

Zmiany krajowego ustawodawstwa a rozwój rynku gazu ziemnego



Kamil Iwicki



Piotr Janusz



Adam Szurlej

Amendments to the national legislation versus the development of natural gas market

Abstract

The paper presents key aspects of the natural gas market in Poland. In contrast to most of European countries, there is a substantial increase in natural gas consumption observed in the recent years. An analysis of the impact of changes in the regulatory framework on further development of the domestic natural gas market was carried out.

Streszczenie

W artykule przedstawiono główne uwarunkowania rynku gazu ziemnego w Polsce. W ciągu ostatnich lat w przeciwieństwie do większości rynków europejskich, na krajowym rynku gazu ziemnego zauważalny jest wzrost zużycia błękitnego paliwa. Podjęto próbę oszacowania wpływu zmian otoczenia regulacyjnego na dalszy rozwój krajowego rynku.

Wstęp

Unia Europejska dąży do stworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, rozumianego jako wielość dostawców, gwarantującego jednocześnie stabilność cen, przy zapewnieniu niedyskryminacyjnego i równego dostępu do infrastruktury sieciowej. Priorytetem Wspólnoty jest także zakończenie procesu integracji europejskich rynków gazu ziemnego do 2014 r.

W Polsce od 1 lipca 2007 r. swobodny wybór i zmiana sprzedawcy przysługuje wszystkim odbiorcom energii elektrycznej i gazu ziemnego, w tym gospodarstwom domowym (art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r., poz. 1059)). Jednak analiza porównawcza częstotliwości zmian sprzedawcy na rynku energii elektrycznej i na rynku gazu ziemnego prowadzi do wniosków jednoznacznie korzystnych dla rynku energii elektrycznej. Liczba odbiorców energii

elektrycznej korzystających z prawa do zmiany sprzedawcy przekracza 172 tys., podczas gdy takich odbiorców gazu ziemnego jest poniżej 400 (URE 2013). W niniejszym artykule przedstawione zostaną główne uwarunkowania rynku gazu ziemnego w Polsce oraz podjęto próbę oceny ostatnich zmian w prawie na dalszy rozwój rynku gazu.

Rozwój rynku gazu ziemnego w Polsce na tle wybranych krajów

Zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2012 r. wyniosło 15,8 mld m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), co plasuje nasz kraj na 8 miejscu w UE pod tym względem. Znaczna część krajowej konsumpcji tego paliwa pochodziła z importu (9 mld m³), głównie w ramach kontraktu jamalskiego zawartego pomiędzy PGNiG i Gazpromem obowiązującego do 2022 r. Z wydobycia krajowego pochodziło ok. 28% rocznego zapotrzebowania na błękitne paliwo, a większość gazu jest przedmiotem importu, głównie z kierunku wschodniego (Janusz P., 2013). Analizując jednostkowe zużycie gazu ziemnego w ciągu roku to w przypadku Polski kształtuje się ono na poziomie ok. 400 m³/osobę i jest jednym z najniższych w UE – średnia dla UE to ok. 880 m³/osobę. Polski rynek gazu cechuje się potencjałem dużego wzrostu, czego potwierdzeniem są zmiany obserwowane w ciągu ostatnich pięciu lat (Kaliski i inni 2012). Podczas gdy w przypadku polskiego rynku w latach 2008 – 2012 nastąpił 13% wzrost zużycia gazu, w tym czasie w UE odnotowano prawie 11% spadek zużycia tego paliwa (zużycie obniżyło się o ponad 53 mld m³; najwięcej w takich państwach jak Wielka Brytania – 21 mld m³, Włochy – 9 mld m³ i Niemcy – 6 mld m³) (BP 2013, MG 2013). Oczywiście te zmiany przełożyły się na wartości jednostkowego zużycia gazu – w przypadku Polski wskaźnik jednostkowego zużycia (m³/osoba) wzrósł z poziomu 361 w 2008 r. do 411 w 2012 r., podczas gdy np. w przypadku Wielkiej Brytanii nastąpił jego

spadek w tym samym okresie z 1536 do 1241 (Kaliski M. i inni 2010).

Do pozytywnych zmian, jakie miały miejsce w ostatnich latach na krajowym rynku gazu ziemnego należy zaliczyć inwestycje, które umożliwiły wzrost technicznych możliwości importu gazu ziemnego z kierunków alternatywnych wobec wschodniego. Dzięki sfinalizowanym w latach 2011 – 2012 działaniom i inwestycjom, możliwości importu gazu ziemnego do Polski z kierunku zachodniego i południowego wzrosły o ok. 3,3 mld m³, co stanowi 30% realizowanego importu gazu do Polski. Wzrost ten nastąpił dzięki uruchomieniu we wrześniu 2011 r. połączenia z czeskim operatorem systemu przesyłowego w okolicach Cieszyna. Przepustowość tego połączenia wynosi 0,5 mld m³/rok. Kolejnym przedsięwzięciem zwiększającym możliwości importowe gazu ziemnego do Polski była zakończona w styczniu 2012 r. rozbudowa połączenia międzysystemowego w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej (przepustowość tego połączenia wzrosła z 0,9 mld m³/rok do 1,5 mld m³/rok) (Janusz P., 2013). Analizując zmiany w zakresie możliwości importu gazu ziemnego do Polski należy również podkreślić, że dzięki podpisaniu 29 października 2010 r. protokołów do polsko-rosyjskiego porozumienia międzyrządowego¹ oraz wyznaczeniu przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 17 listopada 2010 r. Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Polski odcinku gazociągu Jamał–Europa, możliwe są dostawy gazu ziemnego do Polski poprzez ten gazociąg z kierunku zachodniego, przy wykorzystaniu usługi rewersu wirtualnego. Tą drogą można do Polski dostarczyć maksymalnie ok. 2,5 mld m³ gazu rocznie, a faktyczne dostawy poprzez ten rewers rozpoczęły się już w 2011 r. i w 2012 r. wyniosły ponad 800 mln m³ (MG 2013). Wspomniane zmiany przełożyły się na strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski w ostatnich latach – pojawiły się nowe możliwości (fig. 1). Kolejne istotne zmiany będą związane z oddaniem do eksploatacji terminalu na skroplony gaz ziemny (LNG) w Świnoujściu, który stanowi najważniejszą realizowaną obecnie inwestycję dla dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Inwestycja ta umożliwi dostawy do Polski 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, jednakże należy mieć na uwadze możliwości zwiększenia zdolności regazyfikacyjnej terminalu nawet do 7,5 mld m³ – czyli ok. połowy obecnego zapotrzebowania Polski na gaz. Realizowane obecnie inwestycje OGP Gaz – System S.A. obejmują m.in. wybudowanie ponad 1000 km gazociągów do 2014 r. i umożliwią dostarczenie do odbiorców gazu z terminalu LNG w Świno-

