

WPLYW LIBERALIZACJI RYNKU GAZU ZIEMNEGO NA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI

Kamil Iwicki, Piotr Janusz, Adam Szurlej

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, gaz ziemny, rynek gazu, liberalizacja, podziemne magazyny gazu, LNG,

Streszczenie. Głównym celem artykułu było ukazanie zmian, które miały miejsce na krajowym rynku gazu ziemnego, ze szczególnym uwzględnieniem tych zmian w zakresie liberalizacji rynku i jego wpływu na bezpieczeństwo energetyczne Polski. Analizę rozpoczęto od przybliżenia istotnych dla budowy konkurencyjnego rynku gazu regulacji na poziomie UE oraz kraju, w tym m.in. III pakiet energetyczny, nowelizację ustawy Prawo energetyczne, a także rozporządzenie SOS, ustawę o zapasach i jej nowelizację, jako podstawowe regulacje w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego w obszarze gazu ziemnego. Przystawiono główne uwarunkowania rynku gazu ziemnego w Polsce, podkreślono jego wysoką dynamikę wzrostu w ostatnich latach, w porównaniu do krajów UE. Następnie porównano za pomocą wybranych wskaźników postęp w zakresie liberalizacji rynku gazu w latach 2010–2013. Pomimo pewnego postępu krajowy rynek gazu ziemnego jest na początkowym etapie tworzenia rynku konkurencyjnego. Z analizy przedstawionych regulacji prawnych wyłania się brak spójnego podejścia do zagadnienia liberalizacji rynku gazu ziemnego i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie gazu ziemnego. Na uwagę zasługuje fakt, że część regulacji krajowych nie jest spójna z przepisami UE.

1. WSTĘP

W świetle ostatnich wydarzeń na terytorium Ukrainy zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym Polski, a także całej Unii Europejskiej nabierają dzisiaj szczególnego znaczenia. W chwili obecnej w UE trwają procesy związane z budową jednolitego rynku gazu ziemnego. Rynek ten w założeniu ma być rynkiem płynnym i liberalnym, na którym panowały będą warunki pełnej konkurencyjności. Dążenie do takiego kształtu rynku gazu ziemnego może oznaczać zasadniczą przebudowę polskiego sektora gazu ziemnego. Należy oczekiwać bowiem zmniejszanie udziału dominującego sprzedawcy w rynku gazu i pojawienie się nowych podmiotów oferujących odbiorcom w Polsce sprzedaż paliwa gazowego. W polskim prawodawstwie przyjmowane są daleko idące rozwiązania prorynkowe, których celem jest doprowadzenie do powstania konkurencyjnego rynku gazu w możliwie krótkim czasie. Jednocześnie jednak ustawodawca w dalszym ciągu kładzie nacisk na tworzenie regulacji, których celem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.

W ramach niniejszego artykułu przeanalizowane zostanie czy regulacje w zakresie bezpieczeństwa energetycznego są do pogodzenia z przepisami zmierzającymi do ustanowienia liberalnego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Ponadto autorzy postarają się odpowiedzieć na pytanie, czy konkurencyjny rynek gazu ziemnego może stanowić gwarancję bezpiecznych dostaw gazu ziemnego.

2. ISTOTNE ZMIANY OTOCZENIA REGULACYJNEGO

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (dalej: PEP) wśród zasadniczych celów jakie powinny zostać zre-

alizowane w sektorze energetycznym wymienia wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii (pkt 3 PEP) oraz rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii (pkt 6 PEP). Należy zaznaczyć, że przedmiotowe cele pozostają spójne z celami deklarowanymi na szczeblu UE, w szczególności przez Komisję Europejską, a także znajdują pełne odzwierciedlenie w unijnym procesie legislacyjnym. W tym aspekcie warto jednak zwrócić uwagę, że UE w odniesieniu do sektora gazu ziemnego tradycyjnie w pierwszej kolejności kładła nacisk na wdrażanie przepisów tworzących warunki dla powstania jednolitego rynku gazu ziemnego. W tym kierunku zmierzały już regulacje tzw. drugiego pakietu energetycznego, w skład którego wchodziła dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE (Dz.U.UE-sp.12-2-211) (dalej: dyrektywa 2003/55/WE), oraz rozporządzenie nr 1775/2005 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. Kolejnym znaczącym krokiem w kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego w UE było przyjęcie obowiązującego obecnie tzw. trzeciego pakietu energetycznego, na który składają się następujące akty prawne:

- dyrektywa nr 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego,
- rozporządzenie nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005,

- rozporządzenie nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

U podstaw opracowania i wdrożenia ww. aktów prawnych leży przekonanie, że konkurencyjny i liberalny rynek gazu ziemnego, na którym funkcjonowało będzie wielu sprzedawców gazu ziemnego, nie tylko zapewni korzyści związane z optymalizacją i obniżeniem cen paliwa gazowego dostarczanego odbiorcom, ale także przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Europy [9]. W Polsce ww. przepisy prawa europejskiego (II i III pakiet energetyczny) zostały wdrożone w szczególności w ramach trzech kluczowych nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, tj. nowelizacji z dnia 4 marca 2005 r. (Dz. U. z 2005 r., Nr 62, poz. 552), z dnia 8 stycznia 2010 r. (Dz. U. z 2010 r., Nr 21, poz. 104), a także z dnia 26 lipca 2013 r. (tzw. Mały Trójpak energetyczny) (Dz. U. z 2013 r., poz. 984). Ponadto szereg wymogów implementowanych zostało poprzez przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2010 r., Nr 133, poz. 891 ze zm.) oraz rozporządzenia 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 ślad za ww. aktami prawnymi miała iść rozbudowa infrastruktury gazowej, a w szczególności połączeń pomiędzy systemami gazowymi państw członkowskich UE. W przypadku Polski zrealizowano rozbudowę połączenia w Lasowie na granicy polsko – niemieckiej, wybudowano połączenie w okolicy Cieszyna na granicy polsko – czeskiej. Obecnie najważniejszym projektem w obszarze dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego jest budowa terminala LNG w Świnoujściu, oddanie do eksploatacji tej inwestycji planowane jest w 2015 r.

Zmiana powyższego podejścia nastąpiła w szczególności po wystąpieniu rosyjsko – ukraińskiego kryzysu gazowego w 2009 r., który swym zasięgiem objął wiele państw Europy. Polska, oprócz Węgier, Grecji, Austrii, Czech, Słowenii, Rumunii i Chorwacji, została zaliczona do grupy państw poważnie dotkniętych tym kryzysem. Geneza, przebieg i skutki tego poważnego zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego zostały szczegółowo przedstawione w artykule [13].

