębiorczości na podstawie umów zawartych przez te państwa ze Wspólnotą Europejską i jej państwami członkowskim (m.in. Rosja, Ukraina) mogą podejmować i prowadzić działalność koncesjonowaną w Polsce bezpośrednio tj. bez pośrednictwa oddziału lub spółki córki. Przedsiębiorcy z krajów nieobjętych powyższym katalogiem mogą podejmować działalność koncesjonowaną w Polsce za pośrednictwem oddziału lub polskiej spółki celowej, chyba że ratyfikowana umowa międzynarodowa między Polską, a państwem, z którego pochodzi dany przedsiębiorca, wyłącza taką konieczność. Istotne znaczenie na wykonywanie działalności koncesjonowanej mogą również przewidywać zawarte przez Polskę umowy w sprawie popierania i wzajemnej ochrony inwestycji (według stanu na dzień 1 marca 2008 r. Polska była stroną 61 takich umów). Z punktu widzenia przedsiębiorców ze Stanów Zjednoczonych Ameryki warto zaznaczyć, że istotne znaczenie gwarancyjne dla prowadzenie przez nie działalności koncesjonowanej mają postanowienia Traktatu o stosunkach handlowych i gospodarczych między Rzecząpospolitą Polską a Stanami Zjednoczonymi Ameryki sporządzonego w Waszyngtonie

dnia 21 marca 1990 r. (Dz.U. z 1994 r. Nr 97, poz. 467 ze zm.) oraz Protokołu Dodatkowego między Rzecząpospolitą Polską a Stanami Zjednoczonymi Ameryki do powyższego Traktatu podpisanego w Brukseli dnia 12 stycznia 2004 r. (Dz.U. z 2005 r. Nr 3, poz. 14) – prawo do wydobywania kopalin na gruntach państwowych jest uzależnione od przyznania wzajemności.

Przy występowaniu o udzielenie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie złóż gazu niekonwencjonalnego zagraniczni przedsiębiorcy powinni przedstawić odpis z właściwego odpowiednika polskiego rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego w kraju rejestracji spółki, o ile planowana działalność ma być prowadzona bezpośrednio, bez zakładania oddziału lub zawiązywania polskiej spółki celowej. Decyzja organu podatkowego w sprawie nadania numeru identyfikacji podatkowej może pochodzić z kraju rejestracji spółki (akceptowany będzie również dokument nadania numeru NIP przez polski organ podatkowy). Zgodność przedkładanych przez zagranicznego przedsiębiorcę dokumentów z prawem miejsca ich wystawienia powinna zostać potwierdzona klauzulą *apostille* zgodnie z Konwencją sporządzoną w Hadze dnia 5 października 1961 r. znoszącą wymóg legalizacji zagranicznych dokumentów urzędowych (Dz.U. z 2005 r. Nr 112, poz. 938). Dokumenty przedkładane w obcym języku powinny być przetłumaczone na język polski przez tłumacza przysięgłego.

Przedsiębiorca zamieszkały za granicą lub mający siedzibę za granicą, jeżeli nie ustanowi pełnomocnika do prowadzenia sprawy zamieszkałego w Polsce, jest obowiązany wskazać krajowego pełnomocnika do doręczeń. W razie niewskazania pełnomocnika do doręczeń przeznaczone dla tego przedsiębiorcy pisma pozostawia się w aktach sprawy ze skutkiem doręczenia.

Promesa koncesji

Przedsiębiorca, który zamierza podjąć działalność polegającą na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu gazu niekonwencjonalnego, stosownie do przepisów Ustawy o Działalności może ubiegać się o przyrzeczenie wydania koncesji nazywane promesą koncesji. Promesa koncesji wydawana jest z zachowaniem przepisów właściwych dla samej koncesji i jest ważna przez określony okres, nie krótszy niż sześć miesięcy. W okresie ważności promesy Minister Środowiska nie może odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy, przedsiębiorca nie spełnił wszystkich warunków określonych w promesie lub zaistniały okoliczności uzasadniające odmowę udzielenia koncesji. Tym samym promesa koncesji stanowi zobowiązanie Ministra Środowiska do wydania pozytywnej decyzji o udzieleniu koncesji, pod warunkiem spełnienia określonych warunków przez ubiegającego się przedsiębiorcę. Promesa koncesji nie daje jednak prawa do prowadzenia działalności w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji. Może być jednak dokumentem ułatwiającym przedsiębiorstwu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, a także uzyskanie w przyszłości koncesji, ponieważ na etapie wnioskowania o promesę koncesji, przedsiębiorca musi zgromadzić przewidziane w Prawie Geologicznym dokumenty.

Przesłanki odmowy udzielenia koncesji

Prawo Geologiczne określa w jakich okolicznościach Minister Środowiska może odmówić udzielenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie lub wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Określenie przez ustawodawcę obligatoryjnej zawartości wniosku o przyznanie koncesji oznacza, iż oczywistą przesłanką odmowy udzielenia koncesji jest złożenie wniosku, który wymagań tych nie spełnia. Jednocześnie stosownie do treści art. 26b Prawa Geologicznego odmowa udzielenia koncesji może nastąpić, jeżeli zamierzona działalność narusza wymagania ochrony środowiska, w tym związane *z* racjonalną gospodarką złożami kopalin, również w zakresie wydobycia kopalin towarzyszących, bądź uniemożliwia wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem (przeznaczenie nieruchomości podlega ocenie w szczególności w kontekście miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego). Odmowa udzielenia koncesji pozostaje w dyskrecji Ministra Środowiska. Nawet w razie nie spełnienia przesłanek Minister Środowiska „może", ale nie musi, odmówić udzielenia koncesji. Zaistnienie przesłanek odmowy udzielenia koncesji powinno być wykazane i uzasadnione przez Ministra Środowiska.

Minister Środowiska może również odmówić udzielenia koncesji lub ograniczyć jej zakres w stosunku do wniosku o udzielenie koncesji w przypadku, gdy przedsiębiorca nie spełnia warunków wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją lub ze względu na zagrożenie obronności lub bezpieczeństwa państwa lub obywateli (art. 56 ust. 1 Ustawy o Działalności).

Dodatkowo odmowa udzielenia koncesji może nastąpić z uwagi na odmowę uzgodnienia koncesji przez współdziałający organ (art. 16 ust. 2 Prawa Geologicznego). W kontekście zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego mogłoby to nastąpić ze względu na odmowę uzgodnienia przez Ministra Gospodarki wydania koncesji na wydobywanie zasobów lub odmowę uzgodnienia przez Ministra Infrastruktury działalności koncesjonowanej polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu zasobów w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej. Mimo braku szczegółowych postanowień w tym zakresie wydaje się uzasadnionym stanowisko, że odmowa uzgodnienia przez współdziałający organ może nastąpić jedynie w razie spełnienia jednej z powyższych przesłanek odmowy udzielenia koncesji określonych w przepisach Prawa Geologicznego i Ustawy o Działalności. Organ współdziałający nie może w sposób dowolny lub uznaniowy, w oparciu o inne niż ustawowe przesłanki, odmówić uzgodnienia koncesji.

W każdym przypadku odmowy udzielenia koncesji Minister Środowiska zobowiązany będzie przedstawić uzasadnienie faktyczne i prawne takiego stanowiska. Przedsiębiorca niezadowolony z rozstrzygnięcia Ministra Środowiska w sprawie odmowy udzielenia koncesji uprawniony jest do złożenia odwołania w myśl przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego i w tym trybie zmierzać będzie do wykazania, iż nieuzasadnione jest stanowisko Ministra Środowiska.

Kwalifikacja koncesji w kontekście prawa zamówień publicznych

Poza problematyką przetargów w postępowaniu o koncesje, jest jeszcze jeden aspekt prawa zamówien publicznych dotyczącego poszukiwania i wydobywania gazu niekonwencjonalnego. Niejasne jest, czy przedsiębiorcy posiadający koncesje są zobligowani do organizowania przetargów we wszystkich stosunkach umownych. Odpowiedź na to pytanie zależy od kwalifikacji poszukiwania i wydobywania jako działalności sektorowej wedle prawa polskiego.

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz.U. z 2010 r. Nr 113, poz. 759 j.t. ze zm.) (dalej: „Prawo Zamówień Publicznych") zamówieniami sektorowymi są zamówienia udzielane w celu wykonywania działalności poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania gazu ziemnego (w tym niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego). W kontekście zamówień sektorowych podmiotami zobowiązanymi do stosowania Prawa Zamówień Publicznych są podmioty prywatne (nie pozostające pod dominującym wpływem ze strony innych podmiotów zobowiązanych do stosowania przepisów Prawa Zamówień Publicznych), jeżeli prowadzą działalność sektorową na podstawie praw szczególnych lub wyłącznych, a finansowanie działalności koncesjonowanej nie będzie odbywać się ze środków publicznych.