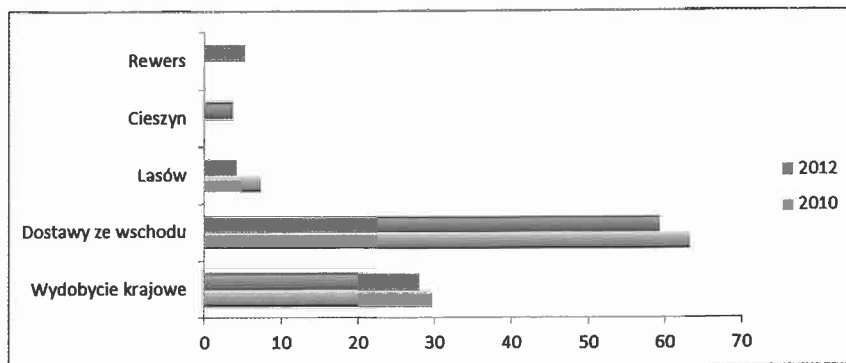


Fig. 1. Porównanie struktury dostaw gazu ziemnego do Polski w 2010 r. oraz 2012 r. [%]

ujściu, co przełoży się na dalszy rozwój rynku gazu w Polsce. Warto także podkreślić znaczenie funduszy europejskich w realizacji tych strategicznych inwestycji, jakże ważnych dla bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz – w 2012 r. kwota środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego dla projektów OGP Gaz – System S.A. zwiększyła się z 774 mln zł do 1016 mln zł (Osładacz A., Wittmann R., 2013).

Omawiając inwestycje mające zwiększyć możliwości dostaw gazu ziemnego do Polski należy także wspomnieć o rozbudowie pojemności czynnych podziemnych magazynów gazu, które są niezmiernie istotne z punktu widzenia rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce. Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku całkowita pojemność czynna instalacji magazynowych wyniosła 1,821 mld m³. W stosunku do 2009 roku stanowi to wzrost o około 10%, ponadto finalizowana jest rozbudowa PMG Wierchowice, którego pojemność po zakończeniu I etapu ma wynosić 1,2 mld m³ (proces ten jest zaawansowany w 97%), a docelowo, w zależności od zapotrzebowania na gaz w kraju, pojemność tego magazynu może wynieść ok. 3,5 mld m³.

Analizując strukturę sprzedaży gazu ziemnego przez dominujący na rynku podmiot w 2012 r. to, podobnie jak w latach ubiegłych, najwięcej paliwa trafiło do odbiorców przemysłowych – 60,3%, do gospodarstw domowych – 26,1%, natomiast pozostała ilość zużyta została przez handel i usługi. Porównując krajową strukturę zużycia gazu z analogiczną strukturą dla rynku gazu UE to w przypadku tej drugiej zdecydowanie więcej gazu jest kierowane do sektora wytwarzania energii elektrycznej – 29%, podczas gdy w Polsce ten udział wynosi 8%. Właśnie z sektorem wytwarzania energii elektrycznej wiąże się obecnie największe szanse na wzrost zużycia gazu ziemnego (Rychlicki S., Siemek J., 2013). Analiza zużycia gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe także daje nadzieję na wzrost zapotrzebowania w przyszłości. Należy mieć na uwadze istniejące dysproporcje w zakresie rozwoju sieci gazo-

wej w Polsce. Do województw o najwyższym wskaźniku zgazyfikowania należy zaliczyć woj. podkarpackie, małopolskie i śląskie. Ten stan należy tłumaczyć m. in. uwarunkowaniami historycznymi – pierwsze gazociągi przesyłowe w południowo-wschodniej części kraju powstały przed wybuchem II wojny światowej. Z kolei swego rodzaju „białą plamę” stanowią obszary w północno-wschodniej Polsce (województwo warmińsko-mazurskie, podlaskie część województwa mazowieckiego), co rodzi duże perspektywy w kontekście możliwej gazyfikacji tych terenów.

