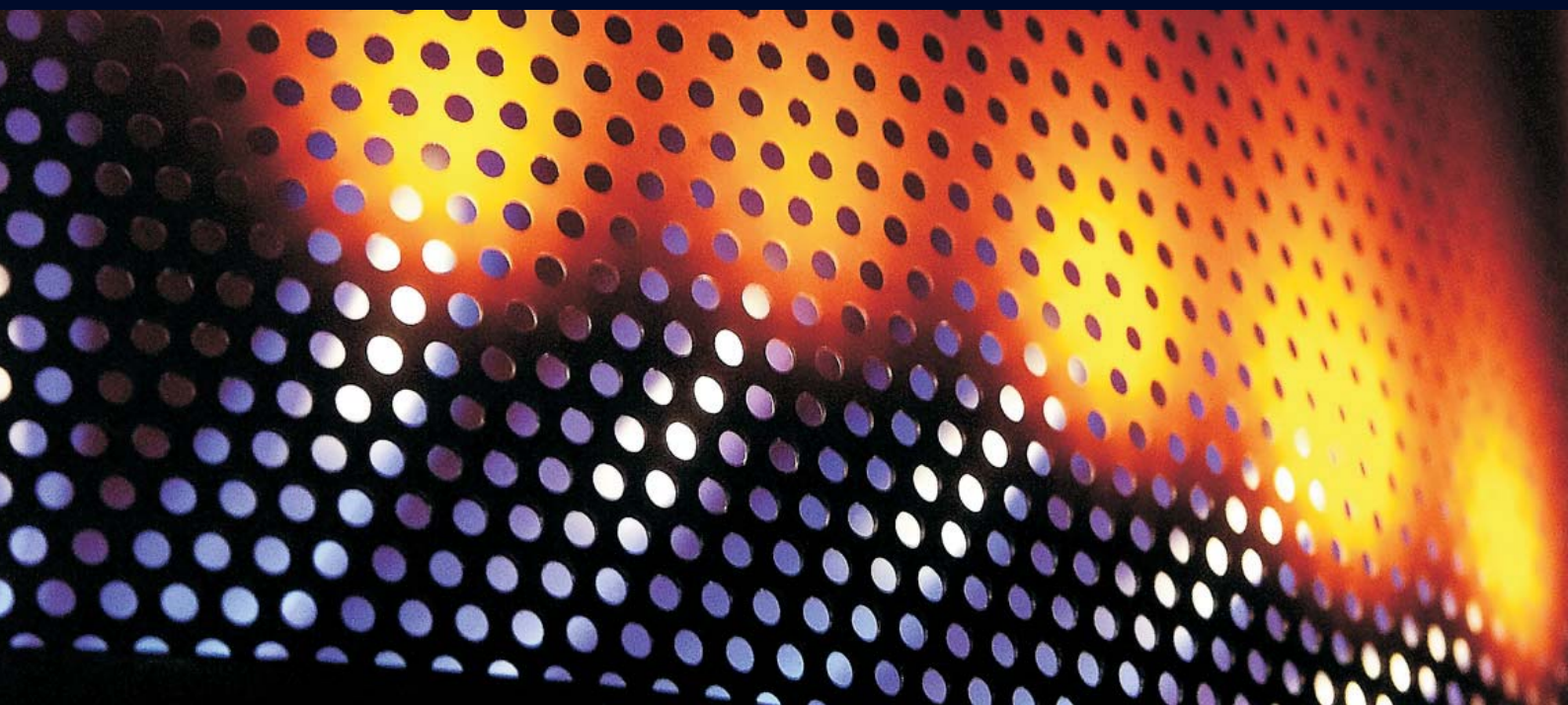




Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

RAPORT KIERUNKI ROZWOJU OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTÓW NA RYNKU GAZU W POLSCE



Warszawa, sierpień 2012 r.

Spis treści:

Słownik najważniejszych pojęć i skrótów	4
Wprowadzenie.....	6
1. Specyfika sektora gazowego	9
1.1. Ogólna charakterystyka sektora w podziale na obszary prowadzenia działalności	9
1.2. Obszary monopolu naturalnego a możliwość funkcjonowania efektywnej konkurencji na rynkach gazu	13
1.3. Kwestie bezpieczeństwa energetycznego	15
1.4. Struktura sektora gazowego w Polsce.....	16
1.5. Pozycja Polski na rynku zakupu gazu na tle krajów UE.....	22
2. Funkcjonowanie rynków gazu w Europie i w Polsce	25
2.1. Ramy prawne funkcjonowania i otoczenie instytucjonalne rynku gazowego w Europie	25
2.2. Postępy liberalizacji i funkcjonowanie europejskich rynków gazu w praktyce	29
2.3. Otoczenie regulacyjno-instytucjonalne sektora gazowego w Polsce.....	38
2.3.1. Główne akty prawa krajowego oraz inne dokumenty regulujące funkcjonowanie krajowego sektora gazowego	38
2.3.2. Organy właściwe oraz ich rola w kształtowaniu zasad funkcjonowania krajowego sektora gazu.....	46
2.4. Najważniejsze działania w zakresie promowania konkurencji w sektorze gazowym.....	49
2.4.1. Działania związane z zagwarantowaniem równego dostępu do infrastruktury ..	49
2.4.2. Działania Prezesa UOKiK przeciwdziałające praktykom ograniczającym konkurencję	50
2.5. Możliwości korzystania z pomocy publicznej przez przedsiębiorców z sektora gazowego.....	53
3. Warunki i możliwości liberalizacji sektora gazowego w Polsce	62
3.1. Podstawowe uwarunkowania liberalizacji sektora gazowego	62
3.1.1. Zagrożenia związane z opóźnieniami Polski w obszarze deregulacji taryf.....	62

3.1.2.	Zasady dostaw gazu z kierunku wschodniego	63
3.2.	Kierunki działań regulatorów	66
3.2.1.	Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego i Program Uwolnienia Gazu	67
3.2.2.	Projekt ustawy Prawo gazowe	72
3.2.3.	Propozycja wprowadzenia obliża giełdowego	74
3.2.4.	Pozostałe projekty regulacji mających na celu liberalizację sektora gazowego .	76
3.3.	Propozycje Prezesa UOKiK dotyczące wspierania rozwoju konkurencji	77
3.3.1.	Koncepcja dalszego unbundlingu	77
3.3.2.	Ustalanie ceny hurtowej gazu ziemnego	79
3.3.3.	Tryb i forma uwolnienia cen gazu	81
3.3.4.	Rola regulatora na konkurencyjnym rynku gazowym	84
3.3.5.	Zwiększanie mobilności odbiorców gazu	85
3.4.	Perspektywa długookresowa – znaczenie rozbudowy transgranicznej infrastruktury przesyłowej i infrastruktury magazynowej	86
4.	Zagadnienia związane z sytuacją konsumentów na rynku gazowym	94
4.1.	Rozwiązania chroniące odbiorców wrażliwych	94
4.1.1.	Problem ubóstwa energetycznego i próby jego rozwiązania	94
4.1.2.	Pomoc odbiorcom wrażliwym w kontekście przepisów o pomocy publicznej ..	97
4.2.	Sytuacja konsumentów na rynku gazowym	100
4.2.1.	Możliwości ochrony interesów konsumentów w obecnym stanie prawnym....	100
4.2.2.	Problemy konsumentów na rynku gazu ziemnego zgłaszane do UOKiK	105
4.2.3.	Perspektywa uwolnienia cen gazu dla gospodarstw domowych	112
4.2.4.	Zagadnienia dotyczące ochrony konsumentów wymagające uregulowań w krajowym porządku prawnym	113
	Podsumowanie	117
	Aneks	122

Słownik najważniejszych pojęć i skrótów

ACER – (skrót od ang. Agency for the Cooperation of Energy Regulators) Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

Biogaz – gaz ze źródeł organicznych powstały w wyniku fermentacji metanowej. Skład nieoczyszczonego biogazu to: 65% metan, 35% dwutlenek węgla oraz śladowe domieszki innych gazów.

ENTSOG – (skrót z ang. European Network of Transmission System Operators for Gas) stowarzyszenie europejskich operatorów systemów przesyłowych gazu.

Entry-exit – model dostępu do sieci przesyłowej, w którym taryfa określona dla jednego punktu wejścia lub większej ich liczby nie jest związana z taryfą określoną dla jednego punktu wyjścia lub większej ich liczby i odwrotnie, dzięki czemu taryfy nie są uzależnione od trasy transportu.

Gaz ziemny – gaz pochodzenia organicznego, zbierający się w skorupie ziemskiej składający się w ponad 90% z metanu.

Hub – (od ang. trading hub – węzeł handlowy) punkt w sieci, w którym znajduje się rozgałęzienie kilku głównych gazociągów, co umożliwia handel gazem pochodzącym z różnych kierunków. Hub może mieć także formę węzła wirtualnego tzn. obejmować całą sieć przesyłową.

Interkonektor – gazociąg przesyłowy łączący dwa systemy przesyłowe umożliwiający tłoczenie gazu w wybranym kierunku w każdym czasie.

IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

LNG – (skrót od ang Liquefied Natural Gas – skroplony gaz ziemny) gaz ziemny w płynnym stanie skupienia produkowany poprzez obniżanie temperatury gazu poniżej punktu wrzenia i jego oczyszczanie. Zmiana stanu skupienia pozwala na efektywne przechowywanie i transport gazu ziemnego. Jest to możliwe dzięki zmniejszeniu objętości LNG, o ponad 600 razy, w stosunku do gazu pod normalnym ciśnieniem.

OSD – operator sieci dystrybucyjnej.

OSP – operator sieci przesyłowej.

OTC – (skrót od ang. over the counter – <rynek> poza oficjalnym obrotem) system pozagiełdowego obrotu aktywami (w przypadku niniejszego raportu, gazem), w którym brokerzy tworzą i sprzedają produkty dostosowane do potrzeb poszczególnych nabywców. Zazwyczaj przy kontraktach OTC nie są publikowane indywidualne ceny transakcyjne.

Punkt wirtualny – miejsce bez fizycznej lokalizacji w systemie przesyłowym, w którym następuje obrót paliwem gazowym. Punkt wirtualny utożsamiać można z węzłem wirtualnym.

Przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo – (w odniesieniu do sektora gazowego) przedsiębiorstwo lub grupa przedsiębiorstw zajmujących się jednocześnie zarządzaniem infrastrukturą (przesyłem, dystrybucją magazynowaniem lub skraplaniem gazu) oraz wytwarzaniem lub sprzedażą gazu.

TPA – (skrót od ang. third-party access – *dostęp osób trzecich*) zasada dostępu do elementów infrastrukturalnych opierająca się na założeniu, iż każde przedsiębiorstwo powinno mieć równy dostęp do obszarów monopolu naturalnego. Stosowanie zasady TPA jest szczególnie istotne, gdy na rynku występuje przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo.

Unbundling – (od ang Unbundling – rozdzielenie) proces odseparowania (prawnego, finansowego, operacyjnego) poszczególnych usług zintegrowanego przedsiębiorstwa tak, by można było je wyceniać oddzielnie.

Wprowadzenie

Jednym z podstawowych założeń stanowiących podwaliny Rynku Wewnętrznego oraz oddziałujących na rozwój gospodarek państw Unii Europejskiej jest pozytywny wpływ konkurencji oraz mechanizmów rynkowych na optymalizację zarządzania zasobami (efektywność i innowacyjność przedsiębiorstw oraz w efekcie dobrobyt konsumentów). Od lat trwają starania zmierzające do wprowadzania konkurencji wszędzie tam, gdzie może mieć to pozytywne efekty. Do najtrudniejszych i zarazem najważniejszych działań tego typu należy otwieranie na konkurencję tzw. sektorów infrastrukturalnych, takich jak telekomunikacja, elektroenergetyka czy usługi pocztowe.

Spośród sektorów infrastrukturalnych, których liberalizacja należy do priorytetów gospodarek UE, w Polsce proces liberalizacji jest najmniej zaawansowany w sektorze gazowym. Jego obecny kształt nadal jest wynikiem zaszłości historycznych. Mimo wprowadzanych zmian, polegających przede wszystkim na wydzieleniu działalności przesyłowej, istnieje wyraźna dominacja przedsiębiorcy zasiedziałego – spółki PGNiG S.A. na każdym poziomie obrotu gazem. Sytuacja taka nie rokuje nadziei na samoczynne powstanie efektywnej konkurencji na rynkach związanych z gazem. Niezbędne są więc dalsze regulacje umożliwiające rozwój tego rynku.

Konieczność szybkiego wprowadzenia zmian jest tym większa, że Polska ma poważne zaległości w zakresie wdrażania prawa unijnego. Już w 2009 roku Komisja Europejska (dalej KE) skierowała do Rządu RP wezwanie do usunięcia uchybień dotyczących wypełnienia przez Polskę zobowiązań określonych w dyrektywie 2003/55/WE. Efektem dążenia do pełnej implementacji przepisów unijnych są liczne inicjatywy mające na celu przyspieszenie rozwoju konkurencji i umożliwienie wymaganego przez UE uwolnienia cen gazu dla odbiorców przemysłowych. Ich kształt i stopień wpływu na krajowy rynek są obecnie przedmiotem ożywionej dyskusji.

Publikując niniejszy raport, Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów pragnie włączyć się w prace koncepcyjne dotyczące rozwiązania problemów związanych z funkcjonowaniem sektora gazowego. Mając pełną świadomość dużych trudności i ograniczeń dla rozwoju konkurencji w tym sektorze, których występowanie wynika chociażby z aktualnego braku możliwości dostatecznej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu

ziemnego, organ antymonopolowy stoi na stanowisku, że należy podjąć próby wprowadzania konkurencji, szczególnie w handlu detalicznym. Aby jednak sprzedaż detaliczna w całości mogła się opierać na mechanizmach rynkowych pewne elementy funkcjonowania rynku powinny pojawić się w obszarze sprzedaży hurtowej

Opracowanie składa się z czterech rozdziałów. Pierwszy z nich przedstawia specyfikę sektora. W tym celu scharakteryzowano poszczególne obszary prowadzenia działalności związanej z obrotem gazem oraz wskazano, w jakim zakresie brak konkurencji uzasadniony jest występowaniem monopolu naturalnego, a w jakim możliwe jest funkcjonowanie konkurencji. Następnie dokonano przeglądu struktury sektora gazowego w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem krajowej specyfiki w postaci istnienia trwałego monopolu faktycznego w obszarze wprowadzania gazu do obrotu. Dodatkowo, aby uzyskać właściwą perspektywę dla dalszych rozważań, pozycję Polski na rynku zakupu gazu ukazano także na tle innych krajów członkowskich UE.

Rozdział drugi prezentuje obecne funkcjonowanie rynku gazu w Europie i w Polsce. W tym celu przedstawione zostało otoczenie prawno-instytucjonalne, tak na poziomie Unii jak i Polski. Prezentacja ta jest podstawą do analizy postępów liberalizacji sektora gazowego w praktyce. W części tej opisano także działania podejmowane przez Prezesa UOKiK w celu przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję oraz możliwości korzystania z pomocy publicznej przez przedsiębiorców z sektora gazowego.

Kolejny rozdział zawiera stanowisko Prezesa UOKiK wobec zachodzących zmian w sektorze. Rozważania te otwiera omówienie podstawowych uwarunkowań liberalizacji sektora gazowego w Polsce oraz projektów mających na celu umożliwienie wykorzystania mechanizmów rynkowych do ukształtowania rynkowej ceny detalicznej gazu dla odbiorców przemysłowych. Następnie zaprezentowano propozycje Prezesa UOKiK w zakresie efektywnego przeprowadzenia procesu liberalizacji. Dodatkowo, w rozdziale tym ukazano sektor gazowy w perspektywie długookresowej, a w tym kontekście znaczenie rozbudowy transgranicznej infrastruktury przesyłowej i infrastruktury magazynowej jako podstawy do przełamania monopolu w obszarze wprowadzania gazu do obrotu.

Ostatnia część raportu dotyczy zagadnień związanych z sytuacją konsumentów na rynku gazowym. Poruszana jest w niej kwestia ubóstwa energetycznego i konieczności ochrony

odbiorców wrażliwych w aspekcie możliwości ich wspierania i zgodności ewentualnych rozwiązań z przepisami o pomocy publicznej. Sytuacja konsumentów na rynku gazowym przedstawiona została także przez pryzmat możliwości ich ochrony w obecnym stanie prawnym, problemów zgłaszanych Prezesowi UOKiK przez samych konsumentów oraz regulacji prawnych w zakresie ochrony konsumentów wymaganych przez prawodawstwo unijne.

Prawidłowe funkcjonowanie sektora gazowego ma bardzo istotne znaczenie zarówno dla konkurencyjności gospodarki kraju, jak i dla poziomu życia konsumentów. Do zmian w funkcjonowaniu rynku gazu podchodzić należy zatem z wielką rozwagą i ostrożnością. Zaprezentowane w raporcie poglądy przyjmują perspektywę organu odpowiedzialnego za ochronę konkurencji i konsumentów, dlatego w mniejszym stopniu skupiają się na innych, równie ważnych aspektach funkcjonowania rynków gazu, takich jak np. bezpieczeństwo energetyczne. Należy jednak podkreślić, iż wydaje się, że pomimo licznych przeszkód, większe otwarcie na konkurencję sektora gazowego jest możliwe i powinno przynieść korzyści gospodarce państwa i jego obywatelom.

1. Specyfika sektora gazowego

Gaz ziemny to jeden z trzech, obok węgla i ropy naftowej, najistotniejszych dla współczesnej gospodarki rodzajów paliwa kopalnego. Jest to gaz pochodzenia organicznego, zbierający się w skorupie ziemskiej składający się w ponad 90% z metanu. Pokłady gazu ziemnego występują samodzielnie lub towarzyszą złożom ropy naftowej lub węgla kamiennego.

Gaz ziemny posiada fundamentalne znaczenie niemal na każdym poziomie organizacji zbiorowości ludzkiej – od gospodarek krajowych i przemysłu, przez społeczności lokalne, po indywidualne gospodarstwa domowe. Stanowi drugie, po ropy naftowej, najważniejsze źródło produkcji energii (w 2010 roku 25% udziału w światowym „*energy mix*”¹) i jednocześnie najważniejsze źródło energii dla przemysłu. Gaz ziemny jest wykorzystywany także do produkcji energii elektrycznej (trzecie źródło po węglu i energii jądrowej – udział na poziomie ok. 19%²). Dodatkowo ma on szerokie zastosowanie przede wszystkim w przemyśle ciężkim, chemicznym, spożywczym, handlu, usługach, a także wielu innych branżach. Jest on niezbędnym składnikiem do produkcji detergentów, włókien sztucznych, farb, plastiku, oraz gumy syntetycznej. W gospodarstwach domowych służy głównie do ogrzewania pomieszczeń zarówno mieszkalnych jak i gospodarczych, podgrzewania wody oraz przygotowywania posiłków. Jednocześnie jego użytkowanie jest najmniej uciążliwe dla środowiska naturalnego spośród wszystkich paliw kopalnych. Z tego powodu gaz ziemny jest jedynym źródłem kopalnym energii, które, według aktualnych szacunków, zwiększy swój udział w bilansie światowym do 2035 r.³

1.1. Ogólna charakterystyka sektora w podziale na obszary prowadzenia działalności

Na potrzeby niniejszego opracowania w sektorze gazowym wyróżniono sześć zasadniczych obszarów działalności, na które składają się:

- pierwotne dostawy gazu,
- usługi przesyłu,
- usługi dystrybucji,
- sprzedaż hurtowa,

¹ *Annual Energy Review 2011*, Energy Information Administration, s.8.

² *Annual Energy Review 2011*, Energy Information Administration, s.37.