W efekcie ww. kryzysu państwa członkowskie Unii Europejskiej doszły do wniosku, że mechanizmy rynkowe mogą okazać się instrumentami niewystarczającymi dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

i przyspieszyły prace nad przyjęciem rozwiązań prawnych, które zwiększą bezpieczeństwo energetyczne Europy. Opracowane zostało tzw. rozporządzenie „SOS”, tj. rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylecia dyrektywy Rady 2004/67/WE.

Warto w tym miejscu podkreślić, że z racji położenia geograficznego Polska jest krajem szczególnie narażonym na ryzyka związane z ewentualnymi zakłóceniami w dostawach gazu ziemnego do Europy. W związku z powyższym polski ustawodawca już wcześniej wprowadził przepisy mające na celu zminimalizowanie ryzyk ewentualnych następstw kryzysów gazowych. Szczególnie istotną rolę w systemie bezpieczeństwa energetycznego Polski odgrywa 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 (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 r. poz. 1190) (dalej: „ustawa o zapasach”) wraz z aktami wykonawczymi do tej ustawy. Warto zauważyć przy tym, że ustawa o zapasach jest aktem prawnym przyjętym wcześniej aniżeli rozporządzenie SOS, co oznacza, że nie implementuje ona przepisów unijnych, ale wprowadza polskie rozwiązania. Pozostaje zresztą szereg wątpliwości co do zgodności ze sobą ww. aktów prawnych. Innym aktem prawnym mającym istotne reperkusje dla sektora gazu ziemnego w Polsce, a którego celem było zwiększenie bezpieczeństwa dostaw, jest kontrowersyjne rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042).

3. GŁÓWNE UWARUNKOWANIA RYNKU GAZU ZIEMNEGO

Rynek gazu ziemnego w Polsce, oceniany wzrostem zapotrzebowania na paliwo w latach 2010 – 2013, plasuje się na pierwszym miejscu w UE. Na rysunku 1 wzięto pod uwagę 10 państw Wspólnoty o największym zużyciu gazu. Jak widać w tym okresie w przypadku Polski odnotowano wzrost zużycia gazu o 1 mld m³, a w Wielkiej Brytanii nastąpił w tym okresie spadek zużycia o przeszło 20 mld m³ [3][6]. Spadek zapotrzebowania na gaz ziemny w większości krajów UE należy tłumaczyć m.in. mniejszym wykorzystaniem gazu przez sektor energetyczny, głównie ze względu na wysokie ceny paliw gazowych oraz dynamicznym wzrostem mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych bazujących na OZE, a szczególnie energii wiatru i słonecznej [5]. W przypadku Polski zwiększone zapotrzebowanie na gaz w ostatnich la-

zeniami powinni zastąpić go, na zasadach gry rynkowej, inni sprzedawcy.

Co do zasady istnieją następujące rodzaje unbundlingu: rozdział funkcjonalny, rozdział organizacyjny oraz rozdział prawny.

Rozdział funkcjonalny ma gwarantować operatorowi niezależność działania i podejmowania decyzji, rozdział organizacyjny wymaga utworzenia w ramach jednej struktury organizacyjnej oddzielnych komórek organizacyjnych zajmujących się działalnością operatorską, natomiast najdalej idącym rozwiązaniem jest rozdział prawny, który ma na celu wydzielenie operatora pod względem formy prawnej. Celem unbundlingu jest wykluczenie uprzywilejowania jakiegokolwiek przedsiębiorstwa obrotu w zakresie dostępu do usług świadczonych przez operatora.

Opisane powyżej postulaty wydzielenia operatorskiego zostały wprowadzone do obowiązującego porządku prawnego w ramach II pakietu energetycznego. Przepisy Dyrektywy 2003/55/WE wprowadziły obowiązek prawnego, księgowego oraz funkcjonalnego wydzielenia OSP i OSD. Zgodnie z art. 9 dyrektywy 2003/55/WE w przypadku gdy operator systemu przesyłowego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien on zostać niezależny, przynajmniej w swej formie prawnej, organizacyjnej i podejmowania decyzji, od innych działań niezwiązanych z przesyłem. Co niezwykle istotne, dyrektywa ta wprowadzała co prawda wymóg prawnego wydzielenia OSP, niemniej jednak wprost wskazywała, że nie wprowadza „*obowiązku wyodrębnienia własności aktywów systemu przesyłowego z pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa*”. Analogiczne rozwiązania zostały wprowadzone w art. 13 Dyrektywy 2003/55/WE w stosunku do OSD. Powyższe wymogi zostały wdrożone do prawa polskiego w ramach w art. 9d ustawy Prawo energetyczne, który został zmieniony nowelizacją tej ustawy z dnia 4 marca 2005 r.

W tym miejscu należy przypomnieć, że rozwiązania przyjęte w polskim sektorze gazowym, w następstwie przyjęcia ww. aktów prawnych, były znacznie dalej idące aniżeli wymogi przewidziane w prawodawstwie unijnym. Pomimo wyraźnego przepisu dyrektywy 2003/55/WE, który stanowił, że operator systemu przesyłowego może być częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, zajmującego się m.in. obrotem, doszło do wydzielenia OSP z GK PGNiG. W 2004 r. wydzielono spółkę PGNiG-Prześył sp. z o.o., która w 2006 r. przekształciła się w spółkę akcyjną pod firmą Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i w tym samym roku została wyznaczona na operatora systemu przesyłowego. Ostatecznie OGP GAZ-SYSTEM S.A. jest pod-

miotem odrębnym od GK PGNiG, a 100% jego akcji posiada Skarb Państwa, co jest zgodne z wymogiem wskazanym w art. 9k ustawy Prawo energetyczne. Co istotne, przepisy tej ustawy przewidują możliwość funkcjonowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej tylko jednego operatora systemu przesyłowego. Warto wskazać, że taki model wydzielenia działalności przesyłowej nie został wprowadzony w większości państw Unii Europejskiej, a w konsekwencji OSP wciąż funkcjonują tam w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo.

Tak radykalne rozwiązania nie zostały natomiast wdrożone w odniesieniu do pozostałych działalności operatorskich, to jest działalności dystrybucyjnej oraz magazynowej. W czerwcu 2007 r. doszło co prawda do prawnego wyodrębnienia 6 spółek dystrybucyjnych, niemniej jednak pozostały one w ramach GK PGNiG. W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiła konsolidacja działalności dystrybucyjnej w ramach GK PGNiG, która obecnie wykonywana jest przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o.