Prawami szczególnymi lub wyłącznymi w rozumieniu Prawa Zamówień Publicznych są prawa przyznane w drodze decyzji administracyjnej, polegające na zastrzeżeniu wykonywania określonej działalności dla jednego lub większej liczby podmiotów, jeżeli spełnienie określonych odrębnymi przepisami warunków uzyskania takich praw nie powoduje obowiązku ich przyznania. Dla stwierdzenia czy podmioty, którym została udzielona koncesja na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego z chwilą uzyskania koncesji zobowiązane są do stosowania Prawo Zamówień Publicznych przy udzielaniu zamówień sektorowych konieczna jest ocena, czy dzięki udzielonym koncesjom uzyskują prawa szczególne lub wyłączne.

Prawa szczególne lub wyłączne. Do kategorii praw szczególnych lub wyłącznych zaliczają się prawa przyznane przez Ministra Środowiska jednemu lub kilku podmiotom w drodze uznania administracyjnego w oparciu o kryteria, które nie są obiektywne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne. W świetle przedstawionych przepisów Prawa Geologicznego należy stwierdzić, iż okoliczność w której prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na poszukiwaniu rozpoznawaniu lub wydobywaniu gazu niekonwencjonalnego uzależnione jest od uzyskania decyzji administracyjnej od organu koncesyjnego, a zatem wyłączona jest w odniesieniu do tego rodzaju działalności swoboda gospodarcza, przesądza o konieczności kwalifikacji koncesji jako prawa szczególnego.

Ustalenie tej okoliczności nie jest jednak wystarczające do przesądzenia obowiązku stosowania przepisów Prawa Zamówień Publicznych przez przedsiębiorców. Konieczne jest również stwierdzenie, czy zgodnie z przepisami Prawa Geologicznego spełnienie określonych tymi przepisami warunków uzyskania koncesji powoduje obowiązek jej udzielenia. Wśród wymagań dotyczących

występowania o koncesje trudno znaleźć takie, których posiadanie nie byłoby konieczne Ministrowi Środowiska dla oceny zasadności przyznania koncesji *z* punktu widzenia szczególnego charakteru działalności koncesjonowanej prowadzonej na należących do Skarbu Państwa złożach gazu niekonwencjonalnego.

Trudno wymagania te określić mianem: nieobiektywnych, nieproporcjonalnych oraz niedyskryminacyjnych. Minister Środowiska nie może odmówić udzielenia koncesji z powołaniem się na okoliczność niezałączenia do wniosku dokumentu, który nie został wymieniony w przepisach Prawa Geologicznego. Rozważając charakter przesłanek odmowy udzielenia koncesji, należy stwierdzić, że brak jest w gestii Ministra Środowiska instrumentu arbitralnego kształtowania katalogu przedsiębiorców mogących wykonywać działalność polegającą na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu gazu niekonwencjonalnego. Jedyne zastrzeżenia mogą pojawić się w kontekście odmowy udzielenia koncesji z uwagi na odmowę uzgodnienia koncesji na wydobywanie gazu niekonwencjonalnego przez współdziałający organ. W takim przypadku, wydaje się uzasadnionym stanowisko, że odmowa uzgodnienia może nastąpić wyłącznie na podstawie jednej z przesłanek określonych w przepisach Prawa Geologicznego i Ustawy o Działalności. A zatem poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie gazu niekonwencjonalnego wydaje się nie należeć do kategorii praw szczególnych lub wyłącznych.

Praktyczna wskazówka. W związku z tym, że nie została udzielona żadna koncesja na wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, kwestia ta do tej pory nie została rozstrzygnięta. Nie jest jednak przesądzone czy właściwe organy administracji podzielą powyższe stanowisko i uznają, że przedsiębiorcy nie są zobowiązani do stosowania Prawa Zamówień Publicznych prowadząc działalność w zakresie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Ustawa o Działalności daje podstawę do wystąpienia do Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych o wydanie interpretacji prawnej w stosunku do konkretnego przedsiębiorcy potwierdzającej brak obowiązku stosowania przepisów Prawa Zamówień Publicznych przez wystąpienie do i wydaje się, że takie wystąpienie jest wskazane.

Zawarcie umowy użytkowania górniczego

Prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu gazu niekonwencjonalnego wymaga nie tylko uzyskania odpowiedniej koncesji, ale również posiadania prawa do użytkowania górniczego. Wynika to z faktu, że zasoby niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego stanowią własność Skarbu Państwa. Rozporządzenie prawem do tych złóż następuje na podstawie ustanowionego użytkowania górniczego dającego przedsiębiorcy prawo do korzystania ze złóż. Następuje to wraz z udzieleniem koncesji w drodze umowy zawieranej pomiędzy przedsiębiorcą a Skarbem Państwa, w imieniu którego występuje Minister Środowiska. Jedynie posiadacz koncesji może być stroną umowy o ustanowienie użytkowania górniczego.

Ustanowienie użytkowania górniczego w zakresie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego poprzedzone być powinno co do zasady przetargiem. Jedyny przetarg w tym zakresie

został zorganizowany w 2007 r. W tym przetargu udzielono 14 koncesji i użytkowań górniczych. Prawo Geologiczne przewiduje wyjątki od przetargowego trybu ustanowienia użytkowania górniczego, m.in. w przypadku, gdy inwestor zamierza prowadzić działalność na obszarze, w obrębie którego użytkowanie górnicze ustanawiane jest w trybie bezprzetargowym. Wykaz obszarów koncesyjnych przeznaczonych do przetargów został wskazany w Komunikacie Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczącym Dyrektywy 94/22/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z koncesji na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów (Dz.U. UE z 26.4.2006 poz. C 98/22). W pozostałym zakresie obszary koncesyjne zostały wyłączone z trybu przetargowego, a przedsiębiorca, który zamierza poszukiwać zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na takim obszarze bezpośrednio występuje do Ministra Środowiska z wnioskiem o zawarcie umowy o ustanowienie użytkowania górniczego oraz o udzielenie odpowiedniej koncesji. Mimo ustawowego wymogu ustanawiania użytkowania górniczego w trybie przetargowym dla niektórych obszarów koncesyjnych, takie rozwiązanie nie miało w Polsce istotnego znaczenia o tyle, że wiele z obszarów koncesyjnych objętych obowiązkiem przetargowym zostało rozdysponowanych przez Ministra Środowiska przed wprowadzeniem do Prawa Geologicznego takiego obowiązku (obowiązek ten został wprowadzony do Prawa Geologicznego od 1 stycznia 2002 r.).

Umowa o ustanowienie użytkowania górniczego określa czas, na jaki takie prawo jest ustanawiane, złoże kopaliny i jego usytuowanie w przestrzeni (wskazanie przebiegu granic), cel ustanowienia prawa (rodzaj dozwolonej działalności), wysokość i sposób zapłaty wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania górniczego, ewentualne ograniczenia dotyczące sposobu jego wykonywania, rozporządzania prawem (w tym warunki przeniesienia uprawnień wynikających z umowy o użytkowanie górnicze), a także przesłanki i sposób rozwiązania umowy. Użytkowanie górnicze wygasa m.in. w razie utraty ważności koncesji, zrzeczenia się tego prawa oraz przejścia go na Skarb Państwa, niewykonywania przez lat 10 lub rozwiązania umowy o ustanowienie użytkowania górniczego. W kwestiach nieuregulowanych do użytkowania górniczego stosuje się odpowiednio przepisy o użytkowaniu zawarte w Kodeksie cywilnym.

W kontekście użytkowania górniczego niejasności mogą powstać w przypadku wystąpienia przedsiębiorcy o zmianę umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego. Przepisy Prawa Geologicznego nie przewidują szczegółowych warunków takiej zmiany. Nie jest na przykład przesądzonym, czy zmiana umowy jest dopuszczalna pod warunkiem zawieszającym w postaci zmiany warunków koncesji. Warunkowa zmiana umowy wydaje się być rozwiązaniem pożądanym z punktu widzenia procesu inwestycyjnego.