³ <http://www.caewse.pl/100/geopolityka/>.

- sprzedaż detaliczna,
- magazynowanie.

Rodzaje pierwotnych dostawców gazu

Generalnie gaz ziemny może być wprowadzany na rynek krajowy z dwóch źródeł. Pierwsze z nich to wydobycie z krajowych pokładów kopalnych. Podmioty wydobywające gaz ziemny określane będą dla potrzeb niniejszego raportu jako producenci. Drugim potencjalnym źródłem pozyskania gazu ziemnego jest jego sprowadzenie z zagranicy, czym zajmują się importerzy.

Prócz wykorzystania gazu ziemnego pochodzącego z wydobycia krajowego i importu możliwe jest także użytkowanie jego substytutu w postaci biogazu, czyli gazu ze źródeł organicznych powstałego w wyniku fermentacji metanowej. W procesie wytwarzania biogazu mogą zostać wykorzystane: odchody zwierzęce, gnojownica, odpady komunalne, odpady przemysłu rolno-spożywczego, a także biomasa. Źródłem biogazu są: wysypiska śmieci, oczyszczalnie ścieków, biogazownie, a także miejsca, w których proces fermentacji metanowej odbywa się samoczynnie. Skład nieoczyszczonego biogazu to: 65% metan, 35% dwutlenek węgla oraz śladowe domieszki innych gazów. Biogaz, po uszlachetnieniu, wprowadzany może być do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, jednak jego znaczenie dla funkcjonowania sektora gazowego jako całości uznać należy za marginalne.

Transport gazu: przesył i dystrybucja

Tradycyjnie transport gazu odbywa się poprzez sieć gazociągów. Budowa gazociągu jest bardzo kosztowna. Często powoduje to, iż koszt budowy połączenia wymusza długoterminowe kontrakty, które silnie wiążą dostawcę i odbiorcę. Gazociągiem transportowany jest gaz w swoim naturalnym stanie skupienia. Dodatkowo gaz ziemny może być transportowany w stanie skroplonym (LNG)⁴. Obecnie znaczenie handlu tego typu gazem

⁴ Skroplony gaz ziemny czyli Liquefied Natural Gas (LNG) produkowany jest poprzez obniżanie temperatury gazu poniżej punktu wrzenia i jego oczyszczanie. Zmiana stanu skupienia pozwala na efektywne przechowywanie i transport gazu ziemnego. Jest to możliwe dzięki zmniejszeniu objętości LNG w stosunku do gazu pod normalnym ciśnieniem ponad 600 razy. LNG nie należy mylić z uzyskiwanym jako produkt rafinacji ropy naftowej gazem LPG składającym się głównie z propanu i butanu. Ponadto istnieje także gaz ziemny w postaci sprężonej do ciśnienia 20-25 MPa – CNG służący do napędu pojazdów silnikowych.

rośnie, lecz z uwagi na koszt budowy niezbędnej infrastruktury (gazoportów służących do skroplenia i gazyfikacji) cena LNG na rynku spotowym jest relatywnie wyższa.⁵

W transporcie gazu gazociągami wyróżnia się dwa poziomy: przesył oraz dystrybucję. Przesył określić można jako transport gazu z wykorzystaniem gazociągów wysokiego ciśnienia (o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa). Siecią przesyłową gaz jest transportowany najczęściej od jego wydobywców lub importerów do gazociągów dystrybucyjnych oraz, w mniejszym zakresie, do odbiorców końcowych podłączonych bezpośrednio do gazociągów przesyłowych. Gazociągi dystrybucyjne służą do transportu gazu od sieci przesyłowej do odbiorców końcowych. Mogą być one wysokiego, średniego lub niskiego ciśnienia.

Obrót hurtowy i detaliczny

Obrót gazem w danym kraju może odbywać się na dwóch poziomach: hurtowym i detalicznym. Na rynku hurtowym dostawcy hurtowi (importerzy, spółki wydobywcze i hurtownicy) zawierają kontrakty na sprzedaż gazu z odbiorcami hurtowymi (innymi hurtownikami, sprzedawcami detalicznymi oraz dużymi odbiorcami końcowymi). Na rynku detalicznym podmioty posiadające dostęp do surowca sprzedają go odbiorcom końcowym. Dla uproszczenia przyjąć można, iż z pewnymi wyjątkami sprzedaż hurtowa odbywa się na poziomie sieci przesyłowej, zaś sprzedaż detaliczna na poziomie sieci dystrybucyjnej.

Handel na rynkach hurtowych może mieć miejsce w trzech podstawowych formach: negocjacje bilateralne, platformy OTC⁶, giełda (rynek regulowany). Kontrakty zawierane wskutek negocjacji bilateralnych można kształtować w sposób dowolny, natomiast na giełdzie obraca się ograniczoną liczbą odpowiednio strukturyzowanych kontraktów. Handel giełdowy jest ponadto odpowiednio nadzorowany i przejrzysty. Platformy OTC stanowią formę pośrednią między negocjacjami dwustronnymi a giełdą – brokerzy działający na tym rynku mogą tworzyć kontrakty lepiej dostosowane do potrzeb poszczególnych nabywców, ale zwykle nie publikują indywidualnych cen transakcyjnych i nie podlegają nadzorowi.

⁵ <http://www.caewse.pl/100/geopolityka/>.

⁶ Skrót od ang. over the counter – (rynek) poza oficjalnym obrotem.

Odbiorcy końcowi gazu

Rozróżnić można dwie kategorie końcowych odbiorców gazu: odbiorcy przemysłowi oraz gospodarstwa domowe. Odbiorcy przemysłowi stanowią zazwyczaj mniejszą liczebnie grupę od gospodarstw domowych, lecz zgłaszają większe zapotrzebowanie na gaz. Prócz tego podziału zasadnym może być dalszy podział odbiorców przemysłowych według ich wielkości zapotrzebowania na gaz.

Magazynowanie

Gaz ziemny podlega magazynowaniu w podziemnych zbiornikach. Podstawowym powodem takiej praktyki jest różnica pomiędzy terminami wydobywania a użytkowania gazu. Wielkość zużycia gazu przez jego odbiorców podlega wahaniom sezonowym. Wydobywanie natomiast nie ma charakteru sezonowego i jest prowadzone w sposób względnie stały i ciągły. Z tego powodu w okresie letnim jest zazwyczaj dostarczane więcej gazu niż wynosi zapotrzebowanie, zaś w okresie zimowym zapotrzebowanie przekracza wydobycie. Dlatego nadwyżki gazu wydobywanego w okresie letnim przechowywane są w magazynach, a następnie zużywane w okresie zimowym. Analogicznie magazyny są wykorzystywane do niwelowania wahań zapotrzebowania na gaz występujących w cyklu dobowym. Drugą zasadniczą przyczyną tworzenia rezerw gazu jest konieczność zapewnienia dostaw gazu odbiorcom w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, sytuacji awaryjnej w sieci gazowej lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego. Przyczyna ta jest szczególnie istotna w przypadku krajów importujących duże ilości gazu. Innymi powodami utrzymywania rezerw gazu są: arbitraż cen gazu, czyli handlowa optymalizacja wahań cen gazu; ogólna optymalizacja funkcjonowania całego systemu, w tym ułatwienia dla transakcji wymiennych gazu typu „swap”⁷ oraz podtrzymanie przesyłu poprzez niwelowanie problemów wynikających z lokalnych ograniczeń przepustowości systemu lub krytycznych dopuszczalnych wielkości ciśnień.

⁷ Transakcje typu „swap” polegają na wymienieniu się przez strony strumieniami przepływów pieniężnych. Kontrakty typu swap mogą przybierać skomplikowane formy, lecz w przypadku swapów towarowych polegają najczęściej na zamianie strumienia płatności zmiennych (np. z tytułu kontraktu sprzedaży gazu indeksowanego do spotowych cen ropy naftowej lub gazu) na strumień płatności stałych.

1.2. Obszary monopolu naturalnego a możliwość funkcjonowania efektywnej konkurencji na rynkach gazu

Opisane wyżej obszary składające się na sektor gazowy podzielić można na te, na których istnieje monopol naturalny oraz te, na których możliwe jest wprowadzenie konkurencji. Poprawne zdefiniowanie tych obszarów jest kwestią kluczową dla prowadzenia skutecznej, promującej konkurencję polityki regulacyjnej.

Rynek gazu jest jednym z rynków infrastrukturalnych, czyli rynków, na których kluczową rolę odgrywa infrastruktura niezbędna do prowadzenia działalności. Na rynkach tego typu jako obszary monopolu naturalnego uznaje się zazwyczaj zarządzanie elementami sieciowymi. Infrastruktura jest wysoce kapitałochłonna i nie jest racjonalnym jej powielanie. Wobec powyższego w takich sektorach jak kolej czy energetyka zarządcy infrastruktury uznawani są za naturalnych monopolistów, co znajduje swój wyraz w regulacjach dotyczących tych sektorów. W sektorze gazowym zarządcami elementów sieciowych są operatorzy sieci przesyłowych (dalej OSP) i operatorzy sieci dystrybucyjnych (dalej OSD). Podmioty te uznaje się za naturalnych monopolistów w obszarach ich działalności. Ewentualna wielość OSD na rynkach krajowych wynika zazwyczaj z istnienia oddzielnych regionalnych sieci dystrybucyjnych, zaś zarządzanie siecią w każdym z tych regionów stanowi obszar monopolu naturalnego.

Z powodu dużego znaczenia infrastruktury również magazynowanie może mieć cechy monopolu naturalnego. Wydaje się jednak, iż nie powinno być ono uznane za obszar monopolu naturalnego z samej swojej definicji. Możliwe i ekonomicznie efektywne byłoby funkcjonowanie kilku spółek zajmujących się magazynowaniem gazu. Jednakże, także w przypadku magazynowania, korzyści skali są wysokie wobec czego często obszar ten może być zdominowany przez jeden podmiot. Wobec powyższego operatorzy systemów magazynowania na poszczególnych rynkach krajowych posiadać mogą pozycję faktycznych monopolistów.

Podstawowym obszarem, na którym możliwa jest efektywna konkurencja, jest sprzedaż gazu. Aby konkurencja była możliwa, konieczne jest wprowadzenie zasady dostępu stron trzecich

(TPA⁸). W największym uogólnieniu zasada ta oznacza, iż każde przedsiębiorstwo powinno mieć równy dostęp do obszarów monopolu naturalnego, takich jak infrastruktura przesyłowa czy dystrybucyjna oraz, w przypadku zdominowania tego obszaru przez jeden podmiot, infrastruktura magazynowa. Stosowanie zasady TPA jest szczególnie istotne, gdy na rynku występuje przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo, czyli podmiot prowadzący działalność na różnych poziomach lub szczeblach obrotu danego sektora, w tym na obszarach będących naturalnymi monopolami. W takich przypadkach dostęp stron trzecich polega na niedyskryminacyjnym, czyli na warunkach nie gorszych niż w odniesieniu do własnej działalności gospodarczej, traktowaniu podmiotów niezależnych przez podmiot zintegrowany pionowo. Zasada TPA jest szczególnie efektywna przy jednoczesnym wydzieleniu elementów infrastrukturalnych z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (tzw. unbundlingu)⁹.

Obszarami, na których może funkcjonować konkurencja są zatem rynki sprzedaży hurtowej oraz detalicznej. Może ona przybierać różne formy. Najistotniejszą z nich, z punktu widzenia odbiorców przemysłowych, jest konkurencja między importerami i producentami, którzy mogą sprzedawać sprowadzony lub wydobyty gaz bezpośrednio lub przez zagranicznych producentów, konkurując cenowo z dostawcą zasiedziałym. W przypadku braku alternatywnych dostawców, monopolistyczny dostawca gazu kontroluje cenę hurtową. Wówczas sprzedawcy konkuruwać mogą lepszym dopasowaniem pozacenowych warunków kontraktu do potrzeb odbiorców, na przykład większą niż dotychczas elastycznością dostaw. Przy odpowiedniej regulacji obrotu hurtowego możliwym wydaje się także pobudzanie podmiotów działających w obszarze sprzedaży detalicznej do wywołanego presją konkurencyjną zwiększania efektywności i obniżania kosztów, także w sytuacji istnienia pozycji dominującej na rynku pierwotnych dostaw. Dzięki temu również w tej sytuacji możliwe byłoby obniżenie ceny gazu ziemnego dla odbiorców końcowych.

Jak wynika z powyższych rozważań, kluczową rolę w tworzeniu konkurencji na rynkach sprzedaży gazu odgrywa poziom wprowadzania do obrotu. Jeśli gaz dostarczany jest na rynek przez wielu przedsiębiorców, spośród których żaden nie dysponuje pozycją dominującą, możliwym wydaje się wprowadzenie konkurencji w obszarze sprzedaży tak detalicznej, jak

⁸ Skrót od ang. third-party access – *dostęp osób trzecich*.

⁹ Możliwe jest jednak wprowadzenie otwartego dostępu do infrastruktury sieciowej bez jej formalnego wydzielenia z przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego (por. rynek telekomunikacji). Sytuacje takie traktować należy jako wyjątki, gdyż wymagają intensywnych działań oraz szerokich uprawnień regulatora rynku. Więcej informacji na temat unbundlingu oraz jego rodzajów znajduje się w podrozdziale 3.3.1.

i hurtowej, wyłącznie poprzez zastosowanie zasady TPA w odniesieniu do obszarów sieciowych, oraz wsparcie jej unbundlingiem spółek infrastrukturalnych. Sytuacja taka jest typowa dla rynków infrastrukturalnych i w większości opracowań oraz programów dotyczących liberalizacji tych rynków przyjmowana jest jako punkt wyjścia do dalszych rozważań. Jeśli jednak na danym rynku istnieje jedno źródło, a zwłaszcza, jeśli istnieje jeden dominujący kierunek importu, zmianie ulegają najważniejsze założenia dotyczące możliwości funkcjonowania konkurencji na rynku infrastrukturalnym. Podmiot posiadający w obszarze wprowadzania do obrotu pozycję zbliżoną do monopolistycznej może próbować przenieść siłę rynkową na poziom sprzedaży hurtowej oraz detalicznej. Wówczas, aby wprowadzić elementy konkurencji w sprzedaży detalicznej, konieczna wydaje się być ingerencja organów państwowych w funkcjonowanie rynku na poziomie sprzedaży hurtowej.

1.3. Kwestie bezpieczeństwa energetycznego

Jednym z podstawowych obowiązków państwa w odniesieniu do sektora gazowego jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 r.” przez bezpieczeństwo dostaw rozumie się „zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych”. Do czynników wpływających na poziom bezpieczeństwa energetycznego można zaliczyć:

- stopień dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia (zróżnicowanie kierunków dostaw);
- położenie geograficzne źródeł zaopatrzenia (źródła krajowe bądź zagraniczne);
- magazynowanie paliw na terenie kraju;
- własność przedsiębiorstw sektora energetycznego oraz systemu zaopatrzenia (państwowa bądź komercyjna);
- kondycja systemu zaopatrzenia (wielkość mocy przesyłowych, stan techniczny, niezawodność);
- nadzór i regulacja systemu sprawowana przez państwo (zakres oraz sprawność nadzoru);
- prognozowanie, planowanie oraz decyzje rozwojowe i inwestycyjne;
- stabilność sytuacji wewnętrznej kraju (niepokoje polityczne i społeczne);

- stabilność sytuacji międzynarodowej (konflikty, napięcia)¹⁰.

1.4. Struktura sektora gazowego w Polsce

Kwestią zasadniczą przy analizie sektora gazu ziemnego w Polsce jest opisanie poszczególnych poziomów tego sektora. Konieczne jest bowiem zbadanie, czy sytuacja na nich jest odmienna od klasycznego układu, w jakim rozważa się koncepcje wprowadzenia konkurencji na rynkach infrastrukturalnych. Szczegółowe poznanie specyfiki krajowego sektora umożliwić może wskazanie, które obszary stanowią monopol naturalny lub faktyczny i na ile powstałe na poziomie europejskim ogólne zapisy dyrektywy 2009/73/WE¹¹ są wystarczające dla zapewnienia poprawnego funkcjonowania konkurencji na rynkach gazowych w Polsce.

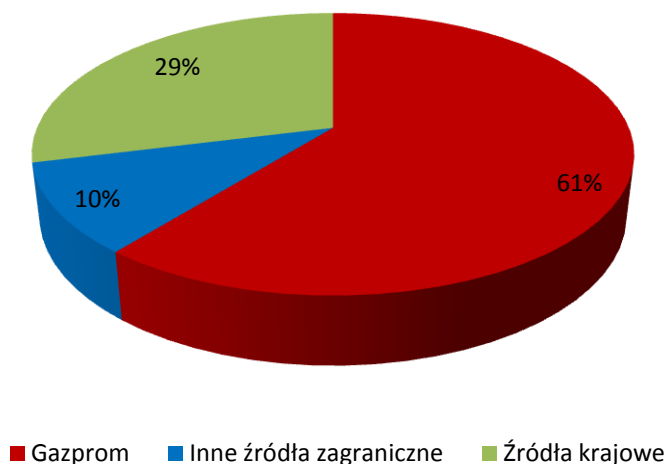
Źródła zaopatrzenia

Źródła dostaw gazu ziemnego na rynek polski podzielić należy na trzy kategorie. Pierwszą z nich są dostawy z Rosji realizowane na podstawie umowy z OOO „Gazprom Eksport”. Ze źródeł tego pozyskano w 2011 r. 9 335,54 mln m³ gazu, co stanowiło 61% gazu dostarczanego na rynek Polski. Drugą kategorię stanowi wydobywanie ze źródeł krajowych. W 2011 r. pozyskano z nich 4 329,42 mln m³ gazu (29% łącznego zaopatrzenia w gaz). Ostatnią kategorią są dostawy z Niemiec i Czech, skąd pochodzi pozostałe 10% gazu dostarczanego do Polski.

¹⁰ <http://weglowodory.pl/bezpieczenstwo-energetyczne/>.

¹¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE. Omówienie zapisów tej dyrektywy znajduje się w podrozdziale 2.1. niniejszego raportu.

Wykres 1. Źródła dostaw gazu na rynek Polski w roku 2011



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE.

Równie istotne jak wskazanie źródła pochodzenia gazu jest określenie podmiotu, który jest odpowiedzialny za jego import lub też wydobywanie. W Polsce najważniejszym podmiotem zajmującym się zarówno wydobywaniem, jak i importem gazu jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (dalej PGNiG). Zgodnie z danymi opublikowanymi w „Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE 2011” w 2011 PGNiG wydobyło bądź zaimportowało 99% gazu dostarczonego na polski rynek. Oznacza to, iż zarówno kontrakt zawarty z Gazpromem, jak i większość importu z innych źródeł oraz wydobywanie krajowe realizowane są przez tę spółkę.

Opisana wyżej sytuacja sprawia, iż PGNiG ma pozycję de facto monopolisty na obszarze pierwotnych dostaw gazu. Warto jednakże podkreślić, iż w takich warunkach istnienie monopolu w zakupach gazu z Rosji ma poważne uzasadnienie ekonomiczne. Przy obecnym stanie infrastruktury oraz wielkości wydobywania krajowego, sprowadzanie gazu z Rosji jest koniecznością. Podmiot, który zawiera umowy z OOO „Gazprom Eksport”, aby uzyskać jak najkorzystniejsze warunki, w tym ceny, powinien posiadać możliwie najsilniejszą pozycję negocjacyjną. Tym samym, z uwagi na to, iż władze regulacyjne w Polsce nie mogą mieć żadnego wpływu na zasady prowadzenia polityki handlowej w rosyjskiej spółce, nie byłoby zasadne zwiększanie liczby pierwotnych nabywców gazu z Rosji, jak również pozbawianie krajowego importera argumentów negocjacyjnych w postaci posiadania własnych zdolności wydobywczych lub też możliwości zakupu gazu z innych zagranicznych źródeł. Skutkiem tego w obszarze, który zgodnie z klasycznym podejściem do sektorów infrastrukturalnych prezentowanym między innymi w dyrektywach gazowych, stanowić powinien jeden

z poziomów walki konkurencyjnej, istnieje podmiot o trwałej pozycji dominującej. Ma to niebagatelny wpływ na możliwość wykorzystywania mechanizmów rynkowych w celu zwiększenia efektywności sektora gazowego w ogóle.