Nowelizacja Prawa energetycznego

26 lipca 2013 r. Sejm RP uchwalił zwaną potocznie „małym trójpakim” nowelizację ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), która weszła w życie 11 września 2013 r. Na wstępie warto podkreślić, że nowelizacja powstała jako odpowiedź na toczące się przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej postępowania przeciwko Polsce, toteż jej głównym celem jest nie tyle wprowadzenie systemowych zmian w polskim sektorze gazu ziemnego, ale raczej wdrożenie takich rozwiązań, które pozwolą na uniknięcie kar finansowych jakie mogą zostać nałożone przez trybunał. W chwili obecnej, z inicjatywy Komisji Europejskiej, przed Trybunałem toczą się dwa postępowania przeciwko Polsce dotyczące sektora gazu ziemnego. W ramach pierwszego postępowania² komisja zarzuciła Polsce niedozwoloną regulację cen, polegającą na zatwierdzaniu przez prezesa URE taryf dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się sprzedażą gazu ziemnego. Komisja domaga się, aby Polska zwolniła z obowiązku taryfowego przynajmniej tę część sprzedaży gazu ziemnego, która nie jest kierowana do odbiorców domowych. W drugim postępowaniu³ komisja zarzuciła Polsce brak wdrożenia do prawa polskiego przepisów tzw. „III Pakietu energetycznego”, w szczególności tzw. dyrektywy gazowej⁴, której termin wdrożenia upłynął 3 marca 2011 r. Zgodnie z pierwotnymi założeniami

rzędu wdrożenie III Pakietu energetycznego miało nastąpić poprzez uchwalenie tzw. „dużego trójpaku”, tj. trzech zupełnie nowych ustaw: Prawa energetycznego, Prawa gazowego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii. Z zapowiedzi przedstawicieli administracji rządowej wynikało, że celem tych ustaw miała być nie tylko implementacja prawa UE, ale wprowadzenie systemowych zmian w funkcjonowaniu poszczególnych branż energetycznych. Niestety do dzisiaj „duży trójpak” nie został przyjęty, co szczególnie dotkliwie odczuł sektor energii odnawialnej. Także Komisja Europejska straciła cierpliwość, co skutkowało skierowaniem opisanych powyżej spraw do Trybunału Sprawiedliwości. Trybunał ma kompetencje do nakładania na państwa członkowskie dotkliwych kar pieniężnych, dlatego też podjęta została decyzja, aby jak najszybciej przygotować i doprowadzić do uchwalenia nowelizacji obecnej ustawy Prawo energetyczne, w ramach której wprowadzone miały zostać takie rozwiązania, które pozwoliłyby na ich uniknięcie. Warto zaznaczyć, że projekt nowelizacji został zgłoszony jako projekt poselski co z jednej strony znacznie przyspieszyło procedurę, ale z drugiej praktycznie wyeliminowało możliwość zgłaszania uwag przez zainteresowane podmioty w ramach konsultacji społecznych – sektor gazowy de facto miał więc bardzo ograniczony wpływ na ostateczny kształt tego dokumentu.

Nie ulega wątpliwości, że ze wszystkich zmian wprowadzanych w ramach analizowanej nowelizacji największy wpływ na rynek gazu będą miały przepisy dotyczące tzw. obliża giełdowego, tzn. obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii. Postulat wprowadzenia obliża giełdowego został zgłoszony po raz pierwszy w 2011 r. w opracowanej przez prezesa URE *Mapie drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego*. W założeniu rynek giełdowy jest rynkiem w pełni konkurencyjnym, toteż wprowadzenie obowiązku sprzedaży gazu za jego pośrednictwem ma umożliwić prezesowi URE skorzystanie z art. 49 ustawy Prawo energetyczne, który pozwala na zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia prezesowi URE w sytuacji, gdy rynek, na którym działa sprzedawca gazu ma charakter konkurencyjny. Prezes URE zaproponował, aby poziom obliża giełdowego odpowiadał zapotrzebowaniu grupy odbiorców, dla których ceny gazu mają być kształtowane na warunkach rynkowych, tj. bez zatwierdzania taryfy. Jako, że uwolniona ma zostać cena gazu sprzedawanego do wszystkich odbiorców innych niż odbiorcy domowi, prezes URE obstawał przy wprowadzeniu do ustawy przepisu nakazującego przedsiębiorstwom energetycz-

nym sprzedaż aż 70% gazu za pośrednictwem giełdy. Odbiorcy tacy nabywają bowiem ok. 70% sprzedawanego w Polsce gazu ziemnego. Ostatecznie, po poprawkach Senatu, poziom obliga giełdowego został zmniejszony do 55%. Docelowy poziom obliga giełdowego ma zostać osiągnięty od 1 stycznia 2015 r., a w okresie przejściowym bezpośrednio po wejściu w życie nowelizacji ustawy poziom ten ma wynieść 30%, natomiast od 1 stycznia 2014 r. – 40%.

Zgodnie z nowelizacją ww. obowiązkiem nie zostaną objęte przedsiębiorstwa energetyczne mające zarezerwowane mniej niż 10% przepustowości w punktach wejścia do polskiego systemu gazowego. Obowiązek ten nie będzie dotyczył także gazu sprzedawanego operatorom na potrzeby bilansowania, gazu sprowadzanego na potrzeby własne, a także gazu stanowiącego zapas obowiązkowy utworzony zgodnie z ustawą o zapasach⁵. Z powyższego wynika, że w obecnej strukturze polskiego rynku gazu, analizowany przepis będzie dotyczył tylko i wyłącznie dominującego sprzedawcę, tj. PGNiG S.A.