Prawo przedsiębiorców do wydobywania po odkryciu i udokumentowaniu złoża

W sytuacji gdy etap poszukiwania lub rozpoznawania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego zakończy się pozytywnie, kolejnym etapem jest zainicjowanie wydobywania zasobów ze złóż. Aby to uczynić, przedsiębiorca musi uzyskać koncesję na wydobywanie i zawrzeć umowę

o ustanowienie użytkowania górniczego. W tym kontekście kluczową kwestią jest zagwarantowanie przedsiębiorcy, który poniósł nakłady na opracowanie dokumentacji geologicznej złoża, uprawnienia do podjęcia działalności pozwalającej na uzyskanie korzyści majątkowych z dokonanego odkrycia. Przepisy Prawa Geologicznego przewidują w tym względzie dwojakiego rodzaju ochronę przedsiębiorców zapewniając przejście od etapu poszukiwania do etapu wydobycia.

Po pierwsze, przedsiębiorca który rozpoznał i udokumentował złoże kopaliny oraz sporządził dokumentację geologiczną z dokładnością wymaganą do uzyskania koncesji na wydobywanie, może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi (art. 12 Prawa Geologicznego). Przedsiębiorcy przysługuje zatem w stosunku do Skarbu Państwa roszczenie o ustanowienie użytkowania górniczego. W związku z tym, że szczegóły dotyczące treści użytkowania górniczego ustalane są w drodze porozumienia stron nie można wykluczyć, że w praktyce nie dojdzie do sporu pomiędzy przedsiębiorcą, a Ministrem Środowiska w szczególności w aspekcie czasu, na jaki ma być ustanowione użytkowanie górnicze lub sposobu zapłaty wynagrodzenia za jego ustanowienie. Można wprawdzie bronić zapatrywania, że treścią roszczenia powinno być ustanowienie wspomnianego prawa na podstawie kryteriów rynkowych, w sposób zapewniający opłacalność przedsięwzięcia oraz spełnienie wymagań związanych zwłaszcza z ochroną środowiska, w tym gwarantujących racjonalną gospodarkę złożem kopaliny, jednakże stanowisko Ministra Środowiska może w tym względzie charakteryzować się daleko idącą uznaniowością. Może to w konsekwencji prowadzić do sporu, który znacznie wydłuży przedsiębiorcy proces przygotowawczy do zamierzonej inwestycji. Jeśli przedsiębiorca nie skorzysta z prawa pierwszeństwa w okresie dwóch lat od dnia pisemnego zawiadomienia o przyjęciu dokumentacji przez Ministra Środowiska, ustanowienie użytkowania górniczego dla udokumentowanego złoża staje się przedmiotem przetargu. Ze względu na fakt, że prawo użytkowania górniczego jest funkcjonalnie powiązane z koncesją, przedsiębiorca ma nie tylko pierwszeństwo zawarcia umowy o ustanowienie użytkowania górniczego, ale również pierwszeństwo przy uzyskiwaniu stosownej koncesji.

Po drugie, przedsiębiorca który poniósł koszty prac geologicznych wykonanych na podstawie koncesji, ma wyłączne prawo do nieodpłatnego wykorzystywania uzyskanych w ten sposób informacji w celu wydobywania kopalin (art. 47 ust. 3 Prawa Geologicznego). Powyższe uregulowanie zostało wprowadzone w związku z tym, że prawo do informacji geologicznych związanych z poszukiwaniem lub rozpoznawaniem zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego (w tym zawartych w dokumentacji geologicznej) przysługuje Skarbowi Państwa. Prawo do informacji geologicznej wygasa z upływem 5 lat od utraty mocy koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża, na podstawie której przedsiębiorca wykonał prace będące źródłem informacji. Obligatoryjnym elementem wniosku o udzielenie koncesji na wydobywanie jest dokument potwierdzający prawo do korzystania z informacji geologicznej. W rzeczywistości wniosek o udzielenie koncesji może złożyć jedynie podmiot, któremu to prawo przysługuje.

W kontekście powyższych dwóch instytucji można stwierdzić, że przejście od etapu poszukiwania do etapu działalności wydobywczej przez przedsiębiorcę z zastrzeżeniem wskazanych wątpliwości (przede wszystkim związanych z kształtowaniem treści użytkowania górniczego) jest zabezpieczone na rzecz przedsiębiorcy, który prowadził poszukiwania danego złoża.

Implementacja prawa Unii Europejskiej (prawa wspólnotowego)

Niektóre rozwiązania prawne przewidziane w przepisach Prawa Geologicznego, w tym obowiązek ustanawiania użytkowania górniczego w trybie przetargowym, zostały podyktowane koniecznością zbliżenia prawa polskiego do wymagań przewidzianych dyrektywą 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów (Dz.U. UE z 30.6.1994 poz. L 164/3) (dalej: „Dyrektywa 94/22/WE").

Dyrektywa 94/22/WE. Prawo wspólnotowe w sposób ramowy nakazało stosowanie przejrzystych, obiektywnych i niedyskryminujących kryteriów nadawania uprawnień do podejmowania działalności związanej z poszukiwaniem, rozpoznawaniem lub wydobywaniem zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. W Dyrektywie 94/22/WE szczególny nacisk położono na wyeliminowanie wszelkich przejawów dyskryminacji wskazując, że jedyną dopuszczalną przesłanką odmowy przyznania lub ograniczenia koncesji może być wzgląd na bezpieczeństwo krajowe (interes publiczny). Mechanizmem służącym zapewnieniu przejrzystego postępowania jest obowiązek publikacji ogłoszenia o zaproszeniu do składania ofert na udzielenie koncesji w Dzienniku Urzędowym Wspólnot Europejskich. Procedura publikacji mogłaby zostać wszczynana z inicjatywy Ministra Środowiska lub po przedstawieniu oferty w zakresie działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorcę i wyznaczeniu odpowiedniego terminu innym przedsiębiorcą w celu przedłożenia konkurencyjnych ofert. Jedynie w szczególnych przypadkach nie byłoby konieczności publikacji ogłoszenia. Dotyczy to sytuacji, kiedy obszar koncesyjny: **(i)** jest stale dostępny, **(ii)** był przedmiotem przetargu, ale koncesja nie została udzielona; lub **(iii)** przedsiębiorca zrezygnował z prowadzenia działalności na danym obszarze.

Dyrektywa 94/22/WE zawiera wytyczne, dotyczące maksymalnej wielkości obszaru i czasu prowadzenia przedsięwzięcia, na które została wydana koncesja. Jednoznacznie wskazano, że kryteria przyznawania koncesji powinny opierać się na uwzględnieniu technicznych i finansowych możliwości podmiotów oraz zaproponowanego przez nie systemu prowadzenia poszukiwań lub badań, jak i zaoferowanej ceny za udzielenie koncesji. Państwom członkowskim pozostawiono możliwość ustalenia dodatkowych, niedyskryminujących kryteriów, z zastrzeżeniem, że powinny one spełniać przesłankę obiektywności. Wszystkie kryteria dotyczące danej koncesji powinny zostać zamieszczone w Dzienniku Urzędowym Wspólnot Europejskich jeszcze przed rozpoczęciem okresu składania ofert. W Dyrektywie 94/22/WE wskazano także szczegółowe zasady udostępniania informacji na temat warunków i wymagań dotyczących prowadzenia i zakończenia działalności.

Dyrektywa 94/22/WE kładzie nacisk na kwestię zagwarantowania niezależności przedsiębiorców prowadzących działalność na podstawie koncesji, określając sposoby i granice ingerencji państwa. Wskazano w niej, że nadzór nad ich funkcjonowaniem powinien ograniczać się do badania zgodności podejmowanych przedsięwzięć z obowiązującymi w koncesji warunkami i wymaganiami.

Zgodnie z Dyrektywą 94/22/WE państwa członkowskie zachowują prawo do ustalania w obrębie ich terytorium obszarów, które będą dostępne dla prowadzenia działalności związanej z poszukiwaniem, badaniem i produkcją węglowodorów, zatem *a contrario* mają także prawo wyłączać określone obszary z takich działań. Dotychczasowe przepisy Prawa Geologicznego takich wyłączeń jednak nie przewidują.