Przepisy II pakietu energetycznego nie odnosiły się natomiast w żaden sposób do konieczności wydzielenia działalności w zakresie magazynowania oraz skraplania. W związku z powyższym w stosunku do tych działalności w prawie polskim nie wprowadzono daleko idących zmian w ich funkcjonowaniu. W 2008 r. w PGNiG S.A. utworzono oddział spółki w celu ulokowania w nim działalności operatora systemu magazynowania paliw gazowych, a w dniu 31 grudnia 2008 r. Prezes URE wyznaczył PGNiG S.A. operatorem systemu magazynowania paliw gazowych. Zatem na tym etapie OSM został wydzielony jedynie pod względem organizacyjnym w ramach wewnętrznej struktury przedsiębiorstwa PGNiG S.A.

Jak już wspomniano powyżej, kolejnym istotnym krokiem w kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego w Unii Europejskiej było przyjęcie tzw. III pakietu energetycznego, w ramach którego szczególnie istotną rolę odgrywa dyrektywa 2009/73/WE. Jak wynika z preambuły Dyrektywy gazowej, główną przesłanką do jej opracowania było ustalenie, że zasady dotyczące rozdziału prawnego i funkcjonalnego przewidziane w dyrektywie 2003/55/WE nie doprowadziły do skutecznego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych. W związku z powyższym Rada Europejska wezwała w Komisję do opracowania wniosków legislacyjnych w zakresie "skutecznego oddzielenia działalności w zakresie dostaw i produkcji od eksploatacji sieci" [4]. W Dyrektywie 2009/73/WE w sposób szczegółowy uregulowane są zagadnienia związane z unbundlingiem OSP, OSD i OSM. W sposób szczegółowy uregulowano przede wszystkim zagadnienia związane z wydzieleniem OSP. Dyrektywa

2009/73/WE umożliwiła prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie przesyłu paliw gazowych w ramach 3 dopuszczalnych modeli:

- model pełnego unbundlingu – w którym OSP wykonuje działalność gospodarczą przy wykorzystaniu swojej sieci przesyłowej,
- model ISO – w którym OSP wykonuje działalność gospodarczą przy wykorzystaniu majątku należącego do innego podmiotu,
- model ITO – w którym OSP wykonuje działalność gospodarczą w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dyrektywa 2009/73/WE wprowadza także tzw. niezależność osobową OSP, zgodnie z którą osoby zarządzające OSP nie mogą wykonywać jakichkolwiek funkcji zarządczych lub kierowniczych w przedsiębiorstwie zajmującym się obrotem paliwami gazowymi. Ponadto wprowadzono szereg wymogów dotyczących obowiązków zachowania poufności, czy też zasad prowadzenia księgowości.

Nieco mniej restrykcyjne wymogi wprowadzone zostały w odniesieniu do OSD. Zasady dotyczące niezależności OSD zostały w III pakiecie energetycznym tylko nieznacznie zastrzeżone m.in. o zagadnienia związane z koniecznością wypełnienia wymogów niezależności osobowej oraz zasadami prowadzenia księgowości. Nowością w III pakiecie energetycznym jest ustanowienie zasad dotyczących unbundlingu i niezależności OSM, które zasadniczo odpowiadają wymogom wprowadzonym w odniesieniu do OSD.

Przepisy III Pakietu energetycznego zostały wdrożone w Polsce w ramach tzw. Małego Trójpaku energetycznego. Warto w tym miejscu dodać, że ustawodawca polski przygotowując projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne kierował się nie tylko potrzebą wdrożenia do prawa polskiego dyrektywy 2009/73/WE, ale także postępowaniami wytoczonymi przez Komisję Europejską w sprawie naruszenia prawa UE. W momencie opracowywania Małego Trójpaku Energetycznego, z inicjatywy Komisji Europejskiej, przed Trybunałem Sprawiedliwości toczyły się dwa postępowania przeciwko Polsce dotyczące sektora gazu ziemnego. W ramach pierwszego postępowania¹ 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

postępowaniu² Komisja zarzuciła Polsce brak wdrożenia do prawa polskiego przepisów tzw. „III pakietu energetycznego”, w szczególności tzw. dyrektywy 2009/73/WE³, której termin wdrożenia upłynął w dniu 3 marca 2011 r. [7]. W związku z uchwaleniem Małego Trójpaku energetycznego w dniu 20 listopada 2013 r. Komisja Europejska podjęła decyzję o wycofaniu z Trybunału Sprawiedliwości skargi przeciwko Polsce dotyczącej niewdrożenia dyrektywy 2009/73/WE.

W odniesieniu do kwestii niezależności operatorskiej w ramach małego trójpaku w art. 9d ustawy Prawo energetyczne doprecyzowano kryteria niezależności operatorów. W odniesieniu do OSP i OSD nie było zasadniczych zmian, z uwagi na fakt, że już wcześniej funkcjonowały restrykcyjne regulacje dotyczące ich niezależności. Nowością jest natomiast dodanie w art. 9d nowych ust. 1f i 1g implementujących art. 15 Dyrektywy 2009/73/WE w zakresie unbundlingu prawnego i niezależności OSM. Warto mieć przy tym na uwadze, że zasadniczo przepisy dotyczące niezależności OSM dostosowały do panującej na polskim rynku gazu sytuacji faktycznej. Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o. uzyskał osobowość prawną jeszcze przed wejściem w życie Małego Trójpaku energetycznego, a działalność w zakresie magazynowania rozpoczął w dniu 1 czerwca 2012 r.

Nie ulega wątpliwości, że największe znaczenie dla kształtu rynku gazu ziemnego w Polsce, a w konsekwencji dla bezpieczeństwa energetycznego, ma wprowadzenie 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 [26]. 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. W konsekwencji Prezes URE miałby podstawę do zwolnienia obrotu paliwami gazowymi w Polsce z obowiązku przedkładania mu taryf do zatwierdze-

¹ Naruszenie przepisów dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE nr 2009/2162,

² Naruszenie przepisów dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE nr 2011/2022,

³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13.07.2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (DZ. UE L 211/94 z dnia 14 sierpnia 2009 r.)

nia, co pozwoliłoby na uniknięcie płacenia przez Polskę kar pieniężnych na rzecz UE za taryfowanie cen gazu. W trakcie prac nad projektem nowelizacji Prezes URE obstawał przy wprowadzeniu do ustawy przepisu nakazującego przedsiębiorstwom energetycznym sprzedaż aż 70% gazu za pośrednictwem giełdy, co odpowiada wolumenowi sprzedaży paliw gazowych do odbiorców innych niż odbiorcy domowi. Ostatecznie, po poprawkach Senatu, poziom obligacji giełdowych został zmniejszony do 55%. Docelowy poziom obligacji giełdowych ma zostać osiągnięty od 1 stycznia 2015 r., a w okresie przejściowym bezpośrednio po wejściu w życie nowelizacji ustawy poziom wynosił 30%, natomiast od 1 stycznia 2014 r. wynosi 40%.