Analizując zagadnienie obliga giełdowego warto poruszyć kilka kwestii, które mogą stanowić istotne ryzyko zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak również dla odbiorców gazu ziemnego. W pierwszej kolejności warto zauważyć, że w ustawie wprowadzono jedynie obowiązek sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy, brak jest natomiast szczegółowych regulacji określających sposób wykonania tego obowiązku. W szczególności należy zwrócić uwagę na brak przepisów, które określałyby zasady postępowania w odniesieniu do obowiązujących umów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Umowy takie niejednokrotnie mają charakter umów długoterminowych, a za ich wypowiedzenie przewidziane są kary umowne. W konsekwencji może pojawić się wątpliwość czy na gruncie obowiązujących przepisów sprzedawcy, w celu wypełnienia obowiązku wynikającego z obliga giełdowego, mają podstawę do rozwiązania obowiązujących kontraktów długoterminowych na dostawy gazu bez ponoszenia ryzyka roszczeń odszkodowawczych ze strony odbiorców. Brak szczegółowych przepisów w tej materii naraża sprzedawców na ryzyko odszkodowawcze, a odbiorców na brak pewności dostaw gazu ziemnego.

Analizując przedmiotowe zagadnienie można także zgłosić wątpliwości co do samego docelowego 55 % poziomu obliga giełdowego. Już sam tryb ustalenia takiego poziomu obliga giełdowego może sugerować, że nie przeprowadzono niezbędnych analiz i badań rynku, przez co ustawodawca nie dysponował pełną wiedzą jaki wpływ wywrze on na funkcjonowanie rynku. Należy mieć na uwadze, że tak wyso-

ki udział obrotu giełdowego jest niespotykany w żadnym innym kraju Unii Europejskiej. Ponadto obrót giełdowy rządzi się swoistymi prawami i wyklucza możliwość ustalenia szczegółowych zasad sprzedaży gazu w dwustronnej umowie. Może więc powstać problem związany z odpowiednim ukształtowaniem oferty giełdowej, która może być niezbyt atrakcyjna dla odbiorców. Szczególnie tego rodzaju problem może dotyczyć odbiorców zainteresowanych szczególnymi warunkami odbioru paliwa gazowego. Należy przy tym pamiętać, że handel giełdowy wiąże się z obowiązkiem uiszczania opłat na rzecz Towarowej Giełdy Energii, a także koniecznością dostosowania się do rygorystycznych giełdowych procedur. Nabywanie gazu ziemnego na giełdzie nie jest więc dla odbiorców optymalnym rozwiązaniem. Można więc przypuszczać, że głównymi nabywcami sprzedawanego przez PGNiG S.A. gazu na giełdzie będą inni sprzedawcy gazu ziemnego. W konsekwencji możliwy jest wzrost cen dla odbiorców końcowych, w szczególności w sytuacji gdy głównymi nabywcami paliwa gazowego na giełdzie będą przedsiębiorcy prowadzący dalszą odsprzedaż na rzecz odbiorców końcowych. W takiej sytuacji finalna cena paliwa gazowego obciążona zostanie marżą zarówno podmiotu wystawiającego gaz na sprzedaż za pośrednictwem giełdy, jak również podmiotu nabywającego gaz na tej giełdzie w celu jego dalszej odsprzedaży.

W związku z powyższym można pokusić się o wniosek, że przepisy dotyczące obliga giełdowego wprowadzają istotne ryzyka niemal dla wszystkich uczestników rynku, tak dla sprzedawcy dominującego, jak również dla mniejszych handlarzy gazem oraz odbiorców końcowych. W szczególności wątpliwości budzi faworyzowanie giełdy gazu kosztem rynku OTC (*Over The Counter Market*), na którym od ubiegłego roku także jest możliwe zawieranie transakcji. Wprowadzenie tak wysokiego poziomu obliga giełdowego może dziwić także w świetle ostatnich stanowisk prezesa URE, który uznał za rynek konkurencyjny nie tylko rynek giełdowy, ale także hurtowy rynek OTC⁶. Co więcej, w większości państw UE liberalizacja sektorów gazowych została dokonana w szczególności dzięki powszechnemu zawieraniu transakcji na rynku OTC, który jest w stanie zapewnić pożądaną przejrzystość i płynność. W konsekwencji można pokusić się o wniosek, że rynek OTC znacznie skuteczniej może przyczynić się do liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego niż handel giełdowy.

W aspekcie handlu giełdowego pozytywnie można ocenić natomiast zmianę ustawy o giełdach towarowych, która umożliwi uzyskanie statusu członka Towarowej Giełdy Energii

wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym oraz posiadającym osobowość prawną odbiorcom. Takie rozwiązanie ma na celu zmniejszenie kosztów handlu gazem na giełdzie, znosi bowiem wymóg realizowania transakcji za pośrednictwem domów maklerskich.

Inną istotną zmianą, która docelowo ma przyczynić się do liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, jest wprowadzenie zmian w ramach procedury zmiany sprzedawcy. Zgodnie z przepisami dyrektywy nałożono na operatorów systemów gazowych obowiązek umożliwienia odbiorcy dokonania zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni od dnia otrzymania informacji o zawarciu przez niego nowej umowy sprzedaży. Ponadto do ustawy wprowadzono szczegółową procedurę wypowiedzania umów sprzedaży lub umów kompleksowych z dotychczasowym sprzedawcą oraz uregulowano aspekty rozliczenia się dotychczasowego sprzedawcy z odbiorcą, które powinno nastąpić najpóźniej 42 dni od dnia zmiany sprzedawcy. Pewnym zaskoczeniem jest natomiast rezygnacja, na finalnym etapie prac nad ustawą, z wprowadzenia przepisów regulujących zasady częściowej zmiany sprzedawcy. Należy stwierdzić, że przepisy regulujące zagadnienie zmiany sprzedawcy są w pełni dostosowane do wymogów unijnych i umożliwiają odbiorcom dokonanie takiej zmiany. Niemniej jednak trudno sądzić, aby samo wprowadzenie takich przepisów przyczyniło się do wzrostu niewielkiej obecnie liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy. Praktyczne zastosowanie te przepisy znajdą dopiero gdy zwiększy się liczba graczy na polskim rynku gazu ziemnego.