Warto zarazem podkreślić, iż wprowadzanie gazu do obrotu musi być zdominowane przez jeden podmiot jedynie w krótkim okresie. W długim możliwe jest bowiem, że zwiększenie przepustowości połączeń z innymi krajami lub też znaczące zwiększenie wydobycia własnego, doprowadzi do sytuacji, w której kupowanie większości gazu od jednego podmiotu nie będzie koniecznością, co sprawi, że także na tym obszarze możliwa będzie konkurencja. Sytuacja taka zmienić może zasady funkcjonowania wszystkich szczebli sektora gazowego w Polsce, jednakże bardziej racjonalnym jest rozważenie metod wprowadzania konkurencji przy obecnych uwarunkowaniach. W większości kwestii omawianych w tym raporcie przyjmuje się taką właśnie perspektywę, niekiedy tylko rozważając scenariusze prawdopodobne w długim okresie.

Przesył

W Polsce rolę OSP pełni Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. (dalej Gaz-System). Podmiot ten został wydzielony w roku 2004 z grupy PGNiG jako PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (później nazwa została zmieniona na obecną), po czym nastąpiło wydzielenie własnościowe z PGNiG. Jedynym udziałowcem Gaz-Systemu jest obecnie Skarb Państwa wskutek czego podmiot ten nie posiada powiązań kapitałowych z innymi przedsiębiorcami prowadzącymi działalność w sektorze gazowym. Gaz-System prowadzi działalność na krajowym systemie przesyłowym, do którego posiada tytuł prawny, a od 2010 roku również na znajdującym się na obszarze Polski odcinku Gazociągu Jamalskiego¹², którego właścicielem jest System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.¹³.

¹² Gazociąg Jamalski w Polsce jest częścią gazociągu biegnącego z Rosji, z półwyspu Jamał, poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej. Gazociąg ten wykorzystywany jest do tranzytu gazu do krajów Europy Zachodniej.

¹³ System Gazociągów Transportowych EuRoPol GAZ S.A. to spółka, w której PGNiG posiada bezpośrednio 48% akcji. Do 2010 roku spółka ta była także operatorem na polskim odcinku gazociągu Jamalskiego.

Dystrybucja

W odróżnieniu od OSP, na terenie kraju funkcjonuje wiele przedsiębiorstw będących OSD. Według stanu na dzień 18 czerwca 2012 roku wyznaczonych było 31 OSD. Najistotniejszymi z nich (posiadającymi największy obszar działania) było sześć spółek należących do grupy PGNiG. Spółki te są wydzielone organizacyjnie ze spółki matki i mogą świadczyć swoje usługi na zasadzie TPA.

Pozostali OSD wyznaczeni zostali w ciągu ostatnich dwóch lat, a ich obszary działania są zazwyczaj ograniczone do względnie nieznacznego obszaru. Są to najczęściej przedsiębiorcy przemysłowi, tacy jak KGHM Polska Miedź S.A. lub ArcelorMittal Poland S.A., posiadający własną sieć gazociągów dystrybucyjnych.

Zarówno przesył, jak i dystrybucja odbywają się na podstawie właściwych dla danego operatora Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej lub Dystrybucyjnej (odpowiednio IRiESP lub IRiESD). IRiESP i IRiESD są zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zawierają podstawowe zasady korzystania z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Odpowiednie skonstruowanie tych instrukcji jest jednym z warunków niedyskryminującego dostępu do infrastruktury gazowej.

Sprzedaż hurtowa

Rynek hurtowy sprzedaży gazu zdominowany jest przez grupę kapitałową PGNiG. W 2011 roku jedynie czterech przedsiębiorców spoza tej grupy sprzedawało na rynku hurtowym gaz ziemny (pod postacią LNG), lecz sprzedaż ta wyniosła zaledwie równowartość 30,5 mln m³¹⁴. W 2011 roku udział niezależnych uczestników na rynku hurtowym wynosił więc zaledwie 0,2%.

Obrót gazem ziemnym w 2011 r. realizowany był wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Inne formy sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy¹⁵ czy hubów¹⁶ nie

¹⁴ <http://www.ure.gov.pl/portal/pdb/459/4588/2011.html>.

¹⁵ Do pełnienia roli giełdy gazu ziemnego przygotowuje się Towarowa Giełda Energii S.A.

¹⁶ Huby (od ang. trading hubs – węzły handlowe) oznaczają punkty w sieci, w których znajduje się rozgałęzienie kilku głównych gazociągów, co umożliwia handel gazem pochodzącym z różnych kierunków. Hub może mieć także formę węzła wirtualnego tzn. obejmować całą sieć przesyłową. Por. podrozdział 2.2.

funkcjonowały. Ceny paliwa gazowego nie były różnicowane w zależności od tego, czy wykorzystuje się gaz na potrzeby własne odbiorcy, czy do dalszej odsprzedaży, jak również nie były powiązane z wielkością zamawianego wolumenu. O cenie hurtowej PGNiG decydowała moc zamówiona, brana pod uwagę odrębnie dla każdego z punktów, w którym kontrahent odbierał gaz¹⁷. Czyli niezależnie od tego, ile gazu łącznie odbierał dany przedsiębiorca, nie otrzymywał on korzyści wynikających z dużego wolumenu zamówienia, jeśli dysponował licznymi punktami odbioru. Rozwiązanie takie może ograniczać możliwość tworzenia grup zakupowych, jak również przeciwdziałać powstawaniu pośredników w handlu gazem¹⁸.

Sprzedaż detaliczna

Również na rynku detalicznym grupa kapitałowa PGNiG posiadała pozycję dominującą. W 2011 r. przedsiębiorstwo PGNiG realizowało 96,38% sprzedaży gazu ziemnego, natomiast pozostałe 3,62% sprzedawane było przez kilkadziesiąt mniejszych podmiotów. Spośród nich tylko jeden przedsiębiorca prowadził działalność nie posiadając własnej sieci i realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA¹⁹.

Dokonując analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego w 2011 r. według grup odbiorców, należy wskazać, że najwięcej sprzedanego gazu ziemnego kupili odbiorcy przemysłowi – 61,52%, wśród których dominowały przedsiębiorstwa sektora paliwowego, w tym firmy rafineryjne i petrochemiczne oraz zakłady chemiczne (azotowe). Z kolei najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, które stanowiły 96,94%, ogółu odbiorców. W 2011 r. sprzedano im 25,35% gazu. Ponadto, PGNiG sprzedaje gaz do OGP Gaz-System i operatorów systemów dystrybucyjnych należących do grupy PGNiG – na potrzeby własne i bilansowania systemu.

¹⁷ <http://www.ure.gov.pl/portal/pdb/459/4588/2011.html>.

¹⁸ Opisany problem jest szczególnie istotny przy zakupie gazu na punktach wyjścia z sieci dystrybucyjnej. Jeśli grupy zakupowe lub też pośrednicy nabywali by gaz na wyjściu z sieci przesyłowej możliwe jest dla nich osiągnięcie korzyści ze zwiększenia łącznego wolumenu zamówienia. Pamiętać jednak należy, iż do 31 maja 2011 r. PGNiG odmawiał podpisywania umów na sprzedaż gazu na wyjściu z sieci przesyłowej.

¹⁹ <http://www.ure.gov.pl/portal/pdb/459/4588/2011.html>

Magazynowanie

Na terenie Polski w 2011 r. działalność magazynowa realizowana była przez jedyne operatora systemu magazynowania paliw gazowych – PGNiG S.A. (Oddział OSM). W posiadaniu PGNiG znajdowało się 100% pojemności podziemnych magazynów gazu. Przedsiębiorstwo to udostępniało w 2011 r. na rzecz operatora systemu przesyłowego Gaz-System 50 mln m³ gazu, w związku z wykonywaniem przez spółkę funkcji operatorskich. Pozostała część pojemności wykorzystywana była na potrzeby własne PGNiG, w tym 555,8 mln m³ na potrzeby utrzymania rezerw obowiązkowych (PGNiG zobowiązany jest utrzymywać zapas gazu w minimum takiej ilości w okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r.). W 2010 roku PGNiG utworzył spółkę celową pod firmą Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., która od dnia 1 czerwca 2012 r. przejęła wykonywanie zadań operatora systemu magazynowania. Podmiot ten ma w swojej dyspozycji przestrzeń magazynową o pojemności 1 821,89 mln m³.

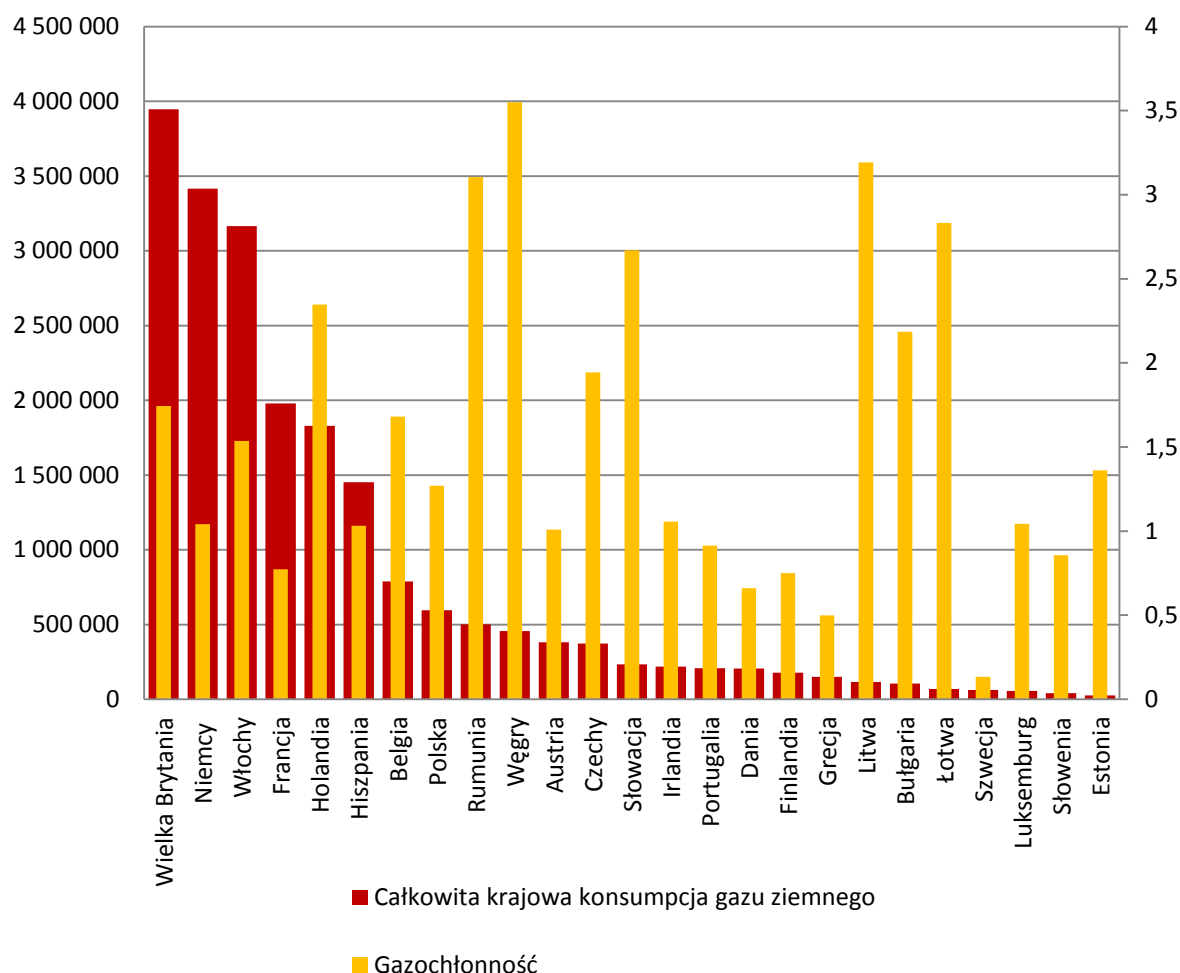
Powyższe informacje wskazują jednoznacznie, iż sektor gazowy w Polsce jest zdominowany przez grupę kapitałową PGNiG. Spółki należące do tej grupy dominują w każdym, poza zarządzaniem siecią przesyłową, obszarze sektora gazowego. Działalność na wszystkich szczeblach obrotu od wprowadzania gazu na rynek polski poprzez sprzedaż hurtową aż po sprzedaż detaliczną wykonywana jest w olbrzymiej większości przez podmioty z tej grupy. W sytuacji takiej niemożliwe jest zapewnienie prawidłowego funkcjonowania rynku wyłącznie za pomocą mechanizmów rynkowych. Bez odpowiedniej ingerencji organów państwowych nie jest także prawdopodobny samoistny rozwój konkurencji w sektorze gazowym.

Podsumowując, podkreślić należy, iż w opisanych powyżej uwarunkowaniach podstawowym obszarem na którym może być wprowadzana konkurencja w Polsce jest sprzedaż detaliczna. Aby zaś sprzedaż detaliczna w całości mogła się opierać na mechanizmach rynkowych pewne elementy funkcjonowania rynku powinny pojawić się w obszarze sprzedaży hurtowej.

1.5. Pozycja Polski na rynku zakupu gazu na tle krajów UE

Polska należy do krajów charakteryzujących się dużym zużyciem gazu. Konsumpcja na poziomie prawie 600 tys. TJ stawia nasz kraj na ósmym miejscu w Europie. Pozycja ta związana jest z rozmiarem polskiej gospodarki. Biorąc pod uwagę gazochłonność europejskich gospodarek, czyli zużycie gazu przypadającego na jednostkę wytworzonego produktu krajowego brutto, Polska plasuje się dopiero na 13 miejscu na 25 krajów. Jak pokazuje wykres 2., nasza gospodarka jest nieco bardziej gazochłonna od gospodarki Niemiec i Hiszpanii, lecz mniej gazochłonna od gospodarek wszystkich krajów byłego bloku wschodniego, z wyjątkiem Słowenii. Wynika to z faktu, iż polska energetyka oparta jest głównie na węglu, a w znikomym stopniu na gazie naturalnym. Między innymi z tego powodu nie jesteśmy szczególnie istotnym odbiorcą z punktu widzenia Gazpromu, gdyż odbieramy jedynie ok. 5% gazu dostarczanego przez tę spółkę na rynki krajów europejskich. Zgodnie z prognozami PGNiG, zużycie gazu ma w najbliższej przyszłości rosnąć w tempie szybszym niż PKB, głównie ze względu na planowane i realizowane inwestycje w bloki energetyczne zasilane gazem.

Wykres 2. Zużycie gazu (TJ) i gazochłonność europejskich gospodarek (TJ/mln\$) w 2010 r.



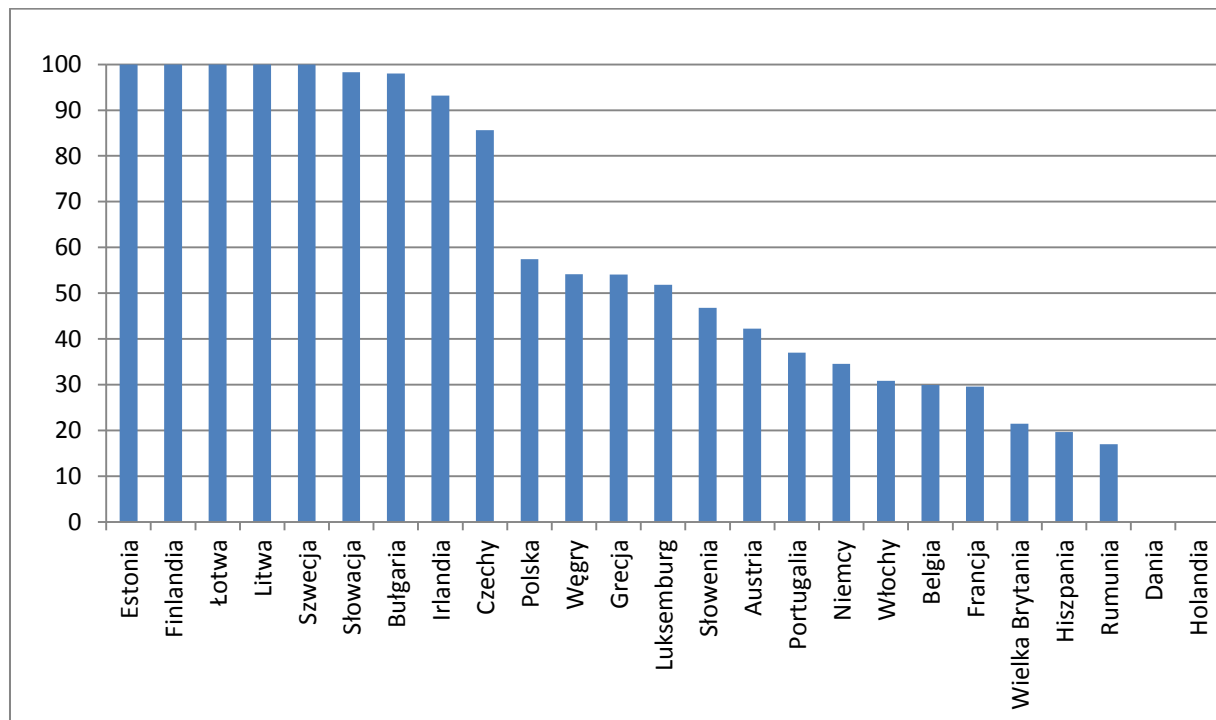
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Jak pokazuje wykres 3., kraje byłego bloku wschodniego znajdują się, co do zasady, w niewygodnej sytuacji pod względem dywersyfikacji źródeł zewnętrznych dostaw gazu. Od dostaw gazu z Rosji w 2010 roku uzależnione były kraje bałtyckie w 100% a Bułgaria i Słowacja – w 98%²⁰. Udział głównego kierunku importu w przypadku Polski wynosił „jedynie” 57% – przede wszystkim za sprawą stosunkowo dużego wydobycia krajowego, zaspokajającego ok. 30% potrzeb. W lepszej pod tym względem sytuacji była jedynie Rumunia, która zaspokaja 80% zużycia własnym wydobyciem. Kraje tzw. starej Unii mają w zdecydowanej większości lepiej zdywersyfikowane źródła dostaw. Wyjątkami są: Finlandia

²⁰ Wskaźnik ten wynosi 54% dla Węgier, ale uwzględnia on jedynie gaz kupowany przez węgierskich importerów bezpośrednio od Gazpromu. Oprócz tego Węgry sprowadzają gaz rosyjski z hubu w austriackim Baumgarter, zatem łączny udział rosyjskiego gazu w konsumpcji wynosi *de facto* 77%.

(całkowicie uzależniona od gazu rosyjskiego), Szwecja (w 100% zależna od gazu duńskiego), oraz Irlandia (zależna w 93% od gazu brytyjskiego).

Wykres 3. Udział głównego kierunku importu w całkowitym zużyciu gazu w 2010 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *International Energy Agency, Natural Gas Information, 2011* (www.iea.org) oraz raporty regulatorów narodowych dla KE, dostępne na http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202011

Można zatem stwierdzić, że Polska jako odbiorca gazu nie wyróżnia się szczególnie na tle reszty Europy. Nasza gospodarka zużywa stosunkowo dużo gazu, jednakże nie należy do najbardziej gazochłonnych. Pod względem dywersyfikacji kierunków dostaw znajdujemy się w sytuacji gorszej niż większość krajów starej Unii, lecz lepszej niż typowy kraj byłego bloku wschodniego.