W tym miejscu warto zauważyć, że kształt powyższych przepisów budzi istotne wątpliwości natury konstytucyjnej. W szczególności nowelizacja wprowadziła obowiązek sprzedaży określonego wolumenu paliwa gazowego, przy czym literalnie czytając tekst ustawy znaczenie ma sam fakt sprzedaży. Taka interpretacja mogłaby oznaczać, że PGNiG S.A., jak jedyny podmiot na polskim rynku którego to oblige dotyczy, będzie odpowiadał za niewypełnienie obligacji giełdowych nawet w przypadku gdy zaoferuje na giełdzie odpowiednie wolumeny paliwa gazowego, ale nie znajdują się chętni na jego nabycie. Wydaje się, że takie odczytywanie przepisów ustawy Prawo energetyczne byłoby sprzeczne z Konstytucją RP, należy mieć na uwadze że podstawowe zasady państwa prawa zakazują bowiem nakładanie na osoby fizyczne i prawne obowiązków niemożliwych do spełnienia. Do dnia dzisiejszego Prezes URE nie zajął jednoznacznego stanowiska w sprawie wykładni przepisów dotyczących obligacji giełdowych. W rezultacie okazać się może niezbędne, aby w celu wypełnienia obligacji giełdowych, w ramach GK PGNiG, wyodrębniony został podmiot, który będzie nabywał paliwo gazowe oferowane przez PGNiG S.A. na giełdzie, a następnie odsprzedawał je odbiorcom końcowym. W chwili obecnej trwają prace nad kolejną nowelizacją ustawy Prawo energetyczne, która ma na celu umożliwienie przeprowadzenia takiego rozwiązania, poprzez wprowadzenie regulacji prawnych umożliwiających przeniesienie na nowy podmiot praw wynikających z umów zawartych z odbiorcami.

W świetle powyższego można wysunąć następujące wnioski co do docelowego, pożądanego przez prawodawcę kształtu rynku gazu ziemnego w Polsce:

- znacząca rola niezależnych operatorów systemów gazowych, a w szczególności operatora systemu przesyłowego, którzy świadczą usługi na zasadach TPA,
- spadek udziału dominującego sprzedawcy

w sprzedaży paliwa gazowego w Polsce i wzrost znaczenia sprzedawców alternatywnych, przy czym nie można nawet wykluczyć podziału PGNiG S.A.,

- zniesienie taryfowania cen paliw gazowych, w pierwszej kolejności w odniesieniu do rynku hurtowego, następnie zaś także w odniesieniu do sprzedaży paliw gazowych odbiorcom w gospodarstwach domowych.

W świetle powyższego należy zwrócić uwagę na przepisy regulujące zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym. Relacja pomiędzy przepisami „rynkowymi” (tj. III pakietem energetycznym na szczeblu unijnym oraz polską ustawą Prawo energetyczne) a przepisami „bezpieczeństwa”, (tj. rozporządzeniem SOS oraz ustawą o zapasach oraz rozporządzeniem dywersyfikacyjnym) ma specyficzny charakter. Z jednej bowiem strony ustawodawca zarówno unijny, jak i polski, wprowadza szczegółowe regulacje mające na celu budowę konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, z drugiej zaś uznaje, że „niewidzialna ręka rynku” nie zapewni bezpieczeństwa energetycznego, a w konsekwencji wprowadza pewne regulacje, które mają na celu uregulowanie zagadnień ściśle związanych z bezpieczeństwem.

Powstaje przy tym pytanie czy regulacje w zakresie bezpieczeństwa dostaw mogą zostać pogodzone z zasadami konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na brzmienie pkt 3 preambuły Rozporządzenia SOS, który wprowadza jednoznaczną zasadę, że nieprzerwane dostawy do odbiorców powinny zostać zapewnione poprzez zastosowanie najbardziej opłacalnych środków, tak aby nie zaszkodzić względnej konkurencyjności paliwa gazowego w porównaniu z innymi. Ponadto w art. 8 ust. 4 tego rozporządzenia przesądza, że „nałożone na przedsiębiorstwa gazowe obowiązki związane ze spełnieniem (...) standardów w zakresie dostaw muszą być pozbawione cech dyskryminacji i nie mogą stanowić nadmiernego obciążenia dla tych przedsiębiorstw”. Powyższe przepisy prowadzą do wniosku, że prawodawca unijny jednoznacznie wskazuje na prymat wymogów związanych z konkurencyjnością rynku nad zagadnieniami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym. O takim podejściu przesądza w szczególności art. 8 ust. 6 rozporządzenia SOS, który stanowi, że warunki dostaw do odbiorców chronionych nie mogą naruszać prawidłowego funkcjonowania rynku wewnętrznego, a cena paliwa gazowego powinna odpowiadać wartości rynkowej dostaw. W konsekwencji należy uznać, że wszelkie rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych powinny być konstruowane w taki sposób,

aby nie przyczyniały się do zmniejszenia konkurencyjności rynku gazu ziemnego.

W Polsce podstawowym aktem prawnym regulującym zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym jest ustawa o zapasach. W świetle przepisów tej ustawy można wyróżnić 2 podstawowe mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego:

- 1) utrzymywanie zapasów obowiązkowych paliw gazowych,
- 2) wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego w razie wystąpienia sytuacji kryzysowej.

Obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez wielu niezależnych dostawców wskazywana jest jako jedna z podstawowych przeszkód dla rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce. Zgodnie z art. 24 ustawy o zapasach każdy przedsiębiorca dokonujący przywozu paliw gazowych na terytorium Rzeczypospolitej ma obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które odpowiadają co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi paliwa gazowego do Polski. Z obowiązku takiego mogą zostać zwolnieni, w drodze decyzji wydawanej przez Ministra Gospodarki, wyłącznie tzw. mali sprzedawcy gazu, którzy dostarczają paliwo gazowe do odbiorców w liczbie nie większej niż 100 tys. a ich przywóz gazu ziemnego do Polski nie przekracza wielkości 100 mln m³. Celem tak skonstruowanych przepisów jest doprowadzenie do sytuacji, w której przedsiębiorcy dokonujący przywozu gazu na terytorium Polski będą dysponowali zapasami gazu, które będą mogły zostać uruchomione w sytuacji zagrożenia dostaw gazu z zagranicy. Zaznaczyć przy tym należy, że zgodnie z art. 26 ustawy o zapasach zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, uruchamiane są przez operatora systemu przesyłowego, niezwłocznie po uzyskaniu zgody Ministra Gospodarki.

Tak skonstruowane przepisy postrzegane są przez alternatywnych przedsiębiorców jako istotna bariera w możliwości prowadzenia działalności gospodarczej na polskim rynku gazu ziemnego. W pierwszej kolejności należy wskazać, że utrzymywanie zapasów obowiązkowych wymaga uzyskania dostępu do instalacji magazynowych, a także poniesienia dodatkowych kosztów związanych z koniecznością uiszczenia opłat za taryfowanie paliw gazowych. Co prawda, nowelizacja ustawy o zapasach z dnia 16 września 2011 r. (Dz. U. z 2011 r., Nr 234, poz. 1392) umożliwiła utrzymywanie paliw gazowych w innych państwach UE, niemniej jednak warunki jakimi takie rozwiązanie jest obwarowane znacznie utrudnia, a wręcz uniemożliwia skorzystanie z niego. Zgodnie z art. 24a ustawy o zapasach w przypadku utrzymy-

wania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium innych państw członkowskich UE należy zapewnić, m.in. poprzez zawarcie odpowiednich umów przesyłowych, możliwość przywozu całości zapasu obowiązkowego do Polski w ciągu 40 dni. Wydaje się, że zasadniczo takie rozwiązanie wymagałoby posiadania ciągłej zdolności przesyłowej na wypadek kryzysu na połączeniach międzysystemowych, która nie byłaby wykorzystywana w warunkach normalnych, co może budzić wątpliwości w świetle przepisów rozporządzenia 715/2009, wprowadzającego rozwiązanie zmierzającego do maksymalnego wykorzystania zdolności interkonektorów.

Ponadto z uwagi na fakt, że tzw. mali sprzedawcy nie muszą utrzymywać zapasów obowiązkowych, może pojawić się zarzut, że ustawa o zapasach w sposób nierównomierny traktuje podmioty funkcjonujące na polskim rynku gazu ziemnego, co zasadniczo może zostać uznane za sprzeczne z zasadą konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Wydaje się co prawda, że zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tzw. małych sprzedawców było rozwiązaniem słusznym i umożliwiającym ich funkcjonowanie na polskim rynku gazu ziemnego, niemniej jednak wiąże się nim szereg implikacji. Po pierwsze taki kształt ustawy o zapasach utrudnia pojawienie się na polskim rynku gazu ziemnego tzw. większych graczy, a także uniemożliwia rozwój graczom mniejszym, którym przysługuje takowe zwolnienie. Co więcej, można założyć, że dla tzw. małych sprzedawców może być nieopłacalne zwiększanie liczby odbiorców i wolumenu przywożonego paliwa gazowego ponad limity określone w ustawie o zapasach.

Kolejnym rozwiązaniem przewidzianym przepisami ustawy o zapasach jest wprowadzanie, w trybie określonym w art. 56 ustawy o zapasach ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Ograniczenia wprowadzane są na wniosek Ministra Gospodarki w drodze rozporządzenia przez Radę Ministrów na terytorium całego kraju lub części kraju. Należy stwierdzić, że takie rozwiązanie także budzi wątpliwości pod kątem prawidłowego funkcjonowania zliberalizowanego rynku gazu ziemnego. Wydaje się bowiem, że rozwiązanie funkcjonujące w obecnej ustawie o zapasach może się sprawdzić w sytuacji gdy na rynku gazu ziemnego funkcjonuje jeden dominujący sprzedawca. W sytuacji ewentualnego powstania konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, na którym będzie funkcjonowało kilku sprzedawców konkurujących ze sobą i sprowadzających paliwo gazowe z różnych kierunków, rozwiązanie takie może okazać się niewystarczające. Nie jest w szczególności jasne w jaki sposób miałyby być wprowadzane ograniczenia w przypadku powstania zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w stosunku dla jednego z tych sprzedawców.

Brak jest jakichkolwiek wytycznych czy w takiej sytuacji ograniczenia dotyczyłyby tylko odbiorców tego sprzedawcy czy wszystkich, a także w jaki sposób rozliczane byłyby straty sprzedawców mających ciągłość dostaw w przypadku wprowadzenia, w opisanej w zdaniu powyżej sytuacji, ograniczeń także w stosunku do ich odbiorców. Wydaje się więc, że w warunkach konkurencyjnego rynku gazu ziemnego regulacje związane z ograniczeniami w dostawach gazu ziemnego mogą nie zafunkcjonować.

Powyższe przykłady dowodzą, że ustawa o zapasach nie przystaje do konkurencyjnego rynku gazu ziemnego, jaki ma powstać w Polsce, a w konsekwencji wymaga zasadniczej przebudowy. Z jednej bowiem strony obowiązki związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego stanowią istotną barierę do polskiego rynku gazu ziemnego, z drugiej zaś regulacje związane z zasadami wprowadzania ograniczeń mogą okazać się niemożliwe do zastosowania w warunkach konkurencyjnego i płynnego rynku paliw gazowych.

Kolejnym kontrowersyjnym aktem prawnym regulującym zagadnienia związane z bezpieczeństwem dostaw paliw gazowych do Polski jest rozporządzenie dywersyfikacyjne. Zgodnie z przepisami tego aktu prawnego w przypadku importu paliw gazowych na terytorium Polski należy spełnić wymogi dotyczące określonego poziomu dywersyfikacji. Tak więc jedynie określony przepisami tego rozporządzenia udział paliwa gazowego może pochodzić z jednego kraju pochodzenia, natomiast pozostałe dostawy należy zapewnić z innego kraju pochodzenia. Zgodnie z § 1 rozporządzenia dywersyfikacyjnego w latach 2007-2014 maksymalny udział paliwa gazowego pochodzący z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości paliwa gazowego importowanego w danym roku, nie może być wyższy niż 70%. W latach 2015-2018 udział ten nie będzie mógł być większy niż 59%, a w latach 2019-2020 niż 49%. Co istotne przepisy tego aktu prawnego obowiązują wszystkich importerów paliwa gazowego, także tzw. małych sprzedawców.