W ślad za przepisami dyrektywy nowelizacja znacznie wzmacnia pozycję odbiorców. Ograniczona została możliwość wstrzymania dostaw paliwa gazowego do odbiorców jeżeli złożą oni reklamację, nałożono na sprzedawców i operatorów szereg obowiązków informacyjnych, a także umożliwiono rozpatrywanie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami przez sądy polubowne przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowych. Wzmacnianie pozycji odbiorców jest stałą tendencją w prawodawstwie unijnym. W założeniu Komisji Europejskiej odbiorcy aktywni oraz świadomi swoich praw mogą w znaczący sposób przyczynić się do powstania konkurencyjnego europejskiego rynku gazu ziemnego.

W ramach nowelizacji poruszona też została kwestia rozwoju systemów gazowych. Zmodyfikowany został obecny art. 16 ustawy Prawo energetyczne dotyczący zasad przygotowania planów rozwoju przez operatorów. Do 5 lat wydłużono okres, w którym operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni opracowywać plany

rozwoju. Z kolei na operatora systemu przesyłowego nałożono obowiązek opracowania aż 10 letniego planu rozwoju, który dodatkowo powinien być zgodny z 10 letnim niewiązającym wspólnotowym planem rozwoju przyjętym przez ENTSOG. Wprowadzono także zasadę, zgodnie z którą wszystkie plany rozwoju powinny być zgodne z polityką energetyczną państwa oraz muszą uwzględniać zapotrzebowanie na nowe zdolności zgłoszone przez użytkowników systemu. Tak jak do tej pory z obowiązku opracowania ww. planów zwolnieni będą tzw. mali operatorzy, dostarczający w ciągu roku gaz do mniej niż 50 odbiorców w ilości nie większej niż 50 mln m³ gazu ziemnego.

W ramach nowelizacji wprowadzono zmiany w przepisach określających zasady funkcjonowania operatorów. Komisja Europejska od dłuższego czasu stoi na stanowisku, że zapewnienie niezależności operatorów i oferowanie przez nich usług w zgodzie z zasadą TPA (*Third Access Party*) stanowi fundament konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

W pierwszej kolejności należy wskazać, że wprowadzono zasadę tzw. wyłączności operatorskiej, co oznacza że wyłącznie podmioty wyznaczone na operatorów systemów gazowych będą mogły wykonywać działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, a także skraplania i regazyfikacji. Ostatecznie więc znikną przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące ww. działalności, mimo braku decyzji o wyznaczeniu operatorem. Taka sytuacja wymusi na tych podmiotach konieczność pilnego uzyskania decyzji o wyznaczeniu operatorem (okres dostosowawczy wynosi rok).

Nowelizacja wprowadza także nowe uregulowania dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania, ustanawiając w szczególności wymóg wydzielenia takiego operatora pod względem formy prawnej i organizacyjnej. Obecne przepisy nie określają żadnych szczególnych wymogów dotyczących niezależności przedsiębiorstw świadczących usługę magazynowania, niemniej jednak w praktyce wprowadzenie nowych wymogów nie wywrze znaczącego wpływu na funkcjonowanie Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o., który został już wcześniej wydzielony prawnie i organizacyjnie w ramach GK PGNiG. W odniesieniu do operatorów systemów magazynowania, a także operatorów systemów dystrybucyjnych, wprowadzono ponadto rygorystyczne wymogi w zakresie tzw. niezależności osobowej. Oznacza to, że te same osoby nie mogą zarządzać operatorem i jednocześnie pracować dla przedsiębiorstwa zajmującego się sprzedażą lub wydobyciem gazu ziemnego.

Zaostrzone zostaną także kryteria dotyczące niezależności operatora systemu przesyłowego,

który będzie obowiązany przejść specjalną procedurę certyfikacyjną, w celu potwierdzenia czy faktycznie spełnia wszystkie wymogi niezależności. Warto zauważyć, że certyfikat taki będzie wydawany przez prezesa URE, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej. Tym samym komisja uzyska istotny wpływ na wyznaczanie krajowych operatorów systemów przesyłowych. Nowelizacja zapewni także implementację dwóch z trzech przewidzianych w dyrektywie modeli funkcjonowania operatora systemu przesyłowego. Dyrektywa dopuszcza 3 modele funkcjonowania takiego operatora:

- „pełny unbundling” – operator jest podmiotem w pełni niezależnym, a przy tym jest właścicielem gazociągów, przy wykorzystaniu których świadczy usługi,
- model ISO (tzw. niezależny operator systemu) – operator pełni funkcję na systemie, który stanowi własność innego podmiotu,
- model ITO (tzw. niezależny operator systemu przesyłowego) – operator pozostaje w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanych pionowo (tj. przedsiębiorstwa zajmującego się także obrotem paliwami gazowymi).

W Polsce zostaną wdrożone tylko dwa pierwsze z ww. modeli, co oznacza, że EuRoPol Gaz S.A. nie będzie mógł zostać wyznaczony operatorem gazociągu jamalskiego. Niemniej jednak nowelizacja zawiera przepisy przejściowe, zgodnie z którymi obecne zasady zarządzania gazociągiem Jamał – Europa nie ulegną zasadniczym zmianom.

Jako ostatnią istotną kwestię należy wspomnieć o wzmocnieniu niezależności prezesa URE. Nastąpiło to poprzez wprowadzenie 5 letniej kadencji prezesa URE oraz ograniczenie możliwości jego odwołania poprzez określenie zamkniętego katalogu przypadków, w którym będzie on mógł zostać usunięty ze stanowiska. Ponadto przyznano prezesowi URE szereg dodatkowych kompetencji, wzmacniających jego pozycję.