Implementacja do porządku krajowego. W zakresie dostosowania przepisów krajowych do uregulowań prawa wspólnotowego powstało szereg kontrowersji. Doprowadziło to do wezwania Polski przez Komisję Europejską o właściwą implementację Dyrektywy 94/22/WE. Komisja Europejska stwierdziła, iż Polska w sposób niewłaściwy zaimplementowała do swojego prawa przepisy dotyczące procedury uzyskiwania koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie oraz wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Zdaniem Komisji Europejskiej przetarg powinien poprzedzać udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie lub wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, a nie następować na etapie przed ustanowieniem użytkowania górniczego. Analizując przepisy Prawa Geologicznego można dojść do wniosku, że proces reglamentacji dostępu do złóż i obowiązki podmiotów zaangażowanych w przedsięwzięcia poszukiwawczo-wydobywcze nie odpowiada standardom wypracowanym przez instytucje europejskie. Przepisy Prawa Geologicznego nie uwzględniają szczególnych przepisów dotyczących koncesjonowania działalności przewidzianych w Dyrektywie 94/22/WE, część z nich pozostawiając w sferze regulacji na poziomie aktu wykonawczego, tj. rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 21 czerwca 2005 r. w sprawie przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego (Dz.U. z 2005 r. Nr 135, poz. 1131). Powoduje to w zestawieniu ze stosowanymi uzupełniająco przepisami Ustawy o Działalności wątpliwości co do czynności, które przedsiębiorca powinien podjąć w celu uzyskania stosownych koncesji. Istotną trudnością dla przedsiębiorców jest również ograniczony dostęp do informacji odnośnie etapów prowadzonych przez Ministra Środowiska postępowań koncesyjnych (Minister Środowiska publikuje jedynie informację o wszczęciu postępowania: podmiocie i obszarze koncesyjnym). W szczególności ma to znaczenie w przypadkach, kiedy o koncesje dotyczące tego samego obszaru koncesyjnego ubiega się kilku przedsiębiorców. Obowiązki Ministra Środowiska związane z dokonaniem publicznej notyfikacji o wszczęciu procedury koncesyjnej zostały ujęte dopiero w stosownych przepisach wykonawczych. Uchybieniem, w świetle przepisów Dyrektywy 94/22/WE, wydaje się być również brak: **(i)** określenia na poziomie ustawowym kryteriów, w oparciu o które koncesje na poszukiwania, rozpoznawanie lub wydobywanie są przyznawane ubiegającym się o nie przedsiębiorcom, **(ii)** obowiązku informacyjnego o warunkach przetargu nałożonego na Ministra Środowiska; **(iii)** uregulowania sposobu powoływania komisji przetargowych; oraz **(iv)** doprecyzowania procedury przetargowej (m.in. w zakresie wyjaśnień udzielanych w przypadku odrzucenia wniosku przedsiębiorcy o udzielenie koncesji).

Nowe Prawo

Dnia 4 lipca 2011 r. Prezydent RP podpisał tekst nowej ustawy o Prawie geologicznym i górniczym (ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r.). Zgodnie z art. 227 nowej ustawy (dalej: „Nowe Prawo"), datą jej wejścia w życie jest 1 stycznia 2012 r. (z tym dniem przestaje obowiązywać wcześniejsze Prawo Geologiczne). Nowe Prawo adresuje większość wątpliwości zaistniałych w kontekście implementacji Dyrektywy 94/22/WE.

Podstawowe założenia. Nowe Prawo utrzymuje w mocy obowiązek uzyskania odrębnych koncesji na działalność w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin oraz wydobywania kopalin (brak tzw. koncesji łącznej na rozpoznanie i wydobywanie). Wprowadza także zmianę trybu udzielania koncesji w zakresie złóż gazu niekonwencjonalnego. Będzie to następować w trybie przetargu organizowanego przez Ministra Środowiska. Obowiązek zorganizowania przetargu z założenia będzie obejmować wszystkie obszary koncesyjne w Polsce. Tym samym obowiązek organizacji przetargu zostałprzeniesiony z etapu ustanawiania użytkowania górniczego na etap udzielania koncesji, co rozwiązuje problem niekompatybilności z przepisami Dyrektywy 94/22/WE. Intencją ustawodawcy jest bowiem przyczynienie się do wzrostu konkurencyjności przedsiębiorców starających się o koncesje.

Z obowiązku przetargowego wyłączony został enumeratywny katalog obszarów koncesyjnych: **(i)** obszary stale dostępne i znajdujące się w wykazie obszarów, na których udzielenie koncesji nie wymaga poprzedzenia przetargiem (taki nowy wykaz obszarów koncesyjnych w postaci komunikatu powinien zostać opublikowany przez Ministra Środowiska w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej oraz w Biuletynie Informacji Publicznej), **(ii)** obszary które były przedmiotem przetargu, w wyniku którego koncesja nie została udzielona, **(iii)** obszary z których przedsiębiorcy zrezygnowali; albo **(iv)** obszary objęte prawem pierwszeństwem do ustanowienia użytkowania górniczego przysługującego przedsiębiorcy, który rozpoznał złoże kopaliny i udokumentował je w stopniu umożliwiającym sporządzenie projektu zagospodarowania złoża oraz uzyskał decyzję zatwierdzającą dokumentację geologiczną tego złoża. Ważność prawa pierwszeństwa w Nowym Prawie została wydłużona w stosunku do Prawa Geologicznego, gdyż prawo pierwszeństwa wygasać będzie po 5 latach od dnia doręczenia decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną (zgodnie z Prawem Geologicznym był to dotychczas okres 2 lat). Wydłużenie okresu ważności prawa pierwszeństwa jest słusznym rozwiązaniem i wydaje się być okresem wystarczającym przedsiębiorcom na uzyskanie koncesji na wydobywanie kopalin ze złóż.

Postępowanie koncesyjne. Nowe Prawo wprowadza odrębny rozdział dotyczący wyłącznie zasad udzielania koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie złóż węglowodorów, w tym niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. W rozdziale tym zawarte zostały kwestie związane z organizacją przetargu. W szczególności został wskazany: **(i)** zakres informacji, które powinny być zawarte w obwieszczeniu o przetargu, **(ii)** warunki przetargu, które powinny być niedyskryminujące i dawać pierwszeństwo najlepszym systemom poszukiwania lub wydobywania węglowodorów, **(iii)** kryteria wyboru oraz **(iv)** obowiązki informacyjne Ministra Środowiska.

W odróżnieniu od dotychczasowego stanu prawnego, Minister Środowiska przed ogłoszeniem przetargu jest zobowiązany do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz dokonania uzgodnień lub uzyskania opinii niezbędnych do udzielenia koncesji. Rada Ministrów w drodze rozporządzenia ma ustalić szczegółowe warunki postępowania przetargowego. Po wyłonieniu zwycięzcy przetargu Minister Środowiska udziela koncesji i niezwłocznie zawiera umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego. Szczegółowe warunki użytkowania górniczego, w szczególności określenie przestrzeni, w której będzie wykonywana działalność, czasu jej trwania oraz wysokości i sposobu zapłaty wynagrodzenia z tytułu jego ustanowienia określać ma umowa zawierana przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję, z Ministrem Środowiska reprezentującym Skarb Państwa. Jednakże Nowe Prawo zastrzega, że szczegółowe warunki użytkowania górniczego oraz wysokość wynagrodzenia z tytułu jego ustanowienia określone w umowie nie mogą odbiegać od określonych w obwieszczeniu o przetargu.

Występując z wnioskiem o udzielenie koncesji na gruncie nowej ustawy przedsiębiorca będzie zobowiązany do spełnienia w szczególności następujących dodatkowych w stosunku do obecnego brzmienia Prawa Geologicznego wymagań: **(i)** przedsiębiorca będzie zobowiązany określić obszary objęte szczególnymi formami ochrony, w tym ochrony przyrody oraz ochrony zabytków; **(ii)** przedsiębiorca będzie zobowiązany wskazać sposób przeciwdziałania ujemnym wpływom zamierzonej działalności na środowisko. We wniosku o udzielenie koncesji na wydobywanie konieczne będzie również przedstawienie przez przedsiębiorcę geologicznych i hydrogeologicznich warunków wydobycia.

W Nowym Prawie nie przewidziano możliwości przedłużenia czasu obowiązywania koncesji, gdy przewidziany czas trwania koncesji jest niewystarczający do ukończenia określonej koncesją działalności. W związku z tym dla każdorazowego przedłużenia terminu konieczna będzie zmiana koncesji. Do zmiany koncesji nie stosuje się norm dotyczących postępowania przetargowego, chyba że zmiany koncesji zmierzają do powiększenia objętego nią obszaru. Ustawodawca nie wskazał jakie normy powinny być w przypadku zmiany koncesji stosowane oraz czy w sytuacjach przedłużania czasu obowiązywania koncesji, warunki umowy użytkowania górniczego, w tym wynagrodzenie, pozostaną bez zmian.