Celem tak skonstruowanych przepisów jest zapewnienie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Warto mieć na uwadze, że rozporządzenie to było tworzone na etapie zawierania porozumień dotyczących sprowadzania do Polski gazu ziemnego z Norwegii, a więc konstruowane było w zupełnie innych warunkach rynkowych, przed członkostwem Polski w UE, w sytuacji gdy na polskim rynku gazu ziemnego funkcjonował de facto jeden podmiot.

Już wstępna analiza przepisów tego rozporządzenia budzi wątpliwości pod kątem zgodności z zasadną

konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Nie jest bowiem możliwe, by na płynnym i konkurencyjnym rynku gazu ziemnego ustawodawca dyktował przedsiębiorstwom energetycznym w jakich krajach należy nabywać paliwo gazowe, a także jaki ma być udział paliw gazowych sprowadzanych przez nie z poszczególnych państw.

Na powyższe wątpliwości nakłada się dodatkowo wykładnia przepisów analizowanego rozporządzenia stosowana przez Prezesa URE, która de facto może uniemożliwić sprowadzanie paliw gazowych na terytorium Polski spoza UE lub wymusić zawieranie umów przez różnego rodzaju pośredników, co może negatywnie wpłynąć na finalną cenę paliwa gazowego dostarczanego odbiorcom. Warto zauważyć, że określony przepisami rozporządzenia dywersyfikacyjnego maksymalny udział gazu pochodzącego z jednego kraju pochodzenia odnosi się wyłącznie do gazu importowanego. Pojęcie „importu” nie zostało zdefiniowane ani w rozporządzeniu dywersyfikacyjnym, ani w ustawie Prawo energetyczne. W celu dokonania wykładni przedmiotowego pojęcia Prezes URE odwołał się do przepisów prawa podatkowego, które jednoznacznie rozróżniają pojęcie „nabycia wewnątrz-wspólnotowego”, odnoszącego się do sprowadzania towarów z państw członkowskich UE, oraz pojęcie „importu”, odnoszące się do sprowadzania towarów z państw nienależących do UE. W konsekwencji Prezes URE uznał, że zastosowane w rozporządzeniu dywersyfikacyjnym pojęcie „importu” może odnosić się tylko i wyłącznie do gazu sprowadzanego z krajów niebędących państwami członkowskimi UE. W konsekwencji w sytuacji gdy przedsiębiorstwo energetyczne będzie sprowadzało połowę gazu z kraju niebędącego w UE (np. Rosji), a połowę z kraju Wspólnoty (np. z Niemiec) – Prezes URE uzna, że zaimportowało ono 100% paliwa gazowego pochodzącego z jednego kraju pochodzenia. Na skutek takiej interpretacji, po wejściu Polski do UE, pogorszeniu uległa sytuacja przedsiębiorstw energetycznych w świetle przepisów tego rozporządzenia. Wcześniej bowiem sprowadzanie paliwa gazowego z państw członkowskich Unii Europejskiej było traktowane jako import – w związku z powyższym paliwo gazowe sprowadzane z tych państw było uwzględniane przy obliczaniu maksymalnego udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia. W chwili obecnej natomiast przedsiębiorstwo energetyczne sprowadzające na terytorium RP część gazu ziemnego z państw członkowskich UE, a część z krajów do niej nienależących, nie spełnia kryteriów dywersyfikacji określonych przepisami rozporządzenia dywersyfikacyjnego i może zostać obciążone karą pieniężną.

Rozwiązanie takie stoi w jawnej sprzeczności z zasadami wprowadzonymi przepisami III pakietu energetycznego oraz rozporządzenia SOS, które przesądziło, że wszelkie wymogi dotyczące bezpieczeństwa energetycznego nie mogą naruszać zasady konkurencyjności. Ponadto rozporządzenie dywersyfikacyjne będzie źródłem problemów dla firm, które od przyszłego roku rozpoczną import gazu skroplonego przez terminal LNG w Świnoujściu.

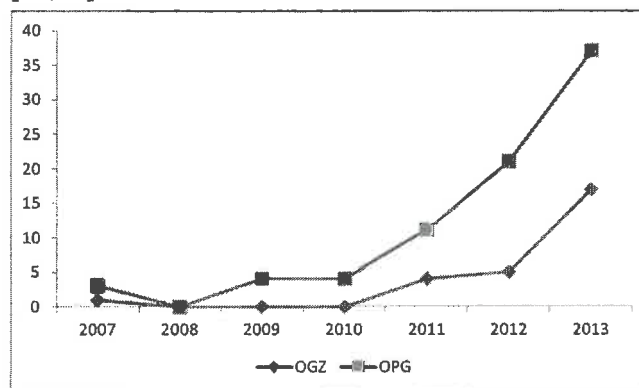
W świetle powyższego należy uznać, że polskie przepisy związane z bezpieczeństwem dostaw paliw gazowych nie są dostosowane do ewentualnego zaistnienia w Polsce konkurencyjnego rynku gazu ziemnego i jako takie wymagają zasadniczej przebudowy.

5. ROZWÓJ KONKURENCYJNEGO RYNKU GAZU ZIEMNEGO

Zgodnie z raportem UOKiK, w którym oceniono kraje UE pod względem deregulacji i konkurencji na rynkach detalicznej sprzedaży gazu ziemnego w 2010 r., Polska oraz Finlandia, Łotwa, Litwa i Bułgaria to państwa, które zostały zaliczone do grupy państw, w których brak jest konkurencji na rynkach gazu [25]. Do oceny tych rynków wykorzystano m.in. współczynnik zmiany dostawcy – jest to odsetek odbiorców, którzy dokonali w danym roku zmiany dostawcy gazu, wartości indeksu HHI, obrazującego stan koncentracji na rynku detalicznym oraz udział największego sprzedawcy na rynku hurtowym. W 2010 r. o zaliczeniu Polski do państw, w których brak jest konkurencji na rynku gazu zadecydowały następujące fakty: współczynnik zmiany dostawcy – 0; HHI – 9700; udział największego sprzedawcy – 98%. W 2013 r. krajowy rynek gazu ziemnego oceniany ww. kryteriami przedstawiał się następująco: współczynnik zmiany dostawcy – 0,06%; HHI – 8918; udział największego sprzedawcy – 94,42%. Zatem widoczny jest stopniowy rozwój konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego. Rozwój tej konkurencji jest wspierany zmianami otoczenia regulacyjnego oraz inwestycjami infrastrukturalnymi umożliwiającymi pozyskanie gazu z kierunków alternatywnych wobec wschodniego. Jednak ograniczając ocenę konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego jedynie do współczynnika zmiany dostawcy to potwierdza się fakt, że budowa konkurencyjnego rynku gazu jest na początkowym etapie. Pierwsze zmiany dostawcy w przypadku gazu odnotowano w 2011 r., na koniec 2012 r. tych zmian było 210, na koniec 2013 r. – 429, a na koniec I kwartału 2014 r. – 480 [26]. Wielkości te zdecydowanie odbiegają od wybranych rynków UE cechujących się rozwojem konkurencji, np. Irlandia i Belgia posiadają ten wskaźnik na poziomie powyżej 15%, a Czechy i Wielka Brytania – powyżej 10% [1]. Także porównując pod względem zmian dostawcy