2. Funkcjonowanie rynków gazu w Europie i w Polsce

2.1. Ramy prawne funkcjonowania i otoczenie instytucjonalne rynku gazowego w Europie

Przepisy unijne dotyczące funkcjonowania rynku gazowego mają za zadanie implementację polityki energetycznej i polityki klimatycznej. W obrębie polityki energetycznej, dwa główne obszary to bezpieczeństwo energetyczne, czyli minimalizowanie zagrożeń związanych z zakłóceniami w dostawach gazu do odbiorców końcowych oraz tworzenie wspólnego rynku energetycznego. Stworzenie wspólnego rynku energetycznego ma skutkować zwiększeniem roli mechanizmów konkurencji poprzez umożliwienie odbiorcom dokonania realnego wyboru dostawcy gazu oraz zastąpić konkurencję na rynkach krajowych konkurencją na rynku wspólnym. Konsekwencją ma być wyższa jakość usług i niższe ceny dla odbiorców końcowych. Oficjalnym, ambitnym celem Komisji Europejskiej jest stworzenie funkcjonującego wspólnego rynku energetycznego do roku 2014.

Z kolei dla realizacji europejskiej polityki klimatycznej gaz naturalny ma istotne znaczenie ze względu na dążenie do zmniejszania emisji CO₂. Elektrownie zasilane gazem są mniej emisyjne od elektrowni węglowych i ze względu na swoją elastyczność (stosunkowo niski koszt zatrzymania i ponownego wznowienia generacji), pełnić mają istotną rolę w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego opartego w coraz większym stopniu na niestabilnych odnawialnych źródłach energii (fotowoltaika²¹ i turbiny wiatrowe).

Podstawowym zbiorem aktów prawa europejskiego, określającym zasady funkcjonowania europejskiego rynku gazu jest tzw. trzeci pakiet liberalizacyjny, w skład którego wchodzi następujące akty prawne:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE – dalej dyrektywa 2009/73/WE lub dyrektywa gazowa;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) – dalej Rozporządzenie 713/2009;

²¹ Fotowoltaika polega na przekształcaniu promieniowania słonecznego w elektryczność.

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – dalej Rozporządzenie 715/2009.

Dyrektywa 2009/73/WE jako główne cele przyjmuje zapewnienie wszystkim odbiorcom w UE prawdziwej możliwości wyboru dostawcy gazu, stworzenie nowych rozwiązań gospodarczych oraz zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, w celu osiągnięcia większej wydajności, konkurencyjnych cen i wyższych standardów usług oraz przyczynienia się do bezpieczeństwa i stabilności dostaw. Zgodnie z dyrektywą, państwa członkowskie powinny zapewnić:

- skuteczny rozdział działalności sieciowej od wytwarzania i sprzedaży gazu, zapewniający niedyskryminacyjny dostęp do infrastruktury sieciowej;
- przejrzyste i niedyskryminacyjne taryfy za dostęp do transportu gazu;
- niezależność operatorów systemu magazynowania;
- wsparcie szerszego stosowania biogazu i gazu z biomasy;
- harmonizację uprawnień i wzmocnienie niezależności krajowych organów regulacji energetyki;
- ustanowienie niedyskryminacyjnych i odzwierciedlających koszty mechanizmów bilansowania;
- uwzględnienie właściwości paliwa gazowego, takich jak strukturalne braki elastyczności wynikające z koncentracji dostawców, długoterminowe umowy oraz brak płynności i przejrzystości na poziomie detalicznym;
- budowę oraz utrzymywanie niezbędnej infrastruktury sieciowej, łącznie ze zdolnością połączeń wzajemnych, w celu zapewnienia stabilnych dostaw gazu;
- utrzymanie wysokich standardów usługi publicznej;
- korzyści wynikające z konkurencji i sprawiedliwych cen dla wszystkich konsumentów, w szczególności odbiorców wrażliwych;
- dostępność skutecznych środków rozstrzygania sporów dla wszystkich konsumentów;
- możliwość wprowadzenia, w oparciu o ocenę gospodarczą, inteligentnych systemów pomiarowych.

Rozporządzenie 713/2009 ustanawia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Celem Agencji jest wspieranie krajowych organów regulacyjnych w wykonywaniu na

poziomie europejskim zadań regulacyjnych, które wykonują one w państwach członkowskich, oraz koordynacja, w razie potrzeby, działań tych organów²². Agencja została powołana w miejsce poprzednio funkcjonującej Europejskiej Grupy Organów Nadzoru ds. Energii Elektrycznej i Gazu ERGEG (z ang. European Regulators' Group for Electricity and Gas). Agencja jest organem UE, rozporządzenie określa jej zadania w zakresie współpracy operatorów systemów przesyłowych, zadania w odniesieniu do krajowych organów regulacyjnych, warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej oraz jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego. W szczególności Agencja uczestniczy w opracowywaniu kodeksów sieci, o których mowa w rozporządzeniu 715/2009, a także monitoruje i bada ich wdrażanie. Agencja monitoruje postępy w realizacji projektów mających na celu stworzenie nowej zdolności połączeń wzajemnych, a także wdrażanie planów rozwoju sieci o zasięgu europejskim. W odniesieniu do infrastruktury transgranicznej Agencja podejmuje decyzje w kwestiach, które należą do kompetencji krajowych organów regulacyjnych i które mogą obejmować warunki dostępu do tej infrastruktury oraz warunki jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego, jedynie w przypadku, gdy właściwe organy krajowe nie są w stanie w ciągu 6 miesięcy osiągnąć porozumienia lub na wspólny wniosek właściwych krajowych organów regulacyjnych.

Na mocy trzeciego z ww. aktów, czyli rozporządzenia 715/2009/WE, wszyscy operatorzy systemów przesyłowych współpracują poprzez ustanowienie europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych gazu ENTSOG (z ang. European Network of Transmission System Operators for Gas), aby promować dokończenie budowy i funkcjonowania europejskiego rynku gazu ziemnego oraz transgranicznego handlu tym gazem i aby zapewnić optymalne zarządzanie, skoordynowaną eksploatację sieci przesyłowej gazu ziemnego oraz jej właściwy rozwój techniczny. Podstawowym zadaniem ENTSOG²³ jest opracowanie kodeksów sieci m.in. w obszarze zasad bezpieczeństwa, przyłączania do sieci, dostępu stron trzecich, wymiany danych i rozliczeń, interoperacyjności, alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami oraz bilansowania. Kodeksy sieci dotyczą kwestii transgranicznych związanych z siecią oraz kwestii integracji rynku i nie ograniczają praw państw członkowskich do ustanowienia krajowych kodeksów sieci nie mających wpływu na handel transgraniczny.

²² Art. 1 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r.

²³ Art. 8 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r.

ENTSOG zostało utworzone w dniu 1 grudnia 2009 r. i w jego skład wchodzi 39 operatorów systemów przesyłowych z 24 państw europejskich. Gaz-System jest jego członkiem i jednym ze współzałożycieli.

Oprócz trzeciego pakietu liberalizacyjnego, istotne znaczenie dla realizacji polityki energetycznej UE mają następujące akty prawne:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE – ustanawia przepisy służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu, dzięki zagwarantowaniu prawidłowego i ciągłego funkcjonowania rynku wewnętrznego gazu. Służyć temu ma umożliwienie wprowadzenia środków wyjątkowych, w przypadku gdy same mechanizmy rynkowe nie są już w stanie zapewnić wymaganych dostaw gazu, przejrzyste określenie i podział odpowiedzialności pomiędzy przedsiębiorstwa gazowe, państwa członkowskie i Unię w zakresie działań zapobiegawczych oraz reakcji na konkretne zakłócenia w dostawach. W niniejszym rozporządzeniu określa się również przejrzyste mechanizmy koordynacji, planowania i reagowania – w duchu solidarności – na szczeblu państw członkowskich, a także regionalnym i unijnym, w przypadku stanu nadzwyczajnego.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii – zakazuje stosowania nieuczciwych praktyk wpływających na hurtowe rynki energii. Rozporządzenie przewiduje monitorowanie hurtowych rynków energii przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki w ścisłej współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi. Rozporządzenie ma zastosowanie do obrotu produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym. Wprowadza zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych dotyczących produktów energetycznych oraz obowiązek podawania takich informacji do wiadomości publicznej, a także zakaz dokonywania lub usiłowania manipulacji na hurtowych rynkach energii. Nadzór nad realizacją zapisów rozporządzenia powierzono krajowym organom regulacyjnym.

2.2. Postępy liberalizacji i funkcjonowanie europejskich rynków gazu w praktyce

Geneza liberalizacji europejskich rynków gazu

Idea liberalizacji rynku gazu przywędrowała do Europy ze Stanów Zjednoczonych. Za oceanem proces ten rozpoczął się w 1979 r. a zakończył w pierwszej połowie lat 90. W Wielkiej Brytanii w 1986 r. sprywatyzowano gazowego monopolistę (British Gas) i powołano urząd regulacyjny Ofgas (obecnie Ofgem), jednak firma ta nadal utrzymywała faktyczny monopol. W 1993 r. brytyjska Komisja Antymonopolowa (Monopolies and Mergers Commission) po zbadaniu rynku zaproponowała podział spółki British Gas w celu oddzielenia działalności sieciowej od hurtowej i detalicznej sprzedaży gazu. Jako rozwiązanie kompromisowe w 1995 r. uchwalono przepisy liberalizujące rynek i wymuszające unbundling księgowy działalności sieciowej. British Gas ostatecznie w 1997 r. „dobrowolnie” wydzielił ze swoich struktur spółkę Centrica, która przejęła działalność związaną z handlem hurtowym i detalicznym. Centrica przejęła wszystkie kontrakty zakupu gazu, również od spółek wydobywczych należących do grupy kapitałowej British Gas.

Liberalizacja rynków gazu dotarła do kontynentalnej Europy w 1995 r., kiedy dwanaście krajów członkowskich UE rozpoczęło negocjacje w sprawie utworzenia wspólnego rynku gazu.

Tabela 1. Chronologia procesu liberalizacji europejskich rynków gazu

Rok	Wydarzenia	Konsekwencje prawne i faktyczne
1998	Uchwalenie Dyrektywy 98/30/WE – tzw. pierwszej dyrektywy gazowej	- regulowane lub negocjowane warunki dostępu do sieci na zasadzie TPA, - zobowiązanie do stopniowego uwalniania rynku (początkowo 20%, następnie 28%, docelowo 33% wolumenu), - unbundling księgowy sieci przesyłowych, - możliwość (bez obowiązku) utworzenia narodowych regulatorów;
2000-2003	Specjalne sesje Rady Europy w Lizbonie	Wnioski: ceny gazu nie spadły, konieczność przyspieszenia liberalizacji, nierównomierna prędkość wdrażania

	i w Barcelonie	pierwszej dyrektywy, konieczne przygotowanie kolejnej dyrektywy;
2003	Uchwalenie Dyrektywy 2003/55/WE – tzw. drugiej dyrektywy gazowej	Obowiązek całkowitego uwolnienia taryf dla odbiorców przemysłowych w 2004 r., obowiązkowy regulowany dostęp TPA (z wyjątkiem rurociągów przesyłowych), unbundling prawny operatorów sieci przesyłowych, wzmocnienie roli regulatorów krajowych;
2004-2005	4. i 5. raport porównawczy KE	Wnioski: niskie wskaźniki zmiany dostawcy, niewystarczająca przepustowość interkonektorów ²⁴ barierą wejścia na rynki, brak obniżek cen, struktury rynkowe nadmiernie skoncentrowane, konieczność wzmocnienia niezależności operatorów sieci przesyłowych, brak płynności na rynkach hurtowych;
2007	6. raport porównawczy KE	Powtórzenie wniosków z poprzednich raportów, konieczność uchwalenia nowej dyrektywy;
2009	Uchwalenie tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego	Unbundling własnościowy operatorów sieci przesyłowych, unbundling organizacyjny operatorów sieci dystrybucyjnych, powołanie Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki;

Źródło: Cronshaw Ian et. al., „Development of competitive gas trading in continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets”, IEA Information paper, OECD/IEA, maj 2008, s. 24-35.

Warto zauważyć, że kraje byłego bloku wschodniego przystąpiły do Unii Europejskiej po 2003 r., a więc już po uchwaleniu drugiej dyrektywy gazowej, która nie była dostosowana do specyfiki regionu Europy Środkowo-Wschodniej: państwowej własności sieci gazowej, sztywnych urzędowych cen gazu i uzależnienia od jednego kierunku dostaw. Jedynie Łotwa zadbała o uzyskanie derogacji zapisów drugiej dyrektywy gazowej dotyczących uwolnienia cen, choć takie derogacje uzyskały wcześniej Grecja, Portugalia i Finlandia – kraje znajdujące się w podobnej do krajów bloku wschodniego sytuacji. W większości krajów regionu, prywatyzacja sektora gazowego rozpoczęła się przed akcesją do Unii Europejskiej. Wyjątkiem były Polska i Bułgaria, gdzie do dzisiaj państwo zachowało kontrolę własnościową nad wszystkimi szczeblami obrotu i dystrybucji gazu.

²⁴ Interkonektor jest gazociągiem przesyłowym łączącym dwa systemy przesyłowe, przez który w każdym czasie powinna być możliwość tłoczenia gazu w wybranym kierunku.

Deregulacja i konkurencja na rynkach sprzedaży gazu w krajach UE

W tabeli 2. zebrano wskaźniki dotyczące stanu deregulacji i konkurencji w krajach UE w 2010 r. W kolumnie (3) zaznaczono czy dany kraj stosuje regulację taryf dla odbiorców przemysłowych. W kolumnie (4) wskazano współczynnik zmiany dostawcy – jest to odsetek odbiorców, którzy dokonali w 2010 r. zmiany dostawcy gazu (ang. switching rate albo customer churn). Dla większości krajów dostępny jest pojedynczy wskaźnik zmian ogółem dla całego rynku, dla niektórych krajów zaprezentowano dwie wartości – są to wskaźniki zmiany dostawcy w podziale na odbiorców przemysłowych i gospodarstwa domowe. Kolumna (5) przedstawia udział największego sprzedawcy na rynku hurtowym. Kolumna (6) zawiera szacunkowe wartości indeksu HHI²⁵, obrazującego stan koncentracji na rynku detalicznym. W kolumnie (1) UOKiK dokonał podziału krajów na IV kategorie, na podstawie wartości wskaźników z innych kolumn:

- „Funkcjonująca konkurencja” - do tej grupy przypisano 11 krajów, w których zrezygnowano z regulacji taryf dla odbiorców przemysłowych, a odsetek odbiorców zmieniających dostawcę przekroczył 3%;
- „Konkurencja w fazie rozwoju” – do tej grupy zaliczono 9 pozostałych krajów, które dokonały deregulacji taryf, a wskaźnik zmiany odbiorcy nie przekroczył 3%;
- „Brak konkurencji” – do tej grupy trafiło 5 krajów, które nie dokonały deregulacji taryf gazowych;
- „Brak sieci” – sytuacja obejmująca dwa kraje wyspiarskie nie posiadające sieci gazowej.

²⁵ Indeks HHI (Herfindahla-Hirschmana) to suma kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich firm. Indeks przybiera wartość 10'000 dla monopolu, 5'000 dla symetrycznego duopolu, i maleje wraz ze spadkiem koncentracji udziałów rynkowych. Rynki, na których HHI przekracza poziom 2000 uważa się za silnie skoncentrowane (struktury oligopolistyczne, firma dominująca lub monopol).

Tabela 2. Stan deregulacji i konkurencji na rynkach detalicznej sprzedaży gazu w krajach członkowskich UE w 2010 r.

Stan rozwoju konkurencji	Kraj	Regulacja taryf-odb. przemysłowi	Zmiana dostawcy: przem. / gosp. dom. (%)	Udział największego sprzedawcy hurtowego (%)	HHI sprzedaż detaliczna
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Funkcjonująca konkurencja	UK	BRAK	16	23	2500
	Irlandia	BRAK	15	36	5000< . <8000
	Czechy	BRAK	12 / 3	73	powyżej 2500
	Hiszpania	BRAK	11,5	44	poniżej 3200
	Niderlandy	BRAK	9	b.d.	2500< . <6500
	Włochy	BRAK	4,5 (33*)	41	poniżej 2500
	Niemcy	BRAK	7 (11*)	b.d.	b.d.
	Węgry	BRAK	ok. 10	33	5 dużych spółek
	Słowacja	BRAK	4 (gosp. dom.)	78	7400
	Szwecja	BRAK	5 / 1	52	3000< . <5000
	Belgia	BRAK	5	70	powyżej 3500
	Luksemburg	BRAK	1	b.d.	2500< . < 5000
Konkurencja w fazie rozwoju	Francja	BRAK	1	73	3000
	Austria	BRAK	0,7 / 3,8	b.d.	3900**
	Grecja	BRAK	b.d.	89	8000
	Słowenia	BRAK	0,15	94	5000
	Dania	BRAK	1	b.d.	powyżej 8000
	Portugalia	BRAK	powyżej 1	96	b.d.
	Estonia	BRAK	powyżej 1	100	8000
	Rumunia	BRAK***	b.d.	48	powyżej 5000

Brak konkurencji	Litwa	TAK	0	51	6200
	Bułgaria	TAK	0	97	9600
	Polska	TAK	0	98	9700
	Finlandia	TAK	0	100	powyżej 8000
	Łotwa	TAK	0	100	10000
Brak sieci	Cypr	-	-		-
	Malta	-	-		-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie raportów regulatorów energetycznych dla Komisji Europejskiej za rok 2010²⁶.

** według wolumenu, ** dotyczy sprzedaży do gospodarstw domowych *** dotyczy tylko największych odbiorców*

Powyższy podział należy traktować indykatywnie. W szczególności określenie „funkcjonująca konkurencja” jest pojęciem umownym, i nie należy go utożsamiać z pojęciem efektywnie funkcjonującej konkurencji. Zdecydowana większość krajów zakwalifikowanych do tej grupy stworzyła na razie jedynie warunki do właściwego funkcjonowania konkurencji. W większości państw z tej grupy zrezygnowano nie tylko z regulacji taryf dla odbiorców przemysłowych, ale również dla gospodarstw domowych. W grupie krajów z „konkurencją w fazie rozwoju” funkcjonuje system zwany hybrydowym, w którym regulacji podlegają taryfy dla mniejszych odbiorców: gospodarstw domowych i małych przedsiębiorstw, a więc system zbliżony do funkcjonującego obecnie w Polsce na rynku energii elektrycznej.

Dwie pierwsze grupy państw charakteryzuje duże zróżnicowanie pod względem wskaźników koncentracji. W pierwszej grupie rynek hurtowy i detaliczny zwykle zdominowany jest przez kilku silnych dostawców. W drugiej zazwyczaj występuje jeden duży, dominujący lub quasi-monopolistyczny podmiot. We wszystkich krajach i we wszystkich grupach, rynki pozostają wysoce skoncentrowane.

Najwyższy stopień koncentracji osiągają rynki grupy krajów, w których „brak konkurencji”. Warto przypomnieć, że dwa ostatnie z tych krajów – Finlandia i Łotwa – nie mają obowiązku przeprowadzenia deregulacji taryf, gdyż uzyskały derogację tego obszaru dyrektyw gazowych do czasu połączenia krajowych sieci z sieciami innych krajów UE. Polska znajduje się zatem,

²⁶Raporty dostępne na http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202011.

obok Bułgarii i Litwy, w wąskim gronie krajów, które narażają się na sankcje ze strony Komisji Europejskiej w związku ze zwłoką w deregulacji taryf dla odbiorców przemysłowych.