Analizując zagadnienia związane z omawianą nowelizacją, należy także zauważyć, że dla branży gazowniczej rozczarowaniem jest pominięcie w tym akcie prawnym zagadnień związanych z „żółtymi certyfikatami”, System wsparcia kogeneracji opierający się na żółtych certyfikatach wygaś bowiem z końcem marca bieżącego roku. Ministerstwo Gospodarki opracowało projekt nowelizacji Prawo energetyczne⁷, którego zadaniem było przywrócenie przedmiotowego systemu wsparcia, który został przekazany przez Radę Ministrów do Sejmu w kwietniu tego roku, niemniej jednak od tego czasu prace nie posunęły się naprzód. Brak systemu wsparcia żółtymi certyfikatami może

zahamować rozwój energetyki opartej na gazie, która jak wspomniano na wstępie, stanowi znaczną szansę dla polskiej branży gazowniczej. Dlatego też jak najszybsze przywrócenie systemu wsparcia dla żółtych certyfikatów staje się coraz bardziej pilnym wyzwaniem.

Podsumowując wprowadzone zmiany nasuwa się wniosek, że największy wpływ na kształt polskiego rynku gazu może mieć wprowadzenie tzw. obliga giełdowego. Niestety wysoki poziom obliga giełdowego, jak również brak szczegółowych przepisów regulujących zasady jego wdrożenia może sprawić, że stanie się on nie tyle szansą dla rozwoju polskiego rynku gazu, ale raczej czynnikiem wprowadzającym istotne ryzyka dla wszystkich uczestników rynku.

Należy jednak mieć nadzieję, że mimo opisanych powyżej wad związanych ze sposobem wprowadzenia obliga giełdowego, w dłuższej perspektywie zmiana ta przyniesie korzyści dla polskiego rynku gazu ziemnego. Oceniając bowiem skutki wprowadzenia takiego obliga na rynku energii elektrycznej to warto podkreślić, że przyniosło ono znaczne korzyści, do których zaliczyć można m.in. zagwarantowanie uczestnikom rynku jednakowych warunków udziału w obrocie giełdowym oraz nastąpiła poprawa transparentności obrotu energią elektryczną (Graczyk W., 2013; Grudziński Z., 2012). W przeciwieństwie do sektora gazu ziemnego ceny energii elektrycznej od dłuższego czasu kształtowane są przede wszystkim przez rynek – za cenę referencyjną uważa się średnią ceną sprzedaży energii na RDN (Rynek Dnia Następnego). Giełda energii elektrycznej jest natomiast najważniejszym rynkiem handlu energią elektryczną, w 2012 r. ponad 80% wytworzonej energii elektrycznej zostało sprzedane przez giełdę, a jeszcze kilka lat temu ten udział był znikomy (np. ok. 1% w 2005 r.) (TGE 2013).

W pozostałych zagadnieniach nowelizacja ogranicza się głównie do implementowania przepisów dyrektywy i nie wprowadza fundamentalnych zmian dla funkcjonowania branży gazowej w przyszłości. Od jakiegoś czasu można zresztą zaobserwować trend stymulowania zmian nie tyle przy wykorzystaniu przepisów prawa, ale raczej poprzez doradnie działania prezesa URE, co najlepiej obrazuje wprowadzenie punktu wirtualnego w instrukcji OGP Gaz-System S.A. czy modelu *entry – exit* w taryfach operatorskich, jeszcze przed dokonaniem odpowiednich zmian w rozporządzeniach systemowym i taryfowym.

Nowe rozporządzenie taryfowe

Kolejnym nowym aktem prawnym, którego celem jest stopniowe wprowadzanie liberalizacji polskiego rynku gazu ziemnego jest rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca

2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2013 r. poz. 820). W ramach tego projektu wprowadzone zostały rozwiązania, które mają za zadanie ułatwić handel gazem na rynku wirtualnym, a także uprościć odbiorcom przeprowadzenie procedury zmiany sprzedawcy. W pierwszej kolejności warto wskazać wprowadzenie do przepisów prawa tzw. modelu *entry – exit*, który charakteryzuje się ustalaniem oddzielnie stawek dla poszczególnych punktów wejścia i wyjścia do systemu gazowego, zamiast dotychczasowych dystansowych i grupowych. System taki ułatwi zawieranie transakcji na rynku wirtualnym, a docelowo ma pozwolić na ustalanie innych stawek na każdym punkcie wejścia lub wyjścia, w zależności od stopnia ich wykorzystania. Należy mieć jednak na uwadze, że opisana powyżej zmiana stanowi raczej dostosowanie przepisów prawa do sytuacji faktycznej, gdyż prezes URE zatwierdził już wcześniej taryfy opracowane zgodnie z modelem *entry – exit*, opierając się wprost na przepisach prawa UE.

Inną zmianą, która z kolei ma ułatwiać odbiorcom dokonanie zmiany sprzedawcy, jest rozdzielenie taryf przedsiębiorstw obrotu od taryf przedsiębiorstw przesyłowych oraz dystrybucyjnych. W ramach takiego modelu sprzedawca świadczący usługę kompleksową nie będzie „przenosił” do swojej taryfy stawek przesyłowych i dystrybucyjnych, jak to miało miejsce dotychczas, ale jedynie będzie wskazywał stosowane w relacjach z odbiorcą taryfy przesyłowe i dystrybucyjne. Takie rozwiązanie ułatwi odbiorcy porównanie taryf stosowanych przez poszczególnych sprzedawców, będzie mógł bowiem oceniać tylko stosowane przez nich ceny i stawki opłat bez konieczności analizowania niezmiennych dla niego stawek przesyłowych i dystrybucyjnych.