Prawo przedsiębiorców do wydobywania po odkryciu i udokumentowaniu złoża. Istotną wątpliwością jaka pojawia się na gruncie nowej ustawy jest kwestia stopnia zabezpieczenia interesów przedsiębiorcy po odkryciu i udokumentowaniu złoża. Nowe Prawo przewiduje prawo pierwszeństwa ustanowienia użytkowania górniczego na rzecz przedsiębiorcy oraz wyłączenie obowiązku organizacji przetargu w stosunku do udzielania koncesji na wydobywanie. Prawo pierwszeństwa dotyczy jednak ustanowienia użytkowania górniczego, a nie udzielania koncesji na wydobywanie.

Zgodnie z Nowym Prawem Minister Środowiska „może", ale nie musi, udzielić koncesji na wniosek przedsiębiorcy, któremu przysługuje prawo pierwszeństwa. Przedsiębiorcy, który prowadził działalność poszukiwawczą w danym złożu, przyznano w ten sposób pewien zakres inicjatywy (regułą jest bowiem, że to Minister Środowiska inicjuje postępowanie o udzielenie koncesji).

Po wszczęciu postępowania koncesyjnego Minister Środowiska zamieszcza ogłoszenie o złożeniu wniosku o udzielenie koncesji przez przedsiębiorcę któremu przysługuje prawo pierwszeństwa. W takim przypadku kontrowersyjnym jest, czy inni zainteresowani przedsiębiorcy mogą składać konkurencyjne wnioski koncesyjne. Minister Środowiska jest zobowiązany bowiem do dokonania porównania złożonych wniosków (w tym wniosku złożonego przez przedsiębiorcę któremu przysługuje prawo pierwszeństwa) na podstawie kryteriów jakie stosowane są przy przetargach, tj. mając na uwadze: (i) techniczne i finansowe możliwości przedsiębiorcy; (ii) proponowaną technologię prowadzenia prac; oraz (iii) proponowaną wysokości wynagrodzenia z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego. Tym samym procedura udzielania koncesji na wydobywanie będzie funkcjonalnie zbliżona do procedury przetargowej. Z uwagi na przysługujące uprawnionemu przedsiębiorcy wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej (trwające 5 lat od utraty mocy koncesji, na podstawie której wykonano prace będące źródłem informacji), Minister Środowiska nie będzie mógł udzielić koncesji innemu przedsiębiorcy w okresie wyłączności przedsiębiorcy do korzystania z informacji geologicznej (wnioski koncesyjne innych przedsiębiorców zostaną odrzucone z uwagi na nieprzedłożenie dowodu istnienia prawa do korzystania z informacji geologicznej w zakresie niezbędnym do prowadzenia działalności koncesjonowanej). Tym niemniej konkurenci wykorzystując przysługujące im środki prawne (środki odwoławcze) mogą blokować zakończenie procedury wyboru, a w rezultacie blokować udzielenie koncesji podmiotowi, który odkrył i udokumentował złoża.

Wydaje się również, że Minister Środowiska nie byłby uprawniony do ogłoszenia publicznego przetargu na udzielenie koncesji na wydobywanie w trwającym 5 lat okresie przysługiwania przedsiębiorcy prawa do korzystania z informacji geologicznej, gdyż w tym celu musiałby naruszyć wyłączne prawo przedsiębiorcy, który rozpoznał i udokumentował złoża. W praktyce zatem Minister Środowiska musiałby czekać do wygaśnięcia okresu wyłączności, zanim mógłby ogłosić przetarg na koncesję na wydobycie z takiego złoża.

Istotne zmiany. Nowe Prawo wprowadza pojęcie „własności górniczej" m.in. w stosunku do zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Istotą tej instytucji jest rozłączenie pojęcia własności gruntowej od złoża kopalin oraz przyjęcie, że niektóre złoża nie są częścią nieruchomości i nie stanowią własności gruntowej. Złoża będą przedmiotem odrębnego prawa własności górniczej przysługującego wyłącznie Skarbowi Państwa. Skarb Państwa może rozporządzać przedmiotem własności górniczej wyłącznie przez ustanowienie w drodze umowy użytkowania górniczego.

Istotną zmianą na gruncie nowej ustawy jest również stosowanie przepisów Kodeksu cywilnego o dzierżawie w sprawach nieuregulowanych w umowie o ustanowienie użytkowania górniczego (dotychczas były to przepisy o użytkowaniu). Ustawodawca odchodząc od prawa rzeczowego do prawa zobowiązań zwiększył swobodę stron przy kształtowaniu treści umów. Wiąże się to jednak z niejasnościami m.in. przy dokonywaniu kwalifikacji prawnej pożytków i nakładów ponoszonych przez przedsiębiorcę na działalność koncesjonowaną oraz z zakresem stosowania przepisów o dzierżawie (m.in. czy przedsiębiorca na podstawie

art. 700 Kodeksu cywilnego może żądać obniżenia opłat z uwagi na znaczne zmniejszenie przychodów z przedmiotu dzierżawy, jeżeli nastąpiło to z przyczyn nieleżących po stronie przedsiębiorcy). W związku z tym, że wynagrodzenie w umowie o ustanowienie użytkowania górniczego będzie mogło być określone jednorazowo, nie będzie stanowiło formy czynszu za dzierżawę. Może to natomiast prowadzić do zachwiania ekwiwalentności wynagradzania. Ustawodawca pozostawia również niedookreślonym zasady zawierania umowy użytkowania górniczego, co wydaje się błędnym rozwiązaniem.

Zgodnie z Nowym Prawem przedsiębiorca odpowiada za szkody na zasadach ogólnych określonych w Kodeksie cywilnym. Jeżeli nie można ustalić, kto wyrządził szkodę, odpowiada za nią przedsiębiorca, który w dniu ujawnienia się szkody ma prawo prowadzić działalność koncesjonowaną. Jeśli nie istnieje przedsiębiorca odpowiedzialny za szkodę ani jego następca prawny, za szkodę odpowiada Skarb Państwa. Zmiany przewidziane w Nowym Prawie dotyczą terminu dochodzenia roszczeń za szkody. Zgodnie z Nowym Prawem roszczenia przedawniają się z upływem 5 lat od dnia dowiedzenia się o szkodzie. Sądowe dochodzenie roszczeń jest możliwe po wyczerpaniu postępowania ugodowego. Ustawa wydłużyła termin do zawarcia ugody do 60 dni (dotychczas było to 30 dni).

Nowe Prawo wprowadza również postanowienia dotyczące relacji pomiędzy przedsiębiorcą, a właścicielem nieruchomości w zakresie kopalin i stanowi, że przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na wydobywanie zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, może żądać wykupu nieruchomości w zakresie niezbędnym do wykonywania zamierzonej działalności (dotychczas takie prawo przysługiwało jedynie właścicielowi nieruchomości).

Zgodnie z przepisami przejściowymi zawartymi w Nowym Prawie, wniosek przedsiębiorcy który wystąpił o udzielenie koncesji na działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego rozpatrywany będzie według przepisów Prawa Geologicznego, tj. bez konieczności organizowania przetargu oraz przedstawiania dodatkowych załączników przewidzianych w Nowym Prawie.

Podsumowanie i zagadnienia problematyczne dla przedsiębiorców

W niniejszym rozdziale problematyka aspektów prawnych została ujęta w sposób przekrojowy celem umożliwienia przedsiębiorcom zainteresowanym poszukiwaniem lub eksploatacją gazu niekonwencjonalnego w Polsce dokonania prawidłowej oceny uwarunkowań prawnych i poznania specyfiki tej działalności. Jak zostało wskazane w niniejszym rozdziale, często praktyka rynkowa odbiega od wymogów określonych literą prawa, co zostało zasygnalizowane m.in. przy omawianiu procesu składania wniosku o udzielenie koncesji. Omówione aspekty prawne stanowią jedynie punkt wyjścia do kompleksowej analizy stanu prawnego jaką przedsiębiorcy powinni dokonać każdorazowo przed podjęciem decyzji o rozpoczęciu inwestycji. Przedstawione w niniejszym rozdziale zagadnienia mają charakter przykładowy.

Niniejszy rozdział służył również identyfikacji podstawowych zagrożeń i niejasności, jakie mogą pojawić się na różnych szczeblach procesu inwestycyjnego. Głównymi problemami, na które powinni zwracać uwagę przedsiębiorcy decydujący się na poszukiwanie i eksploatację gazu niekonwencjonalnego w Polsce są niewystarczająco przejrzyste reguły postępowania przetargowego oraz wyraźnie luki w przepisach Prawa Geologicznego, a także niekompletna implementacja Dyrektywy 94/22/WE do polskiego porządku prawnego, która nastąpiła w dwóch różnych hierarchicznie aktach normatywnych. Przepisy Nowego Prawa nie rozwiązują niestety całkowicie wspomnianych problemów.