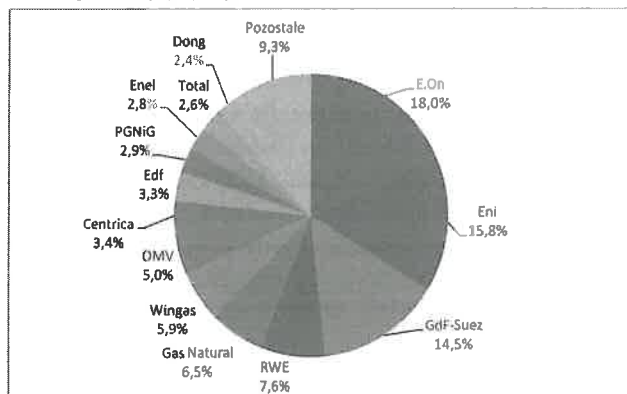
rynek energii elektrycznej oraz rynek gazu widoczna jest znacząca przewaga tego pierwszego; na koniec 2012 r. – 141,8 tys.; na koniec I kwartału 2014 r. – 262,5 tys. [26]. Także porównaniu rynku energii elektrycznej do rynku gazu ziemnego pod względem poziomu koncentracji, za pomocą wskaźnika HHI ukazuje przewagę tego pierwszego [19]. Inną bardziej zaawansowaną metodą stosowaną w analizach konkurencji na rynkach paliw i energii jest wykorzystanie modeli matematycznych (szerzej: [14,15,16,17,18]).

Nie mniej jednak analiza udzielonych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz obrót paliwami gazowymi w ostatnich latach potwierdza, że rośnie zainteresowanie krajowym rynkiem gazu przedsiębiorstw, także tych z kapitałem zagranicznym - rys.3 [23,26].



Rys. 3. Liczba udzielonych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) oraz na obrót paliwami gazowymi (OPG) w latach 2007 – 2013

Rysunek 4 ukazuje udziały poszczególnych przedsiębiorstw na hurtowym rynku gazu ziemnego w UE. Struktura tego rynku, gdzie na 4 największe przedsiębiorstwa przypada blisko 56% całkowitego rynku, odbiega od struktury rynku w USA, gdzie 20 największych dostawców ma łącznie poniżej 15% udziału w rynku [2] [24].



Rys. 4. Struktura rynku hurtowego gazu ziemnego w UE

5. PODSUMOWANIE

Analiza zmian krajowego rynku gazu ziemnego w ciągu ostatnich lat pozwala zaobserwować pierwsze

efekty związane z wdrażaniem poszczególnych elementów liberalizacji rynku gazu [23]. Do tych efektów można zakwalifikować np. znaczny wzrost (w wielkościach bezwzględnych) liczby klientów zmieniających sprzedawców gazu ziemnego. Analiza udzielonych koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą oraz obrót paliwami gazowymi w ostatnich latach także wskazuje, że rośnie zainteresowanie podmiotów gospodarczych, także zagranicznych, rynkiem gazu ziemnego w Polsce. Inwestycje w infrastrukturę gazową są niezbędne zarówno dla rozwoju konkurencji na rynku gazu, a przede wszystkim dla zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w obszarze gazu ziemnego. Przegląd najważniejszych dokumentów programowych w zakresie polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego od okresu transformacji ustrojowej, ukazuje, że dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego jest celem priorytetowym. Ocena realizacji tego celu przez blisko dwadzieścia lat po 1989 r. nie może być pozytywna bowiem w tym okresie wybudowano jedno połączenie w Lasowie na granicy polsko – niemieckiej [22]. Dopiero inwestycje zrealizowane w ostatnich pięciu latach, przełożyły się na możliwości odbioru gazu z kierunków alternatywnych wobec wschodniego. Obecnie najważniejszym realizowanym projektem o znaczeniu strategicznym jest budowa gazoportu w Świnoujściu. Ważnym dla rozwoju rynku gazu w kraju i regionie będą także planowane obecnie budowy połączeń międzysystemowych ze Słowacją oraz Litwą. Warto podkreślić, że rozbudowa połączeń międzysystemowych, jakże istotna dla bezpieczeństwa energetycznego, umożliwia także pozyskanie gazu z rynków gdzie występuje niższa

cena. Analiza zmienności cen gazu ziemnego w ostatnich miesiącach na TGE (Towarowej Giełdzie Energii) oraz TTF (*Title Transfer Facility*), giełdzie holenderskiej, wykazuje zbliżone tendencje.

Stan zaawansowania procesu liberalizacji oraz tempo budowy konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce, oceniane np. poprzez udział dominującego podmiotu na rynku, czy też wskaźnik HHI, odbiega od zmian na rynku gazu jakie miały miejsce np. w Republice Czeskiej. Nie mniej jednak należy mieć na uwadze złożone uwarunkowania na krajowym rynku gazu, wynikające m.in. z obowiązujących umów długoterminowych na dostawy gazu ziemnego, czy też odpowiedzialności dominującego podmiotu na rynku za wydobycie surowca, jakże ważne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Tak więc rozwój konkurencji na rynku gazu ziemnego, przełoży się pozytywnie na poziom bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz, nie mniej jednak ten proces budowy konkurencyjnego rynku gazu powinien uwzględnić krajowe uwarunkowania gazowego sektora. Ponadto niezbędna wydaje się przebudowa polskiego systemu bezpieczeństwa dostaw, a w szczególności koniecznym jest dokonanie nowelizacji ustawy o zapasach poprzez wprowadzenie do niej mechanizmów uwzględniających specyfikę funkcjonowania konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Nie budzi bowiem wątpliwości, że obecny kształt ustawy o zapasach jest niedostosowany, a w niektórych aspektach wręcz sprzeczny, z zasadami konkurencyjnego rynku gazu ziemnego wprowadzonymi w ramach III Pakietu energetycznego.