Rozwój hurtowych rynków gazu

Hurtowy handel gazem odbywa się w tzw. węzłach handlowych (ang. trading hubs), które występują w dwóch formach: węzła fizycznego lub węzła wirtualnego. Węzły fizyczne, to punkty w sieci przesyłowej, w których znajduje się połączenie (rozgałęzienie) kilku głównych gazociągów przesyłowych, co umożliwia handel gazem pochodzącym z różnych kierunków. Na rynkach, gdzie nie występuje jeden duży węzeł fizyczny, handel odbywa się z reguły w tzw. węzle wirtualnym. O ile w przypadku węzła fizycznego dostawa i odbiór gazu następuje w tym samym punkcie sieci, to w przypadku węzła wirtualnego handlować można gazem z dowolnego punktu wejścia do sieci i odbierać go w dowolnym punkcie wyjścia z sieci. Wirtualny węzeł handlowy obejmuje zatem *de facto* całą krajową sieć przesyłową. Oprócz dostępu do wielu kierunków dostaw oraz dużej i zróżnicowanej bazy klientów, dobrze funkcjonujący węzeł wyposażony jest w duże magazyny gazu, co poprawia elastyczność zawieranych kontraktów. Operatorzy węzłów zapewniają dostęp do platformy wymiany OTC oraz rynku regulowanego (giełdy towarowej).

Tabela 3. Obroty hurtowe w największych europejskich węzłach handlu gazem w 2009 r.

Węzeł	Kraj	Obroty (mld m3)	Przepływ fizyczny (mld m3)	Płynność
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)/(4)
NBP	Wielka Brytania	1051,3	66,6	15,8
TTF	Holandia	76,1	25	3,0
Zeebrugge	Belgia	64,9	12,9	5,0
NCG	Niemcy	53,5	25	2,1
PEGs	Francja	23,7	11,6	2,0
PSV	Włochy	23,5	11	2,1
CEGH	Austria	22,8	7,6	3,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: "Medium-term oil & gas markets 2010", International Energy Agency, OECD/IEA, 2010, str. 206.

Na właściwie funkcjonującym rynku towarowym znaczna część wymiany handlowej odbywa się w transakcjach spotowych. Kontrakty długoterminowe i instrumenty pochodne są indeksowane do cen spotowych, które odzwierciedlają bieżącą, rynkową wartość towaru. Liberalizacja europejskich rynków gazu i stworzenie wspólnego rynku gazu ma skutkować powstaniem właśnie takiego modelu wymiany handlowej na rynku gazu. Jak pokazują dane z tabeli 3, hurtowe rynki gazu w Europie nie osiągnęły na razie dużej płynności, z wyjątkiem rynku brytyjskiego. W Europie nadal funkcjonuje system mieszany, w którym dominującą rolę pełni wymiana w oparciu o kontrakty długoterminowe z klauzulami take-or-pay, które są indeksowane do notowań innych nośników energii (najczęściej ropy naftowej). Jedynie w Wielkiej Brytanii większość gazu sprzedawana jest według cen z hubu gazowego NBP²⁷. Europejski wspólny rynek gazu nie funkcjonuje, a większość krajowych rynków hurtowych znajduje się nadal w fazie transformacji i nie działają one na zasadach w pełni wolnorynkowych. Niską płynnością charakteryzują się również węzły w Niemczech i Austrii, które mogłyby w przyszłości wpływać na handel hurtowy w Polsce.

Bariery w rozwoju konkurencji w oparciu o doświadczenia krajów UE

Wprowadzanie konkurencji na rynkach sieciowych jest zadaniem niezwykle trudnym, z uwagi przede wszystkim na występujące na tych rynkach obszary monopolu naturalnego, związane najczęściej z infrastrukturą. W krajach, które znajdują się na ścieżce liberalizacyjnej, jak również w tych, które już zakończyły proces liberalizacji rynku gazu, rozwój konkurencji napotyka na wiele barier, m. in.:

- brak dywersyfikacji dostaw i uzależnienie od jednego dostawcy – co powoduje brak płynności i przejrzystości rynków hurtowych (jak wspomniano wyżej, wystarczającą płynność udało się osiągnąć tylko w tych krajach, które posiadają duże fizyczne węzły hurtowe, na których handluje się kontraktami na dostawy z kilku różnych kierunków);
- fragmentacja własnościowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych – problem ten występuje m.in. w Niemczech, gdzie funkcjonuje kilku operatorów przesyłowych oraz ponad 100 odrębnych regionów dystrybucyjnych, co wiąże się z koniecznością negocjacji przez sprzedawców warunków umów dystrybucyjnych odrębnie z każdym operatorem;

²⁷ Cronshaw Ian et. al., „Development of competitive gas trading in continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets”, IEA Information paper, OECD/IEA, Maj 2008, str. 41.

- przewaga konkurencyjna firm zasiedziałych – problem ten może występować nawet na rynkach, gdzie wykształciła się już konkurencja. Brytyjski regulator rynków energii – Ofgem – przeprowadził w 2011 r. przegląd rynków detalicznych energii elektrycznej i gazu²⁸, który wykazał, że większość zmian dostawcy gazu następuje obecnie pomiędzy różnymi operatorami alternatywnymi i nie więcej niż 20% faktycznie aktywnych konsumentów w ogóle jest skłonnych zmienić sprzedawcę gazu. W przeważającej większości są to konsumenci, którzy już takiej zmiany w przeszłości dokonali. Pozostałych 80% konsumentów można uznać za przywiązanych do operatora zasiedziałego. Daje to zatem operatorowi zasiedzialemu znaczną przewagę, znajdującą odzwierciedlenie w fakcie, że realizuje on ponad dwukrotnie wyższe marże na podstawowych usługach niż operatorzy alternatywni, którzy muszą aktywnie walczyć o odbiorców. O trudnej sytuacji operatorów alternatywnych świadczy również przykład Węgier, gdzie pod koniec roku 2010 r. zbankrutował największy alternatywny dostawca gazu, a jego klienci zostali przejęci w większości przez dostawców awaryjnych.

Jak twierdzą eksperci Międzynarodowej Agencji Energii, największe postępy w liberalizacji można zaobserwować w tych krajach, w których funkcjonuje silny niezależny regulator rynku²⁹.

Deregulacja a ceny detaliczne gazu w krajach UE

Kwestią, która wybija się na pierwszy plan podczas rozważań na temat potencjalnych skutków deregulacji rynku gazu, jest wpływ zmian w reżimie regulacyjnym na poziom cen gazu dla odbiorców końcowych. Skutek taki niezwykle trudno skwantyfikować, z uwagi na fakt, że na poziom cen gazu wpływa wiele czynników, których ewolucję oraz reakcję na zmiany regulacji trudno przewidzieć. Na poziom cen detalicznych wpływa przede wszystkim średni ważony koszt pozyskania gazu, na który składają się ceny importu, koszt wydobycia oraz proporcje między wydobyciem krajowym a importem gazu. Na kształtowanie się ceny ma również znaczący wpływ zachowanie się zasiedziałego dostawcy, tempo rozwoju i intensywność konkurencji oraz aktywność organów regulacyjnych. Próba oszacowania

²⁸ Raport z przeglądu dostępny na: http://www.ofgem.gov.uk/Markets/RETMKTS/RMR/Documents1/RMR_FINAL.pdf.

²⁹ Cronshaw Ian et. al., „Development of competitive gas trading in continental Europe: How to achieve workable competition in European gas markets”, IEA Information paper, OECD/IEA, Maj 2008, str. 33.

wpływu deregulacji na ceny gazu wykracza poza ramy niniejszego raportu. Z tego powodu zaprezentowane zostaną jedynie dane dotyczące średnich cen detalicznych gazu w krajach UE, w podziale na kraje „z funkcjonującą konkurencją” i kraje pozostałe. Bardziej szczegółowe wykresy znajdują się w Aneksie do niniejszego raportu.

Tabela 4. Średnie ważone detaliczne ceny netto gazu oraz ich zmiana w podziale na grupy krajów oraz grupy odbiorców

	Średnia cena w 2011 r. (€/TJ)		Średnia zmiana ceny 2005-2011	
	Odbiorcy przemysłowi	Gospodarstwa domowe	Odbiorcy przemysłowi	Gospodarstwa domowe
Kraje z funkcjonującą konkurencją	7,58	11,09	40,5%	45,7%
Pozostałe kraje (w tym Polska)	7,89	11,04	61,4%	47,9%
Polska	9,11	10,46	71,7%	69,0%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu. Ceny nie zawierają podatków, zawierają opłaty sieciowe.

Analizując dane cenowe należy pamiętać, że w odróżnieniu od taryf dla odbiorców przemysłowych, taryfy dla gospodarstw domowych są niemal we wszystkich krajach regulowane bądź subsydiowane. Średnie ważone ceny nie różnią się znacząco między grupą krajów z funkcjonującą konkurencją a krajami, w których konkurencja nie została dopuszczona lub znajduje się na wczesnym etapie rozwoju. Kraje z funkcjonującą konkurencją charakteryzują się nieco niższą ceną dla odbiorców przemysłowych. Wyraźniejsze różnice widoczne są w zakresie wzrostu cen. O ile średni wzrost cen dla gospodarstw domowych na przestrzeni lat 2005-2011 był w obu grupach krajów podobny, to odbiorcy przemysłowi byli lepiej chronieni przed wzrostem cen w krajach z funkcjonującą konkurencją – ceny dla tej grupy odbiorców wzrosły w tych krajach średnio o 40,5%, podczas gdy w pozostałych krajach o 61,4%. Ceny gazu w Polsce charakteryzuje przede wszystkim niewielka różnica między taryfami dla konsumentów a taryfami dla odbiorców przemysłowych. Stawka, po jakiej polskie gospodarstwa domowe kupują gaz jest wyższa od stawki dla odbiorców przemysłowych jedynie o 15%, podczas gdy w Europie średnia różnica wynosi ponad 40% i sięga 75% w Danii. Mniejsza różnica w taryfie utrzymuje się jedynie na Litwie (sztywna regulacja taryfowa), w Rumunii (duży udział wydobycia krajowego, najniższe ceny detaliczne w Europie) oraz w Niemczech (gdzie ceny dla obu grup są wyższe

niż w Polsce). Można się spodziewać, że po uwolnieniu taryf w Polsce pojawi się presja na zwiększenie różnicy między cenami dla odbiorców przemysłowych a cenami dla gospodarstw domowych. Utrzymanie obecnego, niższego od średniej europejskiej, poziomu taryf dla gospodarstw domowych wydaje się zatem mało prawdopodobne.

2.3. Otoczenie regulacyjno-instytucjonalne sektora gazowego w Polsce

2.3.1. Główne akty prawa krajowego oraz inne dokumenty regulujące funkcjonowanie krajowego sektora gazowego

Poniżej przedstawione zostały podstawowe akty prawa krajowego, dokumenty o charakterze strategicznym określające politykę państwa wobec sektora gazowego, a także inne dokumenty podlegające zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, które określają zasady funkcjonowania sektora gazowego w Polsce. Opisane dokumenty przedstawione są zgodnie z aktualnym na dzień 24 sierpnia 2012 r. stanem prawnym. Jednocześnie należy zauważyć, iż w wielu przypadkach prowadzone są obecnie prace nowelizujące, które często zmierzają ku istotnym zmianom środowiska regulacyjnego sektora gazowego. Prace nad aktami prawnymi i innymi dokumentami, które są w toku, w tym proponowane kierunki zmian, zostały omówione w dalszej części raportu.

Ustawa Prawo energetyczne

Podstawowym aktem prawnym regulującym zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw, w tym gazowych, i energii oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych³⁰, a także określającym organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią jest ustawa Prawo energetyczne³¹. Najistotniejsze z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku gazu instrumenty oddziaływania na rynek określone w ustawie związane są z regulacją cen, możliwością zmiany sprzedawcy (zasada TPA) oraz rozdziałem działalności sieciowej od pozostałych działalności (unbundling).

³⁰ Określenie „przedsiębiorstwo energetyczne” dotyczy więc również podmiotów prowadzących działalność w sektorze gazowym. Tak też należy rozumieć to pojęcie w dalszej części raportu.

³¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.).

Ustawa Prawo energetyczne, uwzględniając strukturę i stopień rozwoju rynku sprzedaży gazu w Polsce, wprowadza obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE, przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą gazu, taryf dla paliwa gazowego (art. 47 ustawy Prawo energetyczne). Analogiczny obowiązek dotyczy funkcjonujących w warunkach monopolu naturalnego przedsiębiorstw sieciowych oraz świadczących działalność magazynową. Zasady kształtowania i kalkulacji taryf określa rozporządzenie. Regulacja taryf ma na celu uwzględnienie słuszných interesów dwóch stron rynku, tj. dostawców i odbiorców paliwa gazowego, poprzez zapewnienie z jednej strony pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat z drugiej strony. Obowiązek przedkładania do zatwierdzania taryf dla paliwa gazowego dotyczy sprzedawców gazu w relacji ze wszystkimi kategoriami odbiorców, tj. zarówno odbiorców przemysłowych, jak i gospodarstw domowych. Należy przy tym zauważyć, iż nie jest jasne, czy ceny i stawki zatwierdzone w taryfach mają charakter maksymalny czy sztywny. W kontekście art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy Prawo energetyczne nie może budzić wątpliwości fakt, że przedsiębiorstwo energetyczne nie ma prawa żądać od swoich odbiorców cen lub stawek opłat wyższych niż zawarte w zatwierdzonej i obowiązującej taryfie. Nie ma jednak jasności na gruncie przepisów szeroko rozumianego prawa energetycznego co do stosowania cen i opłat niższych od zatwierdzonych. Z uwagi na niespójne orzecznictwo, w doktrynie istnieje spór o charakter cen zatwierdzonych w taryfach.

Zgodnie z ustawą, Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Przy podejmowaniu decyzji o zwolnieniu, regulator bierze pod uwagę takie cechy rynku gazu jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji ograniczającej konkurencję, dostęp do wysoko wydajnych technologii³².

Ustawa Prawo energetyczne ustanawia podstawowe ramy prawne dla zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do sieci operatorów systemów przesyłowego

³² Art. 49 ustawy Prawo energetyczne.

i dystrybucyjnych, tj. do infrastruktury sieciowej. Zagwarantowanie takiego dostępu jest niezmiernie istotne ze względu na fakt, że przedsiębiorstwa sieciowe działają, co do zasady, w warunkach tzw. monopolu naturalnego na obszarze własnej sieci. Zapewnieniu takiego dostępu służą dwie podstawowe zasady – TPA oraz unbundling. Zgodnie z przepisami ustawy, przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi transportu paliw gazowych są obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie przedmiotowych usług na zasadach i w zakresie określonym w ustawie³³. Podstawowym celem tej regulacji jest zapewnienie uczestnikom rynku dostępu do sieci i stymulowanie rozwoju konkurencji na rynkach powiązanych ze zmonopolizowanymi rynkami transportu gazu. W myśl ustawy, odbiorca paliw gazowych ma prawo zakupu tych paliw od wybranego przez siebie sprzedawcy, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy³⁴.

Ustawa określa także obowiązek operatorów systemów przesyłowego, dystrybucyjnego i magazynowania paliwa gazowego kierowania się, w zakresie własnego działania, obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników tych systemów³⁵. Zgodnie z ustawą, operatorzy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych będący w strukturze podmiotów pionowo zintegrowanych, pozostają, pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji, niezależni od innych działalności takich jak wytwarzanie i obrót paliwa gazowego. Operatorzy opracowują i są odpowiedzialni za realizację programów – podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów³⁶. Jednocześnie operatorzy są obowiązani³⁷ do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (przesyłowej IRiESP lub dystrybucyjnej IRiESD) – podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE, które określają szczegółowe

³³ Art. 4 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne.

³⁴ Art. 4j ustawy Prawo energetyczne.

³⁵ Art. 9c ustawy Prawo energetyczne.

³⁶ Art. 9d ustawy Prawo energetyczne.

³⁷ Art. 9g ustawy Prawo energetyczne.

warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci.

Polityka energetyczna do 2030 r.

Dokumentem wyznaczającym cele i kierunki rozwoju, jakie państwo polskie stawia przed sektorem energetycznym w długoletniej perspektywie czasowej jest Polityka energetyczna Polski do 2030 roku³⁸. Głównym celem Polityki energetycznej w zakresie rozwoju konkurencyjnych rynków jest zapewnienie niezakłóconego funkcjonowania rynków paliw i energii, a przez to przeciwdziałanie nadmiernemu wzrostowi cen. Szczegółowymi celami w obszarze gazu są:

- zwiększenie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego oraz dostawców, dróg przesyłu, a także metod transportu;
- zniesienie barier przy zmianie sprzedawcy gazu;
- rozwój mechanizmów konkurencji jako głównego środka do racjonalizacji cen;
- regulacja rynku w obszarze monopolu naturalnego w sposób zapewniający równowagę interesów wszystkich uczestników rynku;
- ograniczanie regulacji tam, gdzie funkcjonuje i rozwija się rynek konkurencyjny.

Wśród działań na rzecz rozwoju konkurencyjnych rynków Polityka energetyczna wskazuje na potrzebę zmiany mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu. Zgodnie z dokumentem, planowane jest wzmocnienie pozycji Prezesa URE, w związku z koniecznością wdrożenia wytycznych nowych dyrektyw rynkowych oraz w celu dostosowania pozycji regulatora do skonsolidowanej struktury sektora energetycznego, w szczególności poprzez stworzenie możliwości kształtowania pożądanej struktury i infrastruktury rynkowej.

Ustawa o zapasach

Kolejnym istotnym dla funkcjonowania sektora gazowego aktem prawnym jest ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na

³⁸ Dokument przyjęty na podstawie delegacji art. 15 a ustawy Prawo energetyczne przez Radę Ministrów na wniosek Ministra Gospodarki uchwałą nr 202/2009 z dnia 10 listopada 2009 r.

rynku naftowym (dalej ustawa o zapasach)³⁹. Określa ona jakie podmioty zobowiązane są do utrzymywania zapasów gazu ziemnego oraz jaka powinna być wielkość tych zapasów.

Powyższa ustawa w 2011 roku przeszła, istotną z punktu widzenia rozwoju konkurencji, nowelizację⁴⁰. Wprowadziła ona korzystniejsze warunki dla prowadzenia działalności gospodarczej przez podmioty już obecne na polskim rynku gazu ziemnego, jak również zamierzające dopiero na niego wejść. Zgodnie z ustawą, obowiązek utrzymywania zapasów gazu ziemnego został ograniczony wyłącznie do przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu dalszej jego odsprzedaży odbiorcom na terenie kraju. Zrezygnowano tym samym z obejmowania przedmiotowym obowiązkiem podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego wyłącznie na własny użytek. Ustawa wprowadziła zwiększenie z 50 do 100 mln m³ wysokości rocznego limitu przywozu gazu ziemnego uprawniającego do ubiegania się o uzyskanie zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, a także umożliwia ubieganie się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego także dla podmiotów, które dopiero planują rozpoczęcie działalności na rynku polskim. Kolejną istotną zmianą, jaką przewiduje ustawa, jest bez wątpienia dopuszczenie możliwości utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego poza granicami kraju. Nowe przepisy wprowadzają możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza granicami kraju w przypadku, jeśli ich parametry techniczne oraz właściwości sieci gazowych, do których instalacje te są podłączone, gwarantują możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasów do polskiego systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w okresie nieprzekraczającym 40 dni. Wprowadzone ustawą zmiany mają na celu ograniczenie barier wejścia podmiotom, które prowadzą działalność w niewielkich rozmiarach poprzez zmniejszenie liczby obowiązków, które muszą wypełnić zgodnie z obowiązującymi przepisami. Zmiany powinny przyczynić się do zwiększenia stopnia liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce zachęcając, zwłaszcza dużych odbiorców przemysłowych, którzy posiadają największe możliwości w tym zakresie, do poszukiwania alternatywnych źródeł dostaw gazu ziemnego zużywanego do prowadzonej działalności produkcyjnej, również na rynkach państw członkowskich UE.