Z punktu widzenia przedsiębiorców, dotychczasowe otoczenie prawne nie ułatwia podejmowania i prowadzenia procesu inwestycyjnego w zakresie poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce. Zastrzeżenia może również budzić brak szczegółowych postanowień dotyczących przesłanek odmowy uzgodnienia koncesji przez współdziałający organ.

Ani Prawo Geologiczne, ani Nowe Prawo nie zawierają kompleksowej normy, która dotyczyłaby przedłużania czasu obowiązywania koncesji. W związku z tym dla każdorazowego przedłużenia czasu obowiązywania koncesji konieczna jest zmiana koncesji. Istotne zastrzeżenia budzi również brak uregulowania w Nowym Prawie (podobnie jak w przepisach Prawa Geologicznego) kwestii dotyczących treści użytkowania górniczego. Warunki umowy ustanowienia użytkowania górniczego ustalane są w drodze porozumienia stron i nie można wykluczyć, że w praktyce dojdzie do sporu pomiędzy przedsiębiorcą a Ministrem Środowiska na przykład w aspekcie czasu, na jaki ma być ustanowione użytkowanie górnicze lub sposobów zapłaty wynagrodzenia za jego ustanowienie. Może to prowadzić do znacznego wydłużenia procesu przygotowawczego do zamierzonej inwestycji.

W odniesieniu do Nowego Prawa niejasności związane są przede wszystkim z kwestią zakresu stosowania przepisów o dzierżawie do umowy o ustanowienie użytkowania górniczego oraz kwestią zabezpieczenia interesów przedsiębiorcy po odkryciu i udokumentowaniu złoża. Kwestie te są kluczowymi z punktu widzenia procesu inwestycyjnego i stanowią istotne ryzyko przy ocenie finansowania inwestycji związanych z wydobywaniem zasobów złóż gazu niekonwencjonalnego w Polsce i stwarzają niepożądany przez przedsiębiorców stan niepewności prawnej.

W kontekście prawa zamówień publicznych nie jest również przesądzone czy uprawnienie do prowadzenia działalności polegającej na poszukiwaniu, rozpoznawaniu lub wydobywaniu zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego nie zostanie uznane przez właściwe organy administracji jako prawo szczególne lub wyłączne, a w konsekwencji przedsiębiorcy zostaną zobowiązani do stosowania Prawa Zamówień Publicznych przy udzielaniu zamówień w celu prowadzenia działalności koncesjonowanej. Taka sytuacja ograniczyłaby w sposób znaczący swobodę kontraktowania przedsiębiorców i istotnie mogłaby wpłynąć na opłacalność inwestycji.

Mając na uwadze powyższe okoliczności przedsiębiorcy powinni promować zmiany legislacyjne w zakresie złóż gazu niekonwencjonalnego, aby wyeliminować niestabilność otoczenia prawnego w Polsce. Osoby odpowiedzialne za proces legislacyjny powinny natomiast zaadresować wszystkie ryzyka i niejasności zasygnalizowane w niniejszym opracowaniu. Przejrzyste reguły prawne zdecydowanie przyczyniłyby się do zwiększenia bezpieczeństwa inwestycyjnego przy podejmowaniu działalności koncesjonowanej w Polsce.

Autorzy

Izabela Albrycht

prezes zarządu Instytutu Kościuszki, politolog, absolwentka Instytutu Nauk Politycznych i Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Jagiellońskiego oraz studiów podyplomowych Public Relations w Wyższej Szkole Europejskiej im. ks. Tischnera w Krakowie. Aktualnie przygotowuje pracę doktorską w INPiSM UJ.
Organizator licznych konferencji prasowych i naukowych zarówno w Polsce, jak i za granicą. Redaktor publikacji Instytutu Kościuszki. Odbyła półroczny staż w Parlamencie Europejskim. Jej obszary zainteresowań to m.in. system instytucjonalny UE, polityki europejskie, w tym polityka energetyczna UE.

Keith Boyfield

ekonomista, wykształcenie zdobył w London School of Economics. Pisarz oraz członek zespołu badawczego wielu znanych instytutów naukowo-badawczych (think tanks), w tym the Institute of Economic Affairs, the Centre for Policy Studies oraz the European Policy Forum. Przewodzi Regulatory Evaluation Group w Instytucie Adama Smitha, gdzie zajmuje stanowisko starszego pracownika naukowego. Regularnie pisze artykuły do *The Wall Street Journal*, *Financial Times* oraz innych czołowych dzienników i gazet, w tym *Financial Centres International*. W sierpniu 2009 r. został zaproszony do objęcia stanowiska prezesa panafrykańskiej biznesowej organizacji doradczej, Leriba Ltd. (www.leribarisk.com)

Jarosław M. Jankowski

aplikant adwokacki oraz prawnik w międzynarodowej kancelarii Weil, Gotshal & Manges. Ukończył studia prawnicze na Universiteit van Amsterdam oraz Uniwersytecie Warszawskim.

Maciej Kaliski

prof., dr hab. inż., od 1970 r. pracownik naukowo-dydaktyczny Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Zajmuje się tematyką górnictwa i geologii inżynierskiej, ekonomiką przedsiębiorstw, organizacją i zarządzaniem. Aktualne stanowisko pracy: profesor nadzwyczajny AGH, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu – Katedra Inżynierii Gazowniczej (zastępca kierownika), od czerwca 2011 r. Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki (wcześniej od października 2008 r. Dyrektor Departamentu Ropy i Gazu). Jest autorem ponad 130 publikacji krajowych i zagranicznych, w tym 15 książek, a także 8 patentów. (maciej.kaliski@mg.gov.pl)

Maciej Kołaczkowski

ekonomista, doktorant SGH, absolwent Uniwersytetu Wrocławskiego, stypendysta Mannheim Universtitaet. Aktualnie główny specjalista w MSZ, gdzie zajmuje się polityką energetyczną, w szczególności w zakresie gazu ziemnego. Poprzednio w KPRM oraz PGNiG SA.

Marcin Krupa

mgr ekonomii, w 1995 r. ukończył studia na Katolickim Uniwersytecie Lubelskim, stypen-dysta University of Wisconsin-La Crosse, USA (stypendium EastCentral European Scholarship Program). Partner i doradca w Instytucie Studiów Energetycznych Sp. z o.o. Uczestniczył w projektach dotyczących wydobycia i przerobu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz szerzej sektora energetycznego dla polskich klientów. Realizuje projekty w Europie Zachodniej, Rosji, Kazachstanie, krajach bałtyckich, krajach Afryki Środkowej, Północnej i Subsaharyjskiej. (marcin.krupa@ise.com.pl)

Guy Lewis

MBA, dyrektor zarządzający działu ds. poszukiwania i produkcji w Gas Technology Institute (GTI), USA. Odpowiedzialny za rozwój technologii gazu niekonwencjonalnego oraz progra-mów współpracy R&D. Od ponad 30 lat współpracuje z GTI oraz realizuje programy R&D dla przemysłu, środowisk akademickich oraz przedstawicieli rządu w celu identyfikacji, rozwoju i zastosowania rozwiązań wdrożeniowych gazu niekonwencjonalnego do warunków rzeczy-wistych. Wcześniej zajmował stanowiska wyższego szczebla kierowniczego w BP oraz Amoco. Absolwent Northwestern University w zakresie inżynierii chemicznej, posiada tytuł MBA uzy-skany na University of Chicago.

Ziwase Ndhlovu

pracownik Leriba Ltd. Pochodzi z Zambii, posiada tytuł magistra inżyniera (Hons) biochemii uzyskany na Uniwersytecie w Bath. Obecnie pracuje nad uzyskaniem tytułu magi-stra w dziedzinie wiertnictwa naftowego i inżynierii petrochemicznej na Heriot Watt University w Edynburgu. Zdobyła szerokie doświadczenie analizując zasoby ropy i gazu w Afryce, Australii, południowo-wschodniej Azji i Ameryce Łacińskiej. Pracowała jako anali-tyk ds. gazu i ropy naftowej w Chevron Sasol i Sasol Petroleum International, południo-woafrykańskich grupach zajmujących się górnictwem, energią, paliwami chemicznymi i syntetycznymi.

Kent F. Perry

dyrektor działu ds. poszukiwań i produkcji w Gas Technology Institute (GTI), USA. Odpowiedzialny za planowanie i zarządzanie programem badawczym dotyczącym wydobycia gazu niekon-wencjonalnego w Stanach Zjednoczonych. Pełni również funkcję lidera grupy Unconventional Resources w Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA).