Nowe rozporządzenie taryfowe wprowadza także obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. W związku z powyższym przedsiębiorstwa energetyczne będą zmuszone zmienić stosowaną obecnie metodę rozliczeniową, opartą na jednostkach objętości. Obowiązek ten wchodzi w życie od 1 sierpnia 2014 r., co ma pozwolić branży gazowej podjąć stosowne przygotowania i dostosowanie się do nowej metody rozliczeniowej. Wprowadzenie rozliczeń za zużyty gaz ziemny w jednostkach energii będzie kolejnym krokiem przybliżającym nasz rynek gazu ziemnego od rozwiązań stosowanych na rynku europejskim. Zastosowanie tego typu rozliczeń umożliwi porównywanie cen za gaz ziemny i np. energię elektryczną oraz pozwoli odbiorcy na wybór korzystniejszego źródła energii.

Zmiana ustawy o podatku akcyzowym

21 sierpnia 2013 r. do Sejmu został skierowany projekt nowelizacji ustawy o podatku akcyzowym, który rodzi istotne ryzyko dla branży gazowniczej. 31 października 2013 r. kończy się bowiem okres dotychczasowego zwolnienia z opodatkowania podatkiem akcyzowym gazu ziemnego przeznaczonego dla celów opałowych. Z projektu ustawy wynika, że okres zwolnienia nie zostanie przedłużony, a w konsekwencji paliwa gazowe zostaną obłożone akcyzą, co z pewnością przyczyni się do wzrostu cen gazu dla odbiorców, a w konsekwencji do pogorszenia konkurencyjności gazu w stosunku do innych paliw i źródeł energii. Przygotowany przez Ministra Finansów projekt zakłada obłożenie podatkiem akcyzowym sprzedaży gazu odbiorcy końcowemu, a także import (zarówno z UE, jak również z krajów trzecich) takiego gazu do Polski przez samego odbiorcę. Co więcej, w projekcie przewiduje się również obłożenie podatkiem nawet wykorzystywanie przez odbiorcę gazu ziemnego, jeżeli nie został od takiego gazu wcześniej zapłacony podatek akcyzowy. Tak rygorystyczne przepisy z pewnością mogą negatywnie wpłynąć na rozwój branży gazowej w Polsce.

Co więcej projekt nowelizacji nakłada szereg obowiązków na sprzedawców gazu, którzy będą zobligowani m.in. prowadzić rozbudowaną ewidencję dla celów podatkowych oraz identyfikować odbiorców podlegających zwolnieniu od podatku akcyzowego. W konsekwencji z pewnością wzrosną koszty funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

Szczególnie istotne ryzyko przedmiotowa nowelizacja wprowadza dla perspektyw rozwoju rynku CNG – sprężonego gazu ziemnego. W Polsce ten rynek jest rozwinięty w bardzo małym stopniu (ok. 2,5 tys. pojazdów), a nałożenie podatku akcyzowego na ten rodzaj gazu może jego rozwój zupełnie zahamować. Jak pokazują liczne doświadczenia państw, w których dynamicznie rozwija się rynek CNG, jednym z narzędzi promujących szersze wykorzystanie tego paliwa jest odpowiednia polityka fiskalna państwa (Kaliski i inni 2012b).

Podsumowanie

Rynek gazu ziemnego w Polsce przechodzi obecnie transformację. W związku z tym nasuwają się pewne analogie do zmian jakie miały już miejsce na rynku energii elektrycznej. Zauważalne są już również pierwsze efekty zmian na rynku gazu ziemnego – a ich miernikiem może być liczba klientów dokonujących zmian sprzedawcy. Choć liczba podmiotów, które do tej pory zmieniły dostawcę nie jest obecnie imponująca,

w najbliższych latach, mając na uwadze doświadczenia z rynku energii elektrycznej, należy oczekiwać istotnego wzrostu zainteresowania zakupem tego paliwa od dostawców oferujących najkorzystniejsze warunki sprzedaży, zarówno wśród klientów przemysłowych, jak i gospodarstw domowych. Niższe ceny gazu w bezpośredni sposób przełożą się na wzrost zainteresowania tym nośnikiem energii pierwotnej, zwłaszcza przez sektor wytwarzania energii elektrycznej. Jednak jak wskazano w artykule, istnieją uzasadnione obawy, że przeprowadzane obecnie zmiany otoczenia prawnego nie doprowadzą do oczekiwanego rozwoju i wzrostu konkurencyjności sektora gazowego. W szczególności wprowadzenie podatku akcyzowego na gaz ziemny może skutkować wzrostem cen gazu i przełożeniem się na pogorszenie konkurencyjności tego paliwa, zwłaszcza w porównaniu do węgla kamiennego. Obłożenie akcyzą CNG może zahamować dalszy wzrost wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa alternatywnego w transporcie. Mając na uwadze utrzymujący się wysoki poziom zanieczyszczeń w wielu aglomeracjach miejskich, szersze wykorzystanie CNG w komunikacji miejskiej zapewne byłoby wskazane.

Dalszy rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego, wiąże się ze zmianami otoczenia prawnego, a także jest zależny od rozwoju infrastruktury gazowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych oraz PMG. Jak przybliżono w artykule ostatnie lata skutkowały rozwojem infrastruktury gazowej, kolejne ważne projekty infrastrukturalne będące w fazie realizacji (terminal LNG, rozbudowa PMG) lub planów (połączenia międzysystemowe ze Słowacją i Litwą), niewątpliwie przełożą się na proces liberalizacji rynku gazu ziemnego.