LITERATURA

- [1] ACER/CEER: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas
- [2] Markets in 2012. Ljubljana – Brussels, November 2013.
- [3] Ascari S.: Competitività, dotazione infrastrutturale e nuove regole europee. Presentazione in occasione della Relazione Annuale 2012 del Gestore dei Mercati Energetici. Roma, 10 luglio 2013.
- [4] BP: BP Statistical Review of World Energy. June 2013; www.bp.com
- [5] Brzeziński T.: Unbundling informacyjny operatora systemu gazowego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, Rynek Energii, 2014, nr 1(110).
- [6] Duda M., Gabryś H.L, Kaliski M., Malko J., Kamrat W.: Doświadczenia i wyzwania rynku energii. Zeszyty Tematyczny Rynku Energii nr 1 (IX), 2014, s.5-51.
- [7] Eurogas: Statistical Report, 2014; www.eurogas.org
- [8] Iwicki K., Janusz P., Szurlej A.: Zmiany krajowego ustawodawstwa a rozwój rynku gazu ziemnego. Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 2013, R. 16, nr 11, s. 9–14.
- [9] Janusz P.: Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju. Polityka Energetyczna, 2013, t.16, z.2.
- [10] Janusz P., Pikus P., Szurlej A.: Rynek gazu ziemnego w Polsce – stan obecny i perspektywy rozwoju. Gaz, Woda i Technika Sanitarna nr 1, 2013, s. 2-6.
- [11] Frączek, P., Kaliski, M.: The Deregulation of Natural Gas Markets and its consequences for Gas Recipients in the EU. Archives of Mining Sciences 54, 4, 2009, 739–752.
- [12] Gawlik L. (red.), autorzy: Gawlik L., Grudziński Z., Kamiński J., Kaszyński P., Kryzia D., Lorenz U., Mirowski T., Mokrzycki M., Olkusiński T., Ozga-Blaschke U., Pluta M., Sikora A., Stala-Szlugaj K., Suwała

- W., Szurlej A., Wyrwa A., Zyśk J.: Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku - analizy scenariuszowe. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, 2013, Katowice, s. 299.
- [13] Nagy S., Siemek J.: Shale Gas in Europe: the State of the Technology – challenges and opportunities. *Archives of Mining Sciences* 56, 4, 2011. s.727–760.
- [14] Kaliski M., Janusz P., Szurlej A.: Wpływ kryzysu gazowego rosyjsko-ukraińskiego z początku 2009 r. na rynek gazu ziemnego w Polsce, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, t. 83, nr 7–8, 2009, s. 2–5.
- [15] Kamiński J.: Market power in a coal-based power generation sector: The case of Poland. *Energy*. Volume 36. Issue 11., 2011, str. 6634-6644.
- [16] Kamiński J.: The impact of liberalisation of the electricity market on the hard coal mining sector in Poland, *Energy Policy*. Volume 37. Issue 3. 2009.
- [17] Kamiński J.: The development of market power in the Polish power generation sector: A 10-year perspective. *Energy Policy*. Volume 42, 2012, pages 136–147.
- [18] Kamiński J.: A blocked takeover in the Polish power sector: A model-based analysis. *Energy Policy*, Volume 66, March 2014, pages 42-52.
- [19] Kamiński J., Saługa P.: Pozyskanie surowców energetycznych na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej – koncepcja budowy modelu matematycznego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t. 30 – z. 1, 2014, s. 39-54.
- [20] Pałka P.: Uwolnienie cen detalicznych na obecnym rynku energii elektrycznej. *Rynek Energii*, 2011, nr 2(93), 129–134.
- [21] Rychlicki S., Siemek J.: Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, t.29, z.1, 2013, s.5-15.
- [22] Saługa P.: Aplikacja algorytmu analizy opcji rzeczowych w procesie oceny ekonomicznej przedsięwzięcia modernizacji elektrociepłowni. *Zeszyt Tematyczny Rynku Energii*, nr I(VI), 2011, s. 158-163.
- [23] Szurlej A.: The state policy for natural gas sector. *Archives of Mining Sciences*, ISSN 0860-7001, vol. 58 no. 3, 2013, pp. 925–940.
- [24] Szurlej A., Janusz P.: Natural gas economy in the United States and European markets. *Mineral Resources Management* 29, 4, 2013, p.77–94.
- [25] Paliwa, Energia, Polityka, 2014: Szczesniak.pl
- [26] Urząd Regulacji Energetyki, 2014: Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 r. Warszawa, kwiecień 2014 r.; www.ure.gov.pl
- [27] Iwicki K., Schoeneich: Mały Trójkąt Energetyczny – skutki dla gazownictwa, *Przegląd Gazowniczy*, październik 2013.

IMPACT OF NATURAL GAS MARKET LIBERALISATION ON ENERGY SECURITY OF POLAND

Key words: energy security, gas market, natural gas, liberalization, underground gas storage, LNG

Summary. The paper mainly aims at presenting the changes that occurred in the domestic natural gas market, and focuses in particular on these changes with regard to market liberalisation and its impact on the energy security of Poland. The analysis starts with an insight into EU and Poland's regulations relevant for creating a competitive natural gas market at EU and domestic level, including, inter alia, the Third Energy Packet, the amendments to the Energy Law as well as the security of supply regulation, the act on reserves and its amendments, and which are key regulations for energy security in the gas sector. Main conditions for the natural gas market in Poland have been presented with particular emphasis on its high growth dynamics in recent years, compared to EU countries. Then, with the use of selected indices, a progress made towards natural gas market liberalisation has been compared from 2010 to 2013.

Despite certain progress, the domestic natural gas market is at an early stage of creating a competitive market. From the analysis of legal regulations emerges the lack of a coherent approach to natural gas market liberalisation and enhancing energy security of the country as far as natural gas is concerned. The fact should also be stressed that a subset of national regulations are inconsistent with EU legislation.

Kamil Iwicki, radca prawny, wspólnik, Kancelaria Wawrzynowicz i Wspólnicy sp. k.,
E-mail: kamil.iwicki@wawrzynowicz.eu

Piotr Janusz, mgr inż., AGH w Krakowie, doktorant Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Adam Szurlej, dr inż., AGH w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, adiunkt. E-mail: szua@agh.edu.pl