W swoim dotychczasowym życiu zawodowym przez 30 lat pełnił rozmaite funkcje w branży gazowej i przy produkcji gazu, m. in. w Northern Illinois Gas Co., jako inżynier techno-log w Kansas-Nebraska Natural Gas Co., oraz przy pracach poszukiwawczych i produkcji w Michigan Energy Resources Co. Posiada tytuł naukowy nauk ścisłych Bachelor of Science

Degree w zakresie wiertnictwa naftowego oraz inżynierii petrochemicznej uzyskany na Colorado School of Mines. Jest członkiem Stowarzyszenia Inżynierów Petrochemii oraz byłym, wyróżnionym przez SPE wykładowcą zagadnień dotyczących gazu ze złóż o bardzo niskich wskaźnikach przepuszczalności i porowatości w Stanach Zjednoczonych. Uczestniczył w pracach Narodowej Rady Naftowej na temat możliwości wykorzystania gazu naturalnego w Stanach Zjednoczonych i redagował wiele artykułów na temat niskiej przepuszczalności zasobów gazu naturalnego i szczelinowania hydraulicznego.

Paweł Poprawa

mgr inż., absolwent geologii w Instytucie Nauk Geologicznych Uniwersytetu Jagiellońskiego oraz geologii naftowej na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej a także University College Dublin w Irlandii. Od 1995 r. pracownik Państwowego Instytutu Geologicznego w Warszawie, od 2003 r. kierownik Pracowni Geologii Naftowej. Od kilku lat wykonuje badania w zakresie rozpoznania potencjału występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce, realizowane we współpracy z zachodnim i polskim przemysłem naftowym oraz administracją publiczną.

Roman Rewald

adwokat amerykański i partner w międzynarodowej kancelarii Weil, Gotshal & Manges. Ukończył studia prawnicze w Polsce i w USA. Jest członkiem Rady Dyrektorów i byłym Prezesem Amerykańskiej Izby Handlowej w Polsce.

Alan Riley

profesor prawa w City Law School z siedzibą w Grays Inn, należącej do City University London. Jest członkiem stowarzyszonym think tanku ResPublica i badaczem-stypendystą w Centre for European Policy Studies w Brukseli. W ciągu ostatniej dekady obszernie pisał na temat prawa energetycznego i polityki energetycznej. Obecnie zajmuje się szeregiem zagadnień dotyczących liberalizacji i regulacji rynku w odniesieniu do rosyjskiego i europejskiego rynku gazu. Obecnie pracuje nad obszernym studium badającym implikacje prawne i geostrategiczne rewolucji gazu niekonwencjonalnego. Wśród jego najnowszych prac znajdują się: * The Russian Gas Deficit: Consequences and Solutions [Deficyt Gazu Rosyjskiego: Konsekwencje i Rozwiązania] (2006), * Out of Gas [Gdy skończy się gaz] (we współpracy z Frankiem Umbachem) (2007), * Energy Security, Gas Market Liberalisation and our Energy Relationship with Russia [Bezpieczeństwo energetyczne: Liberalizacja Rynku Gazu i Nasze Stosunki z Rosją] (2007) European Parliament, * Nordstream and Economic and Market Analysis of the North European Pipeline Project [Nordstream a Analiza Ekonomiczna i Rynkowa Projektu Europejskiego Gazociągu Północnego] (2008-2009) European Parliament, * EU-Energy Liberalisation – Coming to a Member State Near You [Liberalizacja Wspólnotowego Rynku Energii-Wkracza do Państwa Członkowskiego Blisko Ciebie] (2008) * Competition Law Review, De-Weaponising the Energy Weapon [Rozbrajanie Broni Energetycznej] (2009) Izba Gmin, * Can Nordstream and Southstream Survive in a Changing Gas Market? [Czy Nordstream i Southstream przetrwają zmiany na rynku gazowym?] (2009), * The EU-Russia Energy Relationship: Will the Yukos Decision Trigger a Fundamental Reassessment in Moscow? [Relacje energetyczne między Unią a Moskwą: Czy decyzja Yukosu skłoni Moskwę do głębokich przemyśleń?] (2010).

Mariusz Ruszel

doktorant i absolwent Wydziału Studiów Międzynarodowych i Politologicznych Uniwersytetu Łódzkiego. W latach 2006-2009 pracował dla posła do Parlamentu Europejskiego Jana Kułakowskiego, zaś w latach 2009-2011 dla Podkarpackiej Agencji Energetycznej jako specjalista ds. rozwoju lokalnego. W latach 2007-2011 prowadził zajęcia na Uniwersytecie Łódzkim, w okresie 2008-2009 na Akademii Młodych Dyplomatów, zaś w marcu 2011 r. na Université Libre de Bruxelles (Erasmus STA). Ekspert Instytutu Kościuszki i Fundacji im. K. Pułaskiego, członek Polskiego Towarzystwa Stosunków Międzynarodowych. Autor licznych artykułów i analiz dotyczących bezpieczeństwa energetycznego oraz polityki energetycznej.

Stanisław Rychlicki

prof., dr hab. inż., absolwent Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego Akademii Górniczo-Hutniczej w 1968 r. Od początku kariery naukowej zajmował się szeroko pojętą inżynierią naftową. W latach 1980-1986 wykładał na Uniwersytecie Nauki i Technologii w Algierze na Wydziale Nauk o Ziemi. Jest autorem i współautorem ponad kilkunastu książek, monografii i skryptów oraz kilku patentów. Opracował ponad 350 publikacji krajowych i zagranicznych, w tym dotyczących modelu energetycznego Polski. Był dziekanem i prodziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu. W lutym 2008 r. powołano go w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA i został jej przewodniczącym.

Jest członkiem kilku krajowych i zagranicznych stowarzyszeń takich jak SPE, WPC, SPWLA czy IGU. Jest Przewodniczącym Sekcji Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego PAN.

Jakub Siemek

prof., dr hab. inż., absolwent Wydziału Górniczego Akademii Górniczo-Hutniczej w 1958 r., a także Wydziału Matematyczno-Fizyczno-Chemicznego, specjalność Fizyka, na Uniwersytecie Jagiellońskim oraz Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. Opracował ponad 400 publikacji i artykułów krajowych i zagranicznych. Był m.in. inicjatorem wykorzystania modelowania matematycznego do projektowania procesów eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Pełnił funkcje: z-cy dyrektora Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, prodziekana i dziekana Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, członka, wiceprzewodniczącego i przewodniczącego Rady Naukowej Instytutu Mechaniki Górotworu PAN, redaktora naczelnego wydawnictwa PAU, „Geoinformatica Polonica" oraz kwartalnika PAN „Archives of Mining Science" pierwszego polskiego wydawnictwa górniczego wprowadzonego na listę filadelfijską (od 2008 r.) i wielu innych. Jest dr h. c. Uniwersytetu im. Luciana Blagi w Sibiu (Rumunia) oraz profesorem honorowym Narodowego Uniwersytetu Górniczego w Dniepropietrowsku oraz Narodowego Uniwersytetu Nafty i Gazu w Iwano-Frankowsku (Ukraina). Członek stowarzyszenia The Scientific Research Society Sigma Xi (USA), American Mathematical Society, Society of Petroleum Engineers (USA) oraz jest członkiem zagranicznym Rosyjskiej Akademii Nauk Przyrodniczych (RAEN), członkiem honorowym Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, i członkiem zwyczajnym AIP.

Andrzej Sikora

dr inż., w 1986 r. ukończył studia w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie; również szkolenia w Wiedniu, Stanach Zjednoczonych oraz we Francji. Jest prezesem zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o. Specjalność: surowce energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne, optymalizacja aktywów energetycznych. (andrzej.sikora@ise.com.pl)

Trevor Smith

MBA, menadżer ds. rozwoju biznesowego w Gas Techonology Institute (GTI), USA. Do jego zadań należy budowanie relacji oraz tworzenie i powiększanie możliwości w celu rozwijania w GTI aktywności R&D w zakresie Badań i Produkcji. Aktywnie działa na rzecz globalnego rozwoju obszarów związanych z gazem niekonwencjonalnym skupionego na charakterystyce zasobów, rozwoju technologii niszowych, zarządzaniu zasobami wodnymi, zrównoważonych działaniach operacyjnych, doradztwie oraz szkoleniu.