Przypisy:

- 1 Porozumienie między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej zostało opublikowane w Monitorze Polskim z 2011 r. Nr 46, poz. 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520.
- 2 Naruszenie przepisów dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE nr 2009/2162,
- 3 Naruszenie przepisów dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE nr 2011/2022,
- 4 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13.07.2009 dotyczą-

- ca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywy 2003/55/WE (DZ. UE L 211/94 z dnia 14 sierpnia 2009 r.)
5. Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U z 2012 r. poz. 1190))
 6. Komunikat prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 2/2013 z dnia 19 lutego 2013 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym.
 7. Rządowy projekt ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności oraz ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (druk nr 1273).

Literatura

1. BP 2013: *BP Statistical Review of World Energy*. June 2013; www.bp.com
2. Bigaj W., 2013: *Mały trójpak grozi ustawie o odnawialnych źródłach energii*, *Dziennik Gazeta Prawna*.
3. Graczyk W., 2013: *Refleksje na temat giełdy gazu*. *Przegląd Gazowniczy* nr 1 (37), marzec 2013 r.
4. Grudziński Z., 2012: *Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej*. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 180. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków.
5. Janusz P., 2010: *Zasoby gazu ziemnego w Polsce jako czynnik poprawiający bezpieczeństwo energetyczne, na tle wybranych państw UE*. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 1, s. 23 – 41.
6. Janusz P., 2013: *Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju*. *Polityka Energetyczna*, t.16, z.2.
7. Janusz P., Pikus P., Szurlej A., 2013: *Rynek gazu ziemnego w Polsce – stan obecny i perspektywy rozwoju*. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 1, s. 2-6.
8. Kaliski M., Szurlej A., Janusz P., Paszkowski M. 2010: *Wpływ infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego na wielkość jego zużycia w Polsce*. *FORGAZ 2010 - pomiar ilości i jakości gazu, 7–8 października 2010, Kraków*, s. 9–18.
9. Kaliski M., Nagy S., Siemek J., Sikora A., Szurlej A., 2012a: *Natural gas in Poland and the European Union*. *Archiwum Energetyki* tom XLII, nr 1, s.93-107.
10. Kaliski M., Szurlej A., Janusz P., 2012b: *Opcjonalna alternatywa dla paliw ropopochodnych: gaz ziemny – ekologicznie czysty, tani, bezpieczny i wygodny w użytkowaniu*. *Profesjonalne Gazow-*

nictwo 2011/2012, red. nac. Katarzyna Urbańczyk-Kogut, Kraków, AKNET-Press, s. 50–59.

11. *Ministerstwo Gospodarki, 2013: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2012 r. do dnia 31 grudnia 201 r. Warszawa; www.mg.gov.pl*
12. *Osiadacz A., Wittmann R., 2013: Polski system gazociągów przesyłowych. Przegląd Gazowniczy nr 1 (37), marzec.*
13. *Rychlicki S., Siemek J., 2013: Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, 2013 r. t. 29 z. 1 s. 5–15.*
14. *Wawrzynowicz A., Iwicki K., 2013: Mały Trójpak energetyczny, Przegląd Gazowniczy, czerwiec.*
15. *TGE, 2013: Rynek energii elektrycznej oraz rynek gazu na Towarowej Giełdzie Energii w kwietniu 2013 r. Warszawa, 14 maja.*

Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Ukończył aplikację radcowską przy OIRP w Warszawie.

Piotr Janusz

AGH w Krakowie, mgr inż., doktorant Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od stycznia 2008 r. do lipca 2013 r. pracownik Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki. Zajmował się przygotowaniem i opiniowaniem aktów prawnych z zakresu gazownictwa. Liczba publikacji 32.

Adam Szurlej

AGH w Krakowie, dr inż., pracownik naukowo – dydaktyczny Katedry Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego na Wydziale Energetyki i Paliw Akademii Górniczo – Hutniczej w Krakowie, od stycznia 2009 r. do lipca 2012 r. pracownik Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki. Tematyka zainteresowań naukowych jest związana z rynkiem gazu ziemnego.

Kamil Iwicki

Radca Prawny, Kancelaria Wawrzynowicz i Wspólnicy. Specjalizuje się w prawie energetycznym i doradztwie dla przedsiębiorstw z branży energetycznej. W latach 2007 – 2012 pracował w Departamencie Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki, gdzie zajmował się przygotowaniem aktów prawnych z zakresu szeroko rozumianego prawa energetycznego. Brał także udział w pracach Komitetu ds. gazu przy Komisji Europejskiej, w którym zajmował się przygotowaniem projektów aktów prawa UE. Absolwent Wydziału Prawa

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 17.09.2013

Artykuł przyjęto do druku: 21.10.2013

Information for those who want to publish with Oil and Gas News.

All the materials to be published must be submitted on a CD complete with printed version. Materials up to 20MB can be sent via e-mail attachment at redakcja.wnig@interia.pl, redakcja@wnig.pl. The author, however, must submit a printed version of his/her article. Authors are also supposed to send in their photographs. A text must have a title which is related to its contents. Also, an abstract in both Polish and English is required. Below a text, there must be the author's/authors' name/names, their address and e-mail address. A text must be up to 10 pages long (A4), including graphics and references. It is recommended to use Times New Roman typeface 12 and double spacing. Pictures, drawings, etc. should be cited as figures. Figures must be referred to by numbers and there must be references in the text where the images should be embedded. Acceptable file formats for the figures: Corel Draw (versions from 7 to 13), JPG or TIFF 300 DPI) Captions for the images should come after the article. References should include the name of the author, the year of publication, the title of the book, the publisher's name and pages if applicable.

See also: <http://www.wnig.pl/en/info/publish-us>