³⁹ Ustawa z dnia 23 marca 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. Nr 52, poz. 343).

⁴⁰ Ustawa z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. Nr 234, poz. 1392).

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego⁴¹ (dalej rozporządzenie systemowe) określa, zgodnie z delegacją art. 9 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne, sposób prowadzenia obrotu paliwami gazowymi, a także warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego. Ponadto precyzuje warunki prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz korzystania z systemu gazowego i połączeń międzysystemowych. Przedmiotem regulacji są także zakres, warunki i sposób bilansowania systemu gazowego oraz prowadzenia z użytkownikami tego systemu rozliczeń, jak również zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym. Jednocześnie w rozporządzeniu systemowym określone zostały warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych. Dokument ten wskazuje też parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców.

Rozporządzenie systemowe uszczegóławia ogólne zapisy ustawy Prawo energetyczne, doprecyzowując zasady i warunki, na jakich przedsiębiorstwa obrotu prowadzą działalność, a także wskazując sposób zmiany sprzedawcy paliw gazowych oraz obowiązki podmiotów biorących udział w tym procesie, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia odbiorców końcowych.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi

Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁴² (dalej rozporządzenie taryfowe) wydane zgodnie z dyspozycją art. 46 ustawy Prawo energetyczne określa szczegółowe zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych. W rozporządzeniu

⁴¹ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2010 r. Nr 133, poz. 891).

⁴² Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2008 r. Nr 28, poz. 165).

w szczególności ustalone zostały kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe, zasady kalkulacji cen i stawek opłat, w tym za przyłączenie do sieci, za przekroczenie mocy, a także zasady rozliczeń z odbiorcami oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi.

Jak wcześniej wspomniano, do głównych celów szeroko rozumianego prawa energetycznego należy przeciwdziałanie negatywnym skutkom monopolu naturalnych, zapewnienie rozwoju konkurencji oraz równoważenie interesów ekonomicznych przedsiębiorców i odbiorców gazu. Podstawowy instrument służący realizacji tego zadania stanowią kompetencje Prezesa URE w zakresie zatwierdzania taryf oraz związanej z tym analizy i weryfikacji kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione. Prezes URE dokonując zatwierdzenia taryf skalkulowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne powinien zapewnić, z jednej strony pokrycie uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, a z drugiej strony ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat. Wśród dalszych celów kontroli cen i opłat w taryfach wymienić należy poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania paliw gazowych, równoprawne traktowanie odbiorców oraz przejrzystość cen i stawek opłat. Kontrola taryf służy także eliminowaniu subsydiowania skrośnego. Rozporządzenie taryfowe szczegółowo wskazuje kategorie kosztów, jakie poszczególne rodzaje przedsiębiorców energetycznych powinny uwzględniać przy kalkulacji taryf jako uzasadnione oraz określa metodę liczenia zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność. Podstawą ustalania cen i stawek zawartych w taryfie są porównywalne koszty poniesione w roku poprzedzającym rok ustalania taryfy.

Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci OSP i OSD

Zgodnie z art. 9g ustawy Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio: instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące:

- przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich;
- wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;

- kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego;
- współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych;
- przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.

Przedmiotowe instrukcje są przygotowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Instrukcje mają istotne znaczenie z punktu widzenia warunków konkurencji na rynku, gdyż powinny wzmacniać gwarancję niedyskryminacyjnego dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnych. Instrukcje uszczegóławiają przepisy ww. rozporządzenia systemowego w zakresie korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunków i sposobu prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Znaczenie instrukcji jest szczególnie istotne dla równoprawnego traktowania użytkowników systemu, bowiem z jednej strony ustalają one warunki, po spełnieniu których użytkownicy systemu mogą korzystać z sieci OSD lub OSP, z drugiej zaś zobowiązują operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego do prowadzenia ruchu sieciowego na określonych zasadach, znanych wszystkim użytkownikom systemu.

Niezwykle istotnym, z punktu widzenia procesu liberalizacji sektora gazowego oraz możliwości rozwoju konkurencji w tym sektorze, jest zatwierdzona 24 lipca 2012 r. nowa IRiESP. Dostosowuje ona instrukcję do zmian wynikających z nowego rozporządzenia systemowego oraz zapisów zawartych w III Pakiecie Energetycznym. Najważniejszą zawartą w niej modyfikacją jest wprowadzenie do IRiESP wirtualnego punktu przesyłowego (węzła wirtualnego), umożliwiającego transport gazu od fizycznych punktów wejścia do punktu wirtualnego i od punktu wirtualnego do fizycznych punktów wyjścia. Punkt wirtualny umożliwia handel gazem wewnątrz sieci przesyłowej w oderwaniu od fizycznej lokalizacji w sieci, co ma istotne znaczenie dla uruchomienia obrotu na giełdzie gazu oraz stworzenia obrotu wtórnego. Termin wejścia w życie nowej IRiESP to 1 grudnia 2012 r.

2.3.2. Organy właściwe oraz ich rola w kształtowaniu zasad funkcjonowania krajowego sektora gazu

Poniżej przedstawione zostały główne kompetencje Ministra Gospodarki, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w zakresie możliwości oddziaływania na kształt i funkcjonowanie sektora gazowego w Polsce.

Rola Ministra Gospodarki jako organu odpowiedzialnego za otoczenie prawne sektora gazowego

Zgodnie z art. 12 ustawy Prawo energetyczne, naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest Minister Gospodarki. Do zadań Ministra Gospodarki w zakresie polityki energetycznej należą m.in. przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji, określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonym w ustawie, a także nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą. Rola Ministra Gospodarki jest kluczowa ze względu na posiadaną przez Radę Ministrów inicjatywę legislacyjną w zakresie aktów prawnych regulujących funkcjonowanie krajowego sektora gazowego.

Rola Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jako regulatora ex ante

Zgodnie z art. 21 ustawy Prawo energetyczne, zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców paliw i energii. Jest on powoływany przez Prezesa Rady Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Zakres działania Prezesa URE został określony w art. 23 ustawy Prawo energetyczne. Do najistotniejszych jego zadań w zakresie nadzoru nad rynkami gazowymi należą:

- udzielanie i cofanie koncesji, w tym na: dystrybucję paliw gazowych, magazynowanie paliw gazowych, obrót paliwami gazowymi, przesył paliw gazowych, wytwarzanie paliw gazowych oraz skraplanie i regazyfikację gazu ziemnego;
- zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach;
- ustalanie maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
- wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania lub skraplania gazu ziemnego;
- zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i przesyłowych;
- rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także dotyczących nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych;
- monitorowanie: funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym, warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań.

Zgodnie z systemem prawnym obowiązującym w Polsce, ale także zgodnie z europejskim systemem prawnym, ochrona szeroko pojętej konkurencji na rynkach energetycznych, w tym w szczególności na rynku gazu podejmowana przez organ regulacyjny, jakim jest Prezes

URE, jest kontrolą *ex ante*, a więc działania regulatora powinny służyć zapobieganiu negatywnym zjawiskom na rynku, zanim one powstaną. Celem działania organów regulacyjnych jest bowiem doprowadzenie do zaistnienia konkurencji – w obszarach, w których jest to możliwe, na rynkach do niedawna zmonopolizowanych, oraz prowadzenie polityki regulacyjnej w obszarach, w których konkurencja ze względów strukturalnych nie ma szansy zaistnieć.

Rola Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów jako regulatora *ex post*

Do zakresu działania Prezesa UOKiK należy sprawowanie kontroli przestrzegania przez przedsiębiorców przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów⁴³ (dalej: uokik), w tym wydawanie decyzji w sprawach praktyk ograniczających konkurencję, koncentracji przedsiębiorców oraz praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. W zakresie ochrony konkurencji Prezes UOKiK przeciwdziała praktykom ograniczającym konkurencję, przez które ustawa rozumie porozumienia ograniczające konkurencję i nadużywanie pozycji dominującej na rynku. W odróżnieniu od organu regulacyjnego, ochrona konkurencji powierzona Prezesowi UOKiK sprowadza się głównie do działania *ex post*, czyli przywracania właściwej konkurencji na rynku, w przypadku naruszenia przepisów ww. ustawy oraz zapobiegania ponownym naruszeniom. Interwencje Prezesa UOKiK podejmowane są jako reakcja na stosowanie określonych antykonkurencyjnych praktyk, w celu ich zwalczenia, a nie w celu przeciwdziałania ich pojawieniu się. Wyłącznie w przypadku kontroli koncentracji Prezes UOKiK posiada kompetencje do interwencji o charakterze uprzednim i jednocześnie do bezpośredniego wpływania na strukturę podmiotową uczestników rynku. W ramach kontroli koncentracji, których zamiar dokonania podlega obowiązkowej notyfikacji organowi antymonopolowemu, Prezes UOKiK przeciwdziała koncentracjom o charakterze antykonkurencyjnym, nie dopuszczając do ich sinalizowania lub formułując względem uczestników koncentracji określone warunki niwelujące ich niepożądane dla konkurencji skutki.

⁴³ Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz.U. Nr 50, poz. 331 z późn. zm.).

2.4. Najważniejsze działania w zakresie promowania konkurencji w sektorze gazowym

Dotychczasowe działania podejmowane w celu promowania konkurencji na rynku gazu ziemnego w Polsce mają charakter wielopłaszczyznowy. Można tu wskazać na pewne działania faktyczne, które są podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne działające w sektorze oraz przez organ regulacyjny, a które mają znaczenie dla funkcjonowania przedmiotowego rynku. Pewne działania mają z kolei charakter legislacyjny i tworzą nowe środowisko regulacyjne, przyczyniając się do zaistnienia konkurencji na rynku gazowym. Jeszcze inne, jak interwencje organu antymonopolowego, służą przywróceniu prawidłowych zasad funkcjonowania rynku w obszarze niepoddanym regulacji Prezesa URE. Omówienie wszystkich podjętych do tej pory działań w zakresie promowania konkurencji w sektorze gazowym przekracza ramy niniejszego raportu wobec czego przedstawione zostaną dwa wybrane rodzaje działań: działania związane z zagwarantowaniem równego dostępu do infrastruktury stanowiące podstawę do dalszej liberalizacji sektora oraz działania podejmowane przez Prezesa UOKiK ukazujące znaczenie tego organu we wspieraniu rozwoju konkurencji na rynku gazowym.

2.4.1. Działania związane z zagwarantowaniem równego dostępu do infrastruktury

W pierwszej kolejności należy wskazać na dotychczasowe działania Prezesa URE związane z dążeniem do zapewnienia niezależności operatorów systemów przesyłowego, dystrybucyjnych i magazynowego oraz rozdzieleniem obrotu od działalności polegającej na transporcie gazu. Istotne znaczenie miało w tym zakresie wyznaczenie przez Prezesa URE decyzją z dnia 18 grudnia 2006 r. spółki Gaz-System – jednoosobowej spółki Skarbu Państwa, na operatora systemu przesyłowego do 2014 r. Następnie w 2010 r. Gaz-System został wyznaczony OSP do 2030 r. W międzyczasie następował sukcesywny transfer leasingowanego w początkowym okresie majątku sieciowego z PGNiG do Gaz-System. Proces wyposażania OSP we własny majątek sieciowy miał duże znaczenie dla pełnej jego niezależności.

Fundamentalnym etapem procesu liberalizacji rynku był również podział z dniem 1 lipca 2007 r. zintegrowanych pionowo spółek gazownictwa na spółki zajmujące się działalnością obrotu i spółki zajmujące się działalnością dystrybucyjną (tzw. unbundling prawny)

i wprowadzenie z tym samym dniem prawnych ram dla zasady TPA w ustawie Prawo energetyczne.

Kolejny niezmiernie istotny etap to wyznaczenie przez Prezesa URE decyzją z dnia 31 grudnia 2008 r. PGNiG operatorem systemu magazynowania paliw gazowych i realizacja przez PGNiG projektów rozbudowy i budowy nowych magazynów gazu. Ww. działaniom faktycznym, towarzyszyły zmiany w szeroko rozumianym prawie energetycznym nakładające na operatorów obowiązki mające zapewnić świadczenie przez nich usług na równych i niedyskryminacyjnych zasadach. Obecnie operatorem systemu magazynowego jest wydzielony prawnie z PGNiG Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.

W dalszej kolejności należy wskazać na powierzenie przez Prezesa URE funkcji operatora na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) Jamał - Europa spółce Gaz-System. Decyzja w tej sprawie została wydana przez Prezesa URE w dniu 17 listopada 2010 r. Właścicielem polskiego odcinka SGT jest spółka System Gazociągów Przesyłowych EuRoPol Gaz. Zgodnie z przedmiotową decyzją, OSP jest zobowiązany do oferowania wszystkim uczestnikom rynku gazu usług przesyłowych na zasadach niedyskryminacyjnych oraz do dostarczania wszystkim zainteresowanym informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania, a także do zapewnienia bezpiecznego i prawidłowego funkcjonowania systemu, w tym zapewnienia wzajemnych połączeń z systemami przesyłowymi.

2.4.2. Działania Prezesa UOKiK przeciwdziałające praktykom ograniczającym konkurencję

Prezes UOKiK prowadzi stały monitoring rynków gazu w kontekście ewentualnych nieprawidłowości antymonopolowych i w uzasadnionych przypadkach podejmuje interwencje na tych rynkach. W ostatnim czasie Prezes UOKiK podejmował interwencje dotyczące antykonkurencyjnych działań podejmowanych przez PGNiG.

W toku postępowania zakończonego decyzją z dnia 13 kwietnia 2012 r.⁴⁴ Prezes UOKiK ustalił, iż zapisy w umowach kompleksowych na dostawy gazu do największych odbiorców

⁴⁴ Prawomocna decyzja Prezesa UOKiK z dnia 13 kwietnia 2012 r. nr DOK - 1/2012.

przemysłowych w Polsce zawierają postanowienia, które mogą utrudniać kontrahentom wypowiedzenie umowy dostarczania paliwa w przypadku zmiany sprzedawcy, przez co może dochodzić do nadużywania pozycji dominującej przez PGNiG na krajowym rynku sprzedaży detalicznej gazu. Prezes UOKiK uznał, iż stosowany przez PGNiG termin wypowiedzenia umowy kompleksowej wiąże nabywcę gazu z PGNiG w skrajnych przypadkach nawet do 15 miesięcy bez względu na przyczynę wypowiedzenia, a więc również w razie wypowiedzenia złożonego z powodu chęci zmiany przez odbiorcę sprzedawcy paliwa gazowego.

Zgodnie z przedmiotowym postanowieniem umownym skutek wypowiedzenia w postaci rozwiązania umowy kompleksowej następuje zawsze na koniec roku kalendarzowego: dotychczasowego lub następnego w zależności od momentu złożenia oświadczenia woli o wypowiedzeniu. Jeżeli odbiorcałoży stosowne oświadczenie w okresie od 1 stycznia do 30 września danego roku to rozwiązanie umowy nastąpi z końcem tego samego roku, natomiast jeżeli wypowiedzenie zostanie złożone w okresie od 1 października do 31 grudnia to skutek w postaci rozwiązania umowy zrealizuje się dopiero z końcem roku następnego. Odbiorca PGNiG, który miałby zamiar zmienić sprzedawcę paliwa gazowego byłby zobowiązany w pierwszej kolejności rozwiązać umowę z PGNiG. W tym celu musiałby on skorzystać z zawartego w umowie kompleksowej unormowania odnoszącego się do możliwości jej wypowiedzenia, a tym samym byłby on związany długimi terminami wypowiedzenia.

Prezes Urzędu uznał, że ukształtowanie okresu wypowiedzenia w opisany powyżej sposób może stanowić okoliczność zniechęcającą lub nawet skutecznie powstrzymującą odbiorcę PGNiG od zmiany sprzedawcy paliwa gazowego. Konsekwencją związania odbiorców z PGNiG długimi terminami wypowiedzenia mogło być utrudnienie, a nawet uniemożliwienie wejścia nowych sprzedawców detalicznych na zdominowane przez PGNiG rynki sprzedaży paliwa gazowego. Opisana praktyka może zatem przeciwdziałać ukształtowaniu się warunków niezbędnych do rozwoju konkurencji pomiędzy PGNiG i pozostałymi (także potencjalnymi) detalicznymi sprzedawcami paliwa gazowego. Może mieć więc ona wymiar antykonkurencyjny, wywierając bezpośredni wpływ na stan i potencjalny rozwój konkurencji na rynku detalicznej sprzedaży paliwa gazowego. Jednocześnie należy wskazać, że, w opinii organu antymonopolowego, praktyka PGNiG może mieć również pośredni wpływ na rynek hurtowej sprzedaży paliwa gazowego. Prezes Urzędu uznał, wobec wyrażenia w toku postępowania przez PGNiG woli dobrowolnego dostosowania kształtu relacji z odbiorcami do stanu zgodności z regułami konkurencji, iż zasadnym jest przyjęcie w sprawie zobowiązania

PGNiG. W ocenie Prezesa Urzędu zrealizowanie przez PGNiG zobowiązania poprzez modyfikację wzorców umów kompleksowych i umożliwienie dotychczasowym kontrahentom skrócenia obowiązującego ich terminu wypowiedzenia tych umów pozwoli na szybkie wyeliminowanie ewentualnych skutków uprawdopodobnionej praktyki. Realizacja zobowiązania PGNiG może pozytywnie oddziaływać na skuteczność liberalizacji rynku sprzedaży paliwa gazowego w Polsce, przyczyniając się do zwiększenia mobilności odbiorców tego paliwa, a przez to do rozwoju zarówno hurtowego, jak i detalicznego rynku sprzedaży paliwa gazowego.