Piotr Szlagowski

prawnik specjalizujący się w prawie międzynarodowym publicznym oraz w tematyce polityki energetycznej. Doktorant na Uniwersytecie Warszawskim na Wydziale Prawa w Instytucie Prawa Międzynarodowego. Ukończył z wyróżnieniem Magna Cum Laude rozszerzone studia nad prawem ochrony środowiska i energii (LLM) na Katholieke Universiteit Leuven. Ekspert Instytutu Kościuszki.

Marcin Tarnawski

dr nauk humanistycznych w zakresie nauk politycznych, pracownik akademicki w Instytucie Nauk Politycznych i Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Jagiellońskiego. Autor prac i publikacji koncentrujących się wokół problematyki bezpieczeństwa międzynarodowego, gospodarki światowej oraz polityki zagranicznej i bezpieczeństwa Federacji Rosyjskiej. Ekspert Instytytutu Kosciuszki.

Aleksander Zawisza

absolwent, a następnie doktorant Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego, były pracownik Ministerstwa Gospodarki, były kierownik, a następnie dyrektor biura strategii OLPP. Obecnie prowadzi działalność w zakresie doradztwa gospodarczego.

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) jest najstarszym polskim instytutem naukowym o zasięgu ogólnokrajowym. Instytut prowadzi wszechstronne badania budowy geologicznej kraju, których celem jest praktyczne wykorzystanie zgromadzonej wiedzy w gospodarce narodowej i ochronie środowiska. Obok działalności naukowej we wszystkich dziedzinach nowoczesnej geologii, Instytut wypełnia również zadania państwowej służby geologicznej i państwowej służby hydrogeologicznej. Zapewnia bezpieczeństwo państwa w zakresie gospodarki zasobami surowców mineralnych i wód podziemnych, monitoruje stan środowiska geologicznego i ostrzega o zagrożeniach naturalnych. Instytut współpracuje z ośrodkami geologicznymi w 30 krajach świata. Jako członek organizacji zrzeszającej europejskie służby geologiczne – EuroGeoSurveys, uczestniczy w przygotowaniu opracowań realizowanych pod jej patronatem oraz bierze czynny udział w pracach grup eksperckich, których celem jest doradzanie odpowiednim strukturom Komisji Europejskiej. Instytut, w imieniu Skarbu Państwa, gromadzi dane geologiczne z terenu całego kraju.

www.pgi.gov.pl

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie (AGH) – jedna z największych polskich wyższych uczelni, zaliczana do najlepszych uczelni technicznych w kraju, wspomagająca naukę i przemysł poprzez kształcenie studentów, rozwój kadry naukowej, a także badania w zakresie rozwoju. Kadra uczelni liczy około 3900 osób (w tym prawie 500 niezależnych badaczy i naukowców), a całkowity roczny budżet, jakim dysponuje uczelnia wynosi ponad 100 milionów euro. AGH jest wiodącą polską uczelnią wyższą w dziedzinie nowoczesnych technologii, jest również na wysokich pozycjach w światowych rankingach. Długa i bogata tradycja uczelni wpływa także na jej popularność – AGH istnieje od 90 lat i w tym czasie wykształciła rzesze najbardziej pożądanych w Polsce inżynierów. W 1967 r. powstał Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, którego absolwenci zajmują kluczowe stanowiska w przemyśle, zwłaszcza w sektorze ropy i gazu, i są wysokiej klasy specjalistami w tej dziedzinie w Polsce oraz za granicą. AGH może pochwalić się wysoce rozwiniętą współpracą międzynarodową, dzięki której oferuje możliwość uzyskania podwójnego dyplomu (AGH i uczelni zagranicznej), odbycia praktyk i staży za granicą. Uczelnia bierze udział w projektach skoncentrowanych na nowoczesnych metodach (są to wiodące badania w Polsce) stosowanych w inżynierii naftowej, geoinżynierii, inżynierii gazowniczej (także w przypadku gazu ziemnego), projektowaniu systemów przesyłowych gazu, podziemnych magazynów gazu, ochronie środowiska, pracach związanych z sekwestracją dwutlenku węgla w złożach gazu, ropy, pokładach węgla i warstwach wodonośnych.

www.agh.edu.pl

Weil jest wiodącą międzynarodową kancelarią prawną. W Polsce od 1991 r. doradza klientom instytucjonalnym przy największych transakcjach, sporach i projektach energetycznych.

www.weil.com

WYDAWCA

Instytut Kościuszki – think tank kreujący nowe idee dla Polski i Europy – jest niezależnym, pozarządowym instytutem naukowo-badawczym o charakterze non-profit, założonym w 2000 r. Instytut Kościuszki opierając się na pogłębionej, interdyscyplinarnej analizie, propaguje rozwiązania w postaci rekomendacji programowych i ekspertyz, których odbiorcami są instytucje unijne, rządowe i samorządowe, polscy i europejscy politycy i decydenci, a także media, przedsiębiorcy oraz pasjonaci niezależnej myśli i otwartej debaty.

www.ik.org.pl

Od 2010 r. Instytut realizuje projekt ekspercki *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje.* Projekt jest pierwszym tego typu przedsięwzięciem w Polsce, realizowanym przez organizację typu think tank. Celem projektu jest dokonanie kompleksowej analizy eksperckiej związanej z potencjalnymi możliwościami wydobycia gazu niekonwencjonalnego i szansami, jakie w związku z tym wynikają dla Polski i Europy. Wypracowane podczas jego realizacji praktyczne rekomendacje, będą cennym źródłem wiedzy o gazie niekonwewncjonalnym jak i ważnym punktem odniesienia w debacie publicznej o kierunkach polskiej i europejskiej niekonwencjonalnej polityki gazowej.

SZANSA?
gaz niekonwencjonalny dla europy

www.gazniekonwencjonalny.eu

GŁÓWNY PARTNER PROJEKTU

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest liderem rynku gazu w Polsce. Działalność podstawowa spółki obejmuje poszukiwania i eksploatację złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz import, magazynowanie, obrót i dystrybucję paliw gazowych oraz płynnych. PGNiG SA aktywnie prowadzi poszukiwania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Spółka posiada 15 koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego, o łącznej powierzchni 12 tys. km^2. Wśród nich są obszary zarówno bardzo obiecujące, jak i trudniejsze. W marcu br. na koncesji Wejherowo na Pomorzu zakończono wiercenie odwiertu Lubocino-1. W odwiercie tym, w łupkach sylurskich stwierdzono obiecujące przepływy gazu, ale analizy potrwają jeszcze kilka miesięcy - jest jeszcze przedwcześnie, by ocenić zasoby. Na koncesji Wejherowo zostanie wykonanych kilka odwiertów pilotażowych. Później wybrane zostaną miejsca, gdzie staną pierwsze odwierty eksploatacyjne. PGNiG SA rozmawia z ewentualnymi partnerami do współpracy przy poszukiwaniu gazu łupkowego. Spółka chce prowadzić prace samodzielnie oraz przy wsparciu partnerów zza granicy.

www.pgnig.pl

Publikacja *Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy? Analiza i rekomendacje* powstała z inicjatywy Instytutu Kościuszki i zrealizowana została we współpracy z ekspertami z Polski, Europy i Stanów Zjednoczonych. Jest ona próbą rzetelnej analizy potencjału i szans związanych z eksploatacją europejskich złóż gazu niekonwencjonalnego, a także zidentyfikowania wyzwań, jakie stoją przed rozwojem tego sektora w Europie. Raport dokonuje analizy uwarunkowań infrastrukturalnych, ekonomicznych, geologicznych, środowiskowych i prawnych związanych z poszukiwaniem i eksploatacją złóż gazu niekonwencjonalnego w Polsce i w wybranych krajach UE oraz formułuje cenne rekomendacje. Prezentuje także amerykańskie doświadczenia oraz fakty dotyczące sektora gazu niekonwecjonalnego, w tym przede wszystkim gazu łupkowgo, wraz z wnioskami, które mogą znaleźć zastosowanie w Polsce i w Europie. Publikacja może stanowić źródło kompleksowej wiedzy dla inwestorów, decydentów, ekspertów i opinii publicznej na temat sektora gazu niekonwencjonalnego, który ma szansę dynamicznie rozwinąć się nie tylko w Polsce, ale także w innych krajach europejskich.

Publikacja powstała w ramach projektu realizowanego przez Instytut Kościuszki
Gaz niekonwencjonalny – szansa dla Polski i Europy?

SZANSA?
gaz niekonwencjonalny dla europy

www.gazniekonwencjonalny.eu

Główny partner projektu

PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Partnerzy publikacji

AGH

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy

Weil

© Instytut Kościuszki 2011
ISBN: 978-83-931093-4-0

Instytut Kościuszki