Z kolei w toku postępowania zakończonego decyzją z dnia 5 lipca 2012 r.⁴⁵ Prezes UOKiK ustalił, iż PGNiG, odmawiając sprzedaży gazu kontrahentowi NowyGaz Sp. z o.o., zamierzającemu dokonywać dalszej odsprzedaży gazu odbiorcom końcowym, nadużył pozycji dominującej na rynku hurtowej sprzedaży gazu. NowyGaz był pierwszym przedsiębiorcą, który wnioskował do PGNiG o możliwość zawarcia umowy kompleksowej na dostawę gazu w określonym punkcie wyjścia z systemu przesyłowego, będącym jednocześnie punktem wejścia do systemu dystrybucyjnego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Nabyte w ten sposób paliwo gazowe NowyGaz zamierzał odsprzedawać odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci dystrybucyjnej MSG, zaopatrywanym dotychczas przez rynkowego dominanta, jakim jest PGNiG. Tymczasem PGNiG odmawiał przez okres wielu miesięcy zawarcia kompleksowej umowy sprzedaży, uzasadniając to problemami formalnymi, tj. brakiem odpowiednich regulacji prawnych i niewystarczających postanowień IRiESD MSG oraz względami technicznymi, m.in. dotyczącymi braku możliwości alokacji i rozliczenia gazu w sytuacji gdy gaz wprowadzany jest w jednym punkcie wejścia do systemu dystrybucyjnego przez dwa podmioty. Przeprowadzone postępowanie udowodniło, że odmowa podpisania umowy nie miała obiektywnego uzasadnienia, lecz stanowiła przejaw nadużywania pozycji dominującej przez PGNiG. Brak zawarcia kontraktu blokował rozwój konkurencji w zakresie detalicznej sprzedaży gazu, poprzez uniemożliwienie przedsiębiorcom faktycznie i potencjalnie zainteresowanym detaliczną sprzedażą gazu wejścia na rynek, a tym samym podjęcie konkurencji z PGNiG na tym szczeblu obrotu gazem. Praktyka miała więc na celu ograniczenie lub co najmniej opóźnienie rozwoju konkurencji na rynku detalicznej sprzedaży gazu ziemnego. Jej skutki odczuwalne były przez końcowych odbiorców gazu, w tym konsumentów, którzy w myśl obowiązujących przepisów powinni mieć swobodny

⁴⁵ Decyzja Prezesa UOKiK z dnia 5 lipca 2012 r. nr DOK - 2/2012, decyzja jest nieprawomocna, PGNiG złożył od niej odwołanie.

wybór sprzedawcy gazu, a także jego zmiany. Tymczasem mogli oni kupić paliwo jedynie w PGNiG. Obecność na rynku innych dostawców gazu skutkować mogła obniżką cen oraz lepszą jakością świadczonych usług. Za nadużywanie pozycji rynkowej Prezes UOKiK nałożył na PGNiG karę finansową w wysokości 60 mln zł. Ustalając wysokość sankcji wzięto m.in. pod uwagę, że praktyka PGNiG utrudniała liberalizację rynku sprzedaży gazu ziemnego. Z kolei okolicznością łagodzącą było zaprzestanie stosowania niedozwolonej praktyki.

Przeprowadzone dotychczas działania liberalizujące rynek gazu doprowadziły w ostatnim czasie do powstania zaczątków konkurencji. Jak wynika z przeprowadzonego przez Prezesa URE monitoringu⁴⁶, na koniec I kwartału 2012 r., sprzedawcę gazu zmieniło 10 odbiorców (w tym 4 zmiany w grupie taryfowej W 1-4). Wszystkie zmiany odnotowano na terenie działania Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. W odniesieniu do umów zawartych ze sprzedawcami lub odbiorcami gazu należy stwierdzić, iż Gaz-System posiadał zawarte umowy dot. usług przesyłania paliwa gazowego z 16 podmiotami (29 umów), natomiast w zakresie dystrybucji: 4 umowy-Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., 3 umowy-Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., 2 umowy-Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz po 1 umowie-Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. i Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

2.5. Możliwości korzystania z pomocy publicznej przez przedsiębiorców z sektora gazowego

Jednym z zadań państwa realizowanych w odniesieniu do sektora gazowego jest zapewnienie nieprzerwanych dostaw tego paliwa do mieszkańców. By mogło ono być skutecznie realizowane, konieczne jest istnienie infrastruktury o odpowiednich parametrach technicznych. Koszty budowy, rozbudowy i modernizacji infrastruktury gazowniczej są na ogół bardzo znaczne, dlatego też często są one finansowane nie tylko przez samych przedsiębiorców, ale także przez państwo. Powodem takiej polityki jest m.in. dążenie do ochrony odbiorców przed nadmiernie wysokimi cenami gazu, ponieważ koszty związane z infrastrukturą mają przełożenie na stawki opłat pobieranych przez przedsiębiorstwa

⁴⁶ Prezes URE rozszerzył od 2012 r. monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy na rynku gazu. Przygotowane zostały ankiety kwartalne, które zostały skierowane do operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego w styczniu 2012 r.

energetyczne (opłat za przesył, dystrybucję, magazynowanie, regazyfikację skroplonego gazu ziemnego itp.), co ma bezpośredni wpływ na ceny gazu ponoszone przez odbiorców końcowych. Należy także wskazać, że duża część infrastruktury gazowniczej ma charakter „urządzeń koniecznych do prowadzenia działalności gospodarczej” (*essential facility*), zatem ich budowa i rozbudowa wywiera pozytywny wpływ na konkurencję w całym sektorze gazowym. Tym niemniej, nie zmienia to faktu, że publiczne finansowanie inwestycji infrastrukturalnych prowadzonych przez przedsiębiorców może wiązać się z udzieleniem im pomocy publicznej.

W systemie prawnym Unii Europejskiej istnieje zakaz udzielenia przedsiębiorcom pomocy publicznej, wynikający z art. 107 ust. 1 TFUE. Przepis ten brzmi następująco: *„Z zastrzeżeniem innych postanowień przewidzianych w Traktatach, wszelka pomoc przyznawana przez Państwo Członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, jest niezgodna z rynkiem wewnętrznym w zakresie, w jakim wpływa na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi”*.

Z powyższego wynika, że aby dany środek został uznany za pomoc publiczną, musi spełniać łącznie następujące przesłanki:

1. wsparcie udzielane jest przez państwo lub ze źródeł państwowych,
2. ma charakter selektywny (uprzywilejowuje określonego lub określonych przedsiębiorców albo produkcję określonych towarów),
3. powoduje uzyskanie przez przedsiębiorcę przysporzenia na warunkach korzystniejszych od rynkowych,
4. grozi zakłóceniem lub zakłóca konkurencję oraz wpływa na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE.

Zakaz udzielania pomocy publicznej nie jest jednak bezwarunkowy, gdyż przepisy TFUE przewidują szereg sytuacji, w których pomoc jest zgodna z rynkiem wewnętrznym⁴⁷ lub może zostać za taką uznana przez Komisję Europejską⁴⁸.

⁴⁷ Art. 107 ust. 2 TFUE.

⁴⁸ Art. 107 ust. 3 TFUE.

Przedsiębiorcy działający w sektorze gazowym mogą korzystać z pomocy publicznej na takich samych zasadach, jak przedsiębiorcy działający w innych sektorach gospodarki. Mogą więc uzyskać pomoc *de minimis*⁴⁹, pomoc na ratowanie i restrukturyzację zagrożonych przedsiębiorstw⁵⁰, pomoc w ramach wyłączeń grupowych⁵¹ – regionalną⁵², na ochronę środowiska⁵³, szkoleniową⁵⁴, na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną⁵⁵, itp.

Jednakże w praktyce największe znaczenie dla sektora gazowego ma pomoc na inwestycje infrastrukturalne, nieprzyznawana na podstawie wyłączeń grupowych, w ramach szczególnych wytycznych czy programów pomocowych⁵⁶. To bowiem przy dokonywaniu oceny jej zgodności z rynkiem wewnętrznym brane są pod uwagę elementy charakterystyczne dla sektora gazowego. Podstawą prawną do jej zatwierdzenia przez KE jest zazwyczaj art. 107 ust. 3 lit. c TFUE. Przepis ten stanowi, że za zgodną z rynkiem wewnętrznym może zostać uznana „*pomoc przeznaczona na ułatwianie rozwoju niektórych działań gospodarczych lub niektórych regionów gospodarczych, o ile nie zmienia warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem*”.

W celu wykazania, że planowana pomoc publiczna może zostać uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym na podstawie ww. przepisu, należy uzasadnić, że spełnia ona tzw. test bilansujący. W trakcie przeprowadzania testu bilansującego badane są następujące kwestie:

⁴⁹ Na podstawie rozporządzenia Komisji (WE) nr 1998/2006 z dnia 15 grudnia 2006 r. w sprawie stosowania art. 87 i 88 Traktatu do pomocy *de minimis* (Dz. Urz. UE L 379 z 28.12.2006 r., s. 5) oraz ewentualnie rozporządzenia Komisji (UE) nr 360/2012 z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie stosowania art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej do pomocy *de minimis* przyznawanej przedsiębiorstwom wykonującym usługi świadczone w ogólnym interesie gospodarczym (Dz. Urz. UE L 114 z 26.04.2012 r., s. 8).

⁵⁰ Por. Wytyczne wspólnotowe dotyczące pomocy państwa w celu ratowania i restrukturyzacji zagrożonych przedsiębiorstw (Dz. Urz. UE C 244 z 1.10.2004 r., str. 2, przedłużone komunikatem Komisji dotyczącym przedłużenia okresu ważności wytycznych wspólnotowych dotyczących pomocy państwa w celu ratowania i restrukturyzacji zagrożonych przedsiębiorstw (Dz. Urz. UE C 156 z 9.07.2009 r., s. 3)).

⁵¹ Na podstawie rozporządzenia Komisji (WE) nr 800/2008 z dnia 6 sierpnia 2008 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne ze wspólnym rynkiem w zastosowaniu art. 87 i 88 Traktatu (ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń blokowych (Dz. Urz. UE L 214 z 9.08.2008 r., s. 3)).

⁵² Por. Wytyczne w sprawie krajowej pomocy regionalnej na lata 2007-2013 (Dz. Urz. UE C 54 z 4.03.2006 r., str. 13) oraz Komunikat Komisji w sprawie kryteriów dotyczących szczegółowej oceny pomocy regionalnej dla dużych projektów inwestycyjnych (Dz. Urz. UE C 223 z 16.09.2009 r., str. 3).

⁵³ Por. Wytyczne wspólnotowe w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska (Dz. Urz. UE C 82 z 1.04.2008 r., str. 1).

⁵⁴ Por. też Komunikat Komisji – Kryteria analizy zgodności pomocy państwa na szkolenia w sprawach podlegających zgłoszeniu indywidualnemu (Dz. Urz. UE C 188 z 11.08.2009 r., str. 1).

⁵⁵ Por. Wspólnotowe zasady ramowe dotyczące pomocy państwa na działalność badawczą, rozwojową i innowacyjną (Dz. Urz. UE C 323 z 30.12.2006 r., str. 1).

⁵⁶ Nie oznacza to, że nie istnieją programy pomocowe dedykowane specyficznie dla sektora gazowego – por. np. decyzję Komisji z dnia 30 czerwca 2009 r. w sprawie N 405/2008 – Polska – Program pomocy regionalnej na inwestycje w infrastrukturę energetyczną, telekomunikacyjną, infrastrukturę służącą badaniom i rozwojowi oraz uzdrowiskową, dostępną na stronie internetowej:

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/227119/227119_1117309_70_1.pdf.

1. czy pomoc jest ukierunkowana na wyraźnie określony cel leżący we wspólnym interesie;
2. czy pomoc została zaplanowana w taki sposób, by zapewnić realizację ww. celu, w szczególności:
 - a. czy udzielenie pomocy jest odpowiednim instrumentem, tj. czy istnieją inne, bardziej stosowne narzędzia;
 - b. czy istnieje efekt zachęty, tj. czy pomoc powoduje zmianę zachowania przedsiębiorstw;
 - c. czy pomoc jest proporcjonalna, tj. czy tę samą zmianę można by uzyskać przy udzieleniu mniejszej pomocy;
3. czy zakłócenie konkurencji i wpływ na wymianę handlową są wystarczająco ograniczone, aby ogólny bilans był pozytywny.

Zaprezentowana powyżej metoda oceny zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym została zastosowana do oceny kilku najważniejszych projektów pomocy publicznej dla sektora gazowego, notyfikowanych przez władze polskie. Decyzje KE w tych sprawach zostały omówione poniżej. Są one znamienne jeśli chodzi o możliwości korzystania z pomocy publicznej przez przedsiębiorców działających w sektorze gazowym, gdyż pokazują podejście Komisji Europejskiej do projektów pomocy indywidualnej na inwestycje w infrastrukturę gazową oraz problemy występujące przy ocenie ich zgodności z rynkiem wewnętrznym. Decyzje te dotyczyły następujących inwestycji:

- budowy przez Gaz-System 953 km gazociągów przesyłowych, na co przeznaczona została pomoc publiczna w wysokości 1 207 710 000 zł, uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym decyzją KE z dnia 15 marca 2010 r. w sprawie N 594/2009 – Polska – Pomoc dla Gaz-System na inwestycje w sieci przesyłowe gazu ziemnego w Polsce⁵⁷,
- budowy i rozbudowy przez PGNiG czterech podziemnych magazynów gazu: Strachocina (zwiększenie pojemności o 180 mln m³), Wierzchowice (zwiększenie pojemności o 625 mln m³), Mogilno (zwiększenie pojemności o 122 mln m³) oraz Kosakowo (budowa nowego magazynu o łącznej pojemności 100 mln m³), na które KE zatwierdziła pomoc publiczną w kwocie 1 539 920 200 zł na mocy decyzji z dnia 23 czerwca 2010 r.,

⁵⁷ Dokument dostępny na stronie internetowej: http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/comp-2009/n594-09.pdf.

- wydanej w sprawie N 660/2009 – Polska – Pomoc na inwestycje w podziemne magazyny gazu dla PGNiG⁵⁸,
- budowy gazoportu w Świnoujściu przez spółkę Polskie LNG S.A., na którą KE zaakceptowała pomoc publiczną w wysokości ponad 925 mln zł (decyzją z dnia 5 października 2011 r. w sprawie SA.31953 (2011/N) – Polska – Budowa terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu⁵⁹).

Wszystkie z ww. decyzji dotyczyły pomocy publicznej na inwestycje realizowane przez przedsiębiorców działających w sektorze gazowym, jednak każda z nich wykazywała pewną specyfikę. W przypadku pomocy dla Gaz-Systemu najbardziej kontrowersyjną kwestią było rozstrzygnięcie, czy publiczne finansowanie Gaz-Systemu w ogóle stanowi pomoc publiczną. Zgodnie bowiem z dotychczasową praktyką KE⁶⁰, publiczne finansowanie infrastruktury o charakterze „urządzeń koniecznych” (*essential facility*)⁶¹, ograniczonej do terytorium jednego kraju, charakteryzującej się na tyle wysokimi kosztami inwestycyjnymi, że jej powielenie byłoby nieopłacalne, sprawia, że budowa i utrzymanie takiej infrastruktury odbywa się w warunkach monopolu naturalnego na terytorium tegoż państwa. Nie występuje więc konkurencja na rynku budowy i zarządzania taką infrastrukturą. Natomiast budowa i utrzymanie tego typu infrastruktury, udostępnianej na równych i niedyskryminujących zasadach, stanowi *de facto* zadanie państwa, wykonywane za pośrednictwem podmiotu wchodzącego w skład administracji publicznej bądź też spoza jej zakresu (np. przedsiębiorcę publicznego), czasami w warunkach monopolu ustawowego. Sprawia to, że nie istnieje także konkurencja o rynek. To zaś prowadzi do konkluzji, że nie zachodzi groźba zakłócenia konkurencji, a zatem nie jest spełniona czwarta z wymienionych powyżej przesłanek występowania pomocy publicznej. W omawianej decyzji KE doszła jednak do przeciwnego wniosku. Stwierdziła bowiem, że rynek przesyłu gazu jest uzależniony od położenia sieci przesyłowej, ma zatem charakter lokalny. Charakter monopolu naturalnego mają więc – zdaniem KE – sieci przesyłowe na określonym terenie („*zaprojektowane do przesyłu energii do ludności zamieszkującej określony teren*”⁶²). Tak więc KE doszła do przekonania, że

⁵⁸ Dokument dostępny na stronie internetowej: http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/comp-2009/n660-09.pdf.

⁵⁹ Dokument dostępny na stronie internetowej: http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/comp-2011/sa31953-2011n.pdf.

⁶⁰ Por. np. decyzję KE z dnia 17 lipca 2002 r. w sprawie N 356/2002 – Zjednoczone Królestwo – Railtrack plc/Network Rail, dostępna na stronie internetowej: http://ec.europa.eu/eu_law/state_aids/transport-2002/n356-02.pdf.

⁶¹ Urządzenia konieczne to urządzenia niezbędne do prowadzenia działalności gospodarczej na danym rynku.

⁶² Punkt 37 omawianej decyzji.

zarówno sama dotacja, jak i późniejszy charakter wybudowanej infrastruktury jako monopolu naturalnych zniechęcą inne przedsiębiorstwa do inwestowania w sieci przesyłowe gazu, a zatem istnieje groźba zakłócenia konkurencji.

Natomiast dokonując oceny zgłoszonej pomocy pod kątem zgodności z rynkiem wewnętrznym KE zauważyła, że inwestycja przyczyni się do rozwoju wewnętrznego rynku gazu i poprawy bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej, zaś przy braku publicznego finansowania nie zostałaby zrealizowana w dającej się przewidzieć przyszłości. Ewentualne zakłócenia konkurencji w postaci zniechęcenia innych podmiotów do zainwestowania w gazociągi przesyłowe i do ewentualnego wejścia na rynek przesyłu gazu są równoważone na rynku niższego szczebla, ponieważ Gaz-System musi udostępniać infrastrukturę wszystkim potencjalnie zainteresowanym przedsiębiorstwom energetycznym w oparciu o zasadę TPA.

W decyzji dotyczącej pomocy dla PGNiG nacisk został położony na to, że budowana infrastruktura przyczyni się do zwiększenia poziomu bezpieczeństwa energetycznego Polski, a także całej Unii Europejskiej, zaś magazynowanie gazu jest instrumentem uznanym prawnie, szeroko stosowanym w państwach członkowskich w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Natomiast analizy pod kątem niezbędności pomocy wskazały, że utworzenie przez przedsiębiorcę bez uzyskania pomocy publicznej ponad 1 mld m³ nowych pojemności magazynowych wiązałoby się z koniecznością podniesienia taryf za magazynowanie gazu do poziomu, który nie byłby do zaakceptowania przez Prezesa URE oraz przez ogół odbiorców. Także sama opłacalność inwestycji w przypadku braku wsparcia ze strony państwa sprawia, że bez pomocy inwestor rynkowy nie podjąłby się ich realizacji. Tak więc pożądane ze względu na interes całej UE inwestycje mogą zostać przeprowadzone wyłącznie dzięki środkom pomocowym. Istotne znaczenie miało także to, że dodatkowe pojemności magazynowe, które powstaną dzięki planowanej pomocy, będą udostępniane zgodnie z zasadą TPA. KE zauważyła więc, że realizacja wspieranych inwestycji poprawi dostęp do pojemności magazynowych dla stron trzecich, ułatwiając w ten sposób większej liczbie podmiotów wejście na rynek gazu w Polsce, co przyniesie w efekcie korzyści konsumentom (bowiem bieżący niedobór pojemności magazynowych spowalnia rozwój konkurencji na tym rynku). Tak więc ewentualne zakłócenie konkurencji na rynku magazynowania gazu przez umocnienie pozycji monopolisty na tym rynku będzie równoważone przez pozytywne skutki na rynkach niższego rzędu.

W przypadku pomocy na budowę gazoportu w Świnoujściu sprawa dotyczyła inwestycji *de facto* tworzącej rynek (dotychczas w Polsce nie istniała infrastruktura pozwalająca na przywóz dużych ilości skroplonego gazu ziemnego z praktycznie każdego miejsca na świecie). Badając skutki udzielenia pomocy na konkurencję na polskim rynku gazu KE uznała z jednej strony, że środek wzmocni pozycję Polskiego LNG S.A. wobec potencjalnych konkurentów, obniżając i tak znikome prawdopodobieństwo budowy terminali LNG przez inne podmioty. Jednakże KE zauważyła, że biorąc pod uwagę cały region Morza Bałtyckiego, ryzyko takie nie jest znaczne, zwłaszcza zważywszy na fakt, że decyzja o zamiarze udzielenia pomocy nie stanowiła przeszkody do realizacji tego typu inwestycji w innych państwach członkowskich (Finlandia, Litwa). Natomiast KE zauważyła, że budowa Terminalu LNG w Świnoujściu otworzy drogę na polski rynek wszystkim zainteresowanym podmiotom bez ograniczeń właściwych dla infrastruktury liniowej (gazociągów). Może to doprowadzić do zwiększenia wolumenu handlu gazem do Polski i z Polski. Dzięki realizacji projektu prawdopodobny stanie się rozwój konkurencji na rynku gazu w Polsce przez stworzenie możliwości wejścia na ten rynek, jak również przez umożliwienie dostawcom z Polski dostępu do źródeł gazu zlokalizowanych na całym świecie. Zapewnić to ma stosowana przez beneficjenta zasada TPA. Przedsiębiorcy działający na rynkach niższego szczebla będą mogli za pośrednictwem Terminalu LNG kupić gaz u innych dostawców niż PGNiG (np. w ramach współpracy kilku takich podmiotów w celu importowania łącznie większych ilości gazu, który może następnie być wprowadzony do Krajowego Systemu Przesyłowego bądź przeładowany na cysterny samochodowe), w związku z czym zwiększy się ich niezależność od lidera rynku. Istotne było także to, że wybudowanie Terminalu LNG zwiększy bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski dzięki zapewnieniu dywersyfikacji źródeł dostaw. Jednocześnie KE zauważyła, że w Polsce nie pojawił się dotychczas projekt, który w podobny sposób zapewniłby osiągnięcie opisanych powyżej celów leżących we wspólnym interesie. Natomiast dzięki udzieleniu pomocy na budowę Terminalu LNG w Świnoujściu możliwe będzie obniżenie stawek taryf stosowanych przez beneficjenta, prowadzące do powstania możliwości importu gazu z kierunków innych niż obecnie dominujący, co przyczyni się do powstania bardziej konkurencyjnego rynku gazu tak w Polsce, jak i w całej Europie Środkowo-Wschodniej.

We wszystkich powyższych sprawach konkluzją rozważań Komisji było, że planowane dofinansowanie inwestycji w sektorze gazowym stanowi pomoc publiczną, która została

uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c TFUE, gdyż spełniała test bilansujący.

Analiza powyższych decyzji KE, najistotniejszych jak dotąd jeśli chodzi o pomoc publiczną w analizowanym sektorze, prowadzi do kilku wniosków co do możliwości uzyskania środków pomocowych przez działających w nim przedsiębiorców.

Po pierwsze, KE przychylnie odnosi się do planów udzielenia pomocy publicznej na realizację inwestycji, które wiążą się z ponoszeniem wysokich kosztów (można przy tym zauważyć, że wysokie koszty inwestycji infrastrukturalnych są charakterystyczne dla sektora gazowego). W takich bowiem sytuacjach decyzje inwestycyjne przedsiębiorców ograniczone są dostępnością kapitału. Ze względu na to, że działalność przedsiębiorstw energetycznych jest ściśle regulowana (stosowane przez nie ceny i stawki opłat wynikają z taryf opracowywanych zgodnie z precyzyjnie określoną w obowiązujących przepisach metodologią, a także – jak do tej pory – w pełnym zakresie podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE) mają one ograniczone możliwości uzyskiwania w ramach prowadzonej działalności środków na inwestycje. Taryfy muszą bowiem uwzględniać nie tylko pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych i realizacji powierzanych im zadań, ale także ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Natomiast całe terytorium Polski kwalifikuje się jako region objęty pomocą na mocy wyłączenia z art. 107 ust. 3 lit. a TFUE, przy produkcie krajowym brutto na mieszkańca według parytetu siły nabywczej poniżej 75% średniej UE. Natomiast według danych Eurostatu⁶³, w 2011 r. średnia cena gazu dla gospodarstw domowych w Polsce mierzona standardem siły nabywczej (PPS – Purchasing Power Standard) należała do najwyższych w Unii Europejskiej. Podnoszenie taryf budzi więc niepokój ze względów spójności społecznej. W związku z tym, realizacja dużych inwestycji w czasie odpowiednim do osiągnięcia celów krajowej i unijnej polityki energetycznej często możliwa jest jedynie w przypadku udzielenia pomocy publicznej. Pokazują to zwłaszcza analizy ekonomiczno-finansowe inwestycji (mające następnie odzwierciedlenie w decyzjach Komisji), z których wynika, że bez udzielenia pomocy publicznej inwestor działający w warunkach rynkowych nie podjąłby się ich realizacji.

⁶³ Źródło: zestawienie *Electricity and natural gas prices*, dostępne na stronie internetowej: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/images/a/a1/Energy_prices_2011s2.xls.

Po drugie, bardzo istotny jest cel, do którego realizacji przyczyni się dana inwestycja dofinansowywana środkami pomocowymi. Zazwyczaj KE aprobuje pomoc dla inwestycji, które przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa, ciągłości i jakości dostaw gazu do odbiorców, jak również bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich i całej Unii Europejskiej. Jednakże doceniając znaczenie tych celów, KE przy ocenie zgłoszonej pomocy publicznej nie traci z pola widzenia jej strukturalnego wpływu na rynki w sektorze gazowym. Często w wyniku tej analizy KE dochodzi do wniosku, że nawet pomoc udzielona podmiotowi mającemu pozycję monopolistyczną bądź niemal monopolistyczną na jednym z rynków wywoła pozytywne skutki na rynkach sąsiadujących, dzięki temu, że również inni przedsiębiorcy będą mogli wykorzystać sfinansowaną infrastrukturę (mającą nierzadko charakter *essential facility*) do rozpoczęcia lub rozszerzenia swojej działalności. Może to w efekcie doprowadzić do otwarcia tych rynków na konkurencję. Jednakże KE kładzie duży nacisk na to, by zapewnione zostało równoprawne traktowanie wszystkich zainteresowanych przedsiębiorców i odbiorców w zakresie świadczenia usług za pomocą dofinansowanej infrastruktury. W tym kontekście niezwykle istotne jest zagwarantowanie efektywności zasady TPA, której stosowanie w pełnym zakresie do tworzonych urządzeń stanowi ważny element dla zapewnienia zgodności planowanej pomocy z rynkiem wewnętrznym. Istotne są także skutki pomocy dla konkurencji na całym rynku gazu w UE, a zwłaszcza jej wpływ na jego integrację i powstanie wewnętrznego rynku gazu. Można więc mówić o szerokim podejściu KE do analizy wpływu pomocy na konkurencję, obejmującym tak rynki sąsiadujące z rynkiem, na którym działa beneficjent, jak i rynek wewnętrzny UE w całości.

3. Warunki i możliwości liberalizacji sektora gazowego w Polsce

Na drodze do liberalizacji polskiego rynku stoi wiele przeszkód. Nie powinno się jej bowiem postrzegać w kategoriach samego zniesienia istniejących regulacji. W przypadku zmiany reguł funkcjonowania sektora gazowego Państwo zobowiązane winno być do monitorowania i kształtowania procesu zwiększania znaczenia mechanizmów rynkowych w tym sektorze. Zadbać należy w szczególności by przeprowadzana liberalizacja nie miała negatywnych skutków tak dla gospodarki kraju, jak i dla społeczeństwa. Poniżej omawiamy najistotniejsze, z punktu widzenia możliwości stworzenia efektywnej konkurencji, kwestie związane z opisaną problematyką.

3.1. Podstawowe uwarunkowania liberalizacji sektora gazowego

Wszelkie prace nad liberalizacją polskiego sektora gazowego powinny uwzględniać dwie istotne okoliczności. Pierwszą z nich są zobowiązania wynikające z prawa unijnego, w tym obowiązek uwolnienia cen dla odbiorców przemysłowych. Drugą są zasady dostaw gazu z najważniejszego, co najmniej w krótkiej perspektywie, kierunku importu.

3.1.1. Zagrożenia związane z opóźnieniami Polski w obszarze deregulacji taryf

Obecnie podstawowym problemem związanym z sektorem gazowym w Polsce jest konieczność niezwłocznego uwolnienia taryf dla odbiorców przemysłowych w sytuacji, w której rynek nie jest na to przygotowany. W dniu 26 czerwca 2009 r. KE skierowała do RP wezwanie do usunięcia uchybienia (sygn. SG-Greffe(2009)D/3808) zgodnie z art. 258 TFUE, zgłaszając zastrzeżenia wobec wypełnienia przez Polskę pewnych zobowiązań określonych w dyrektywie 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE. Polskie władze udzieliły odpowiedzi na to wezwanie pismem z dnia 7 września 2009 r., jednakże odpowiedź nie zdołała rozwiązać wątpliwości KE co do zgodności systemu cen regulowanych stosowanego na polskim rynku gazu z wymogami prawa Unii Europejskiej.

W ocenie KE stworzenie europejskiego rynku gazu z udziałem Polski wymaga od RP podjęcia przede wszystkim decyzji o odstąpieniu od konieczności przedkładania przez

sprzedawców gazu taryf dla odbiorców przemysłowych do zatwierdzenia przez Prezesa URE. KE powołując się na wyrok Trybunału UE w sprawie *Federutility* (sprawa C-265/08) stoi na stanowisku, że ceny regulowane dostaw gazu, tzn. ceny ustalane w drodze interwencji państwa, a nie wyłącznie w wyniku gry podaży i popytu, stanowią środki, które „ze swej natury” stanowią przeszkodę w osiągnięciu działającego rynku wewnętrznego gazu. Stanowisko RP wskazywało, iż rynek gazu w Polsce pozbawiony jest obecnie cech właściwych dla rynku konkurencyjnego, umożliwiających zwolnienie przedsiębiorstw działających na tym rynku z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Pomimo istnienia formalnoprawnych możliwości zmiany dostawcy przez odbiorców, brakuje obecnie faktycznej alternatywy wobec dominanta rynkowego, jakim jest PGNiG. Uwolnienie w takiej sytuacji rynku od administracyjnej kontroli cen, spowodowałoby, iż rynek funkcjonowałby, co najmniej w krótkim okresie, *de facto* w warunkach monopolu.

W tym świetle konieczność dostosowania prawa krajowego do wymogów prawodawstwa UE, głównie ze względu na opóźnienia we wdrażaniu pakietów gazowych, należy traktować jako jedno z najistotniejszych wyzwań związanych z procesem liberalizacji sektora gazowego. Jednak presja związana z wezwaniem KE nie powinna skłonić władz RP do pochopnych działań. Wydaje się bowiem, iż mimo opóźnień w liberalizacji sektora gazowego, nadal możliwe jest ewolucyjne wprowadzanie doń mechanizmów rynkowych, służyć temu mogłyby rozwiązania opisane w podrozdziale 3.3.

3.1.2. Zasady dostaw gazu z kierunku wschodniego

Drugim głównym uwarunkowaniem możliwości kształtowania się konkurencji na rynku krajowym jest forma kontraktów z Gazpromem. Są one szczególnie istotne, nie tylko z tego względu, że w dużym stopniu determinują koszt gazu sprzedawanego w Polsce, ale mają również istotny wpływ na zachowania rynkowe grupy PGNiG.

Podstawą kontaktów handlowych pomiędzy PGNiG i OOO „Gazprom Eksport” jest kontrakt długoterminowy z dnia 25 września 1996 r., który był wielokrotnie renegocjowany z uwagi na zmiany w treści porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r. (dalej porozumienie o dostawach). Porozumienie to wraz z dołączonym do niego w 2003 roku

Protokołem Dodatkowym oraz protokołami o wniesieniu zmian do ww. dokumentów z 2010 roku, wyznaczają ramy, w jakich prowadzone są negocjacje handlowe pomiędzy obiema spółkami i na jego podstawie zdefiniować można główne problemy związane z dostawami gazu z kierunku wschodniego. Dodać należy jednocześnie, iż ww. kontrakt pomiędzy Gazpromem a PGNiG nie jest jawny i nie jest możliwe szczegółowe omówienie jego zapisów.

Treść Protokołu Dodatkowego określa wielkość dostaw rosyjskiego gazu ziemnego do roku 2022. Wielkość ta dla lat 2012-2022 jest identyczna i wynosi 11 mld m³ rocznie. Gaz rosyjski dostarczany jest według reguły *take or pay* (TOP), polegającej na określeniu, z zachowaniem pewnego stopnia elastyczności, poziomu zobowiązań odbioru, obwarowanych sankcjami finansowymi za ich niedotrzymanie.

Powyższe uwarunkowania mogą powodować, iż wejście na rynek alternatywnych sprzedawców sprowadzających gaz bezpośrednio z zagranicy, będzie postrzegane przez PGNiG jako bardzo istotne zagrożenie. Pojawienie się takich sprzedawców na większą skalę na rynku polskim mogłoby bowiem spowodować trudności ze zbyciem przez PGNiG ilości paliwa, które PGNiG zgodnie z kontraktami na dostawy jest zmuszony zakupić od swojego dostawcy. Kupowanie gazu według zasady TOP wymusza na PGNiG dalszą jego odsprzedaż, co prowadzić może do bardzo agresywnych zachowań tej spółki w przypadku zwiększenia wolumenu gazu wprowadzanego na rynek polski przez inne podmioty. Bardziej opłacalne stanie się bowiem dla PGNiG sprzedawanie gazu z minimalną, czy wręcz ujemną marżą, niż płacenie kar umownych za zbyt niski jego odbiór od Gazpromu. Przedsiębiorstwa mogące potencjalnie wejść na rynek uwzględniają zapewne tę sytuację w swoich analizach, efektem czego maleje prawdopodobieństwo wejścia na rynek nowych importerów.

Problematyczność zasady TOP była szczególnie istotna do czasu podpisania protokołu z dnia 29 października 2010 r. o wniesieniu zmian do porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r. Dopiero wówczas zniesiony został artykuł zakazujący reeksportu do krajów trzecich gazu sprowadzanego do Polski. Obecnie możliwa jest więc odsprzedaż gazu poza granice Polski, wobec czego groźba agresywnej obrony sprzedaży na rynku krajowym przez PGNiG stała się mniej realna, choć i tak przyjąć należy, iż

w przypadku braku możliwości sprzedaży całej puli gazu nabywanego od Gazpromu PGNiG będzie obniżał ceny minimum do poziomu cen poza granicami kraju, czyli poniżej poziomu opłacalności importu gazu.

Abstrahując od obecnych warunków umowy pomiędzy Gazpromem i PGNiG, uznać należy, iż konieczność negocjacji z Gazpromem sprawia, że PGNiG, w celu uzyskania jak najkorzystniejszej ceny, powinien mieć możliwie największą siłę rynkową w obszarze wprowadzania gazu do obrotu. Uwzględnienie tej okoliczności jest niezwykle istotne w świetle planowanego uwolnienia rynku, gdyż w przeciwnym wypadku (zakładając brak zmian innych czynników) osłabienie pozycji przetargowej przedsiębiorstwa, które i tak zakupuje zaledwie około 5% gazu sprzedawanego przez Gazprom do Europy, spowodować może uzyskanie gorszych od obecnych warunków handlowych. Następstwem tego może być sytuacja, w której mimo zwiększenia konkurencji w obszarze wprowadzania gazu, nastąpi podwyżka cen dla odbiorców końcowych. W celu zwiększenia pozycji przetargowej wobec Gazpromu wartym rozważenia byłoby wręcz stworzenie szerokiej, paneuropejskiej grupy zakupowej, w ramach której byłby nabywany gaz.

Wieloletni kontrakt z Gazpromem w warunkach braku realnej alternatywy dostaw gazu do Polski w najbliższym czasie jest główną przesłanką skłaniającą do uznania, iż co najmniej w krótkim okresie będziemy mieli w Polsce do czynienia z istnieniem dominanta w obszarze wprowadzania gazu do obrotu. Okoliczność ta musi zostać uwzględniona przy określaniu możliwego wachlarza racjonalnych sposobów wprowadzania do sektora gazowego elementów konkurencji. W długim okresie należy dążyć do zmniejszenia uzależnienia od gazu nabywanego od jednego dostawcy zarówno w drodze rozbudowy połączeń granicznych, jak i poprzez eksploatację własnych złóż gazu, w tym potencjalnych złóż gazu łupkowego. Zwiększenie możliwości pozyskiwania gazu z innych źródeł nie tylko obniżyć może bowiem cenę gazu na rynku krajowym poprzez sam fakt jego nabywania z tańszych niż Rosja źródeł, lecz wykorzystywany być może jako istotny element przetargowy w negocjacjach z Gazpromem. Rozważania dotyczące rozbudowy połączeń transgranicznych zawarte są w podrozdziale 3.4.

3.2. Kierunki działań regulatorów

Najskuteczniejszym sposobem ustalania optymalnych dla gospodarki cen jest mechanizm rynkowy. Działa on poprawnie wtedy, gdy po obu stronach rynku funkcjonuje rzeczywista konkurencja. Wówczas mechanizmy rynkowe samoczynnie ustalają cenę, zaś żaden z podmiotów nie może nią manipulować w celu osiągnięcia ponadnormalnych zysków. W sektorze gazowym, z uwagi na utrwaloną kontraktem z Gazpromem pozycję dominującą PGNiG w obszarze wprowadzania gazu do obrotu, mechanizm rynkowy może być zakłócony na skutek przenoszenia siły rynkowej na rynki niższego rzędu.

Wobec powyższego w opinii Prezesa UOKiK bezwarunkowe uwolnienie cen w obecnej sytuacji stanowiłoby istotne zagrożenie dla efektywnego funkcjonowania rynku gazowego. Podmiot dominujący pozbawiony kontroli ex ante ze strony Państwa mógłby ustanowić na uwolnionym obszarze rynku cenę maksymalizującą zysk monopolisty, czego efektem byłby skokowy wzrost kosztów dla odbiorców gazu. Mogłoby to spowodować istotne spowolnienie gospodarcze kraju oraz zmniejszenie konkurencyjności podmiotów krajowych wobec ich zagranicznych konkurentów. Ponadto, nawet jeśli ceny dla gospodarstw domowych nie byłyby uwolnione, pojawiłaby się silna presja na ich podniesienie oparta na argumentie, że powyższa cena hurtowa jest poprawnie wyznaczoną ceną rynkową.

Pozostawienie jako jedynej formy regulacji rynku kontroli ex post realizowanej przez Prezesa UOKiK uznać należy za niewłaściwe, gdyż interwencja może się okazać niemożliwa lub niewystarczająca. Postępowania wszczynane przez Prezesa UOKiK dotyczące cen nadmiernie wygórowanych, zwłaszcza w sytuacji braku obowiązku prowadzenia rachunkowości regulacyjnej przez podmiot dominujący, są nadzwyczaj trudne i mogą nie kończyć się zebraniem wystarczających dowodów na stosowanie niedozwolonych praktyk. Ponadto wynikająca z przepisów długotrwała procedura odwoławcza sprawia, iż istnieje prawdopodobieństwo, że nawet po wydaniu decyzji podmiot dominujący będzie utrzymywał szkodliwe dla gospodarki i konsumentów ceny do czasu jej uprawomocnienia się. Z tego powodu, zanim nastąpi uwolnienie cen, konieczne jest wprowadzenie takich regulacji, które zapewnią skuteczne działanie konkurencji przynajmniej na rynku sprzedaży detalicznej gazu dla odbiorców przemysłowych.

W ostatnim czasie pojawiło się wiele projektów mogących poprawić stan konkurencji w sektorze gazowym. Rozwiązania w nich zawarte wydają się być komplementarne i prace nad nimi prowadzone są równolegle. Wśród nich na szczególną uwagę zasługują:

- Mapa drogowa uwolnienia gazu ziemnego i Program Uwolnienia Gazu (dalej – PUG, lub Program);
- projekt ustawy Prawo gazowe;
- propozycja wprowadzenia obliwa giełdowego w drodze porozumienia regulacyjnego.

Projekty te zostaną omówione w poniższych podrozdziałach.

3.2.1. Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego i Program Uwolnienia Gazu

Mapa drogowa uwolnienia cen gazu

W celu wypracowania koncepcji zmiany mechanizmów regulacji rynkowej w zakresie kształtowania cen gazu ziemnego powołano przy Ministrze Gospodarki Zespół Doradczy do spraw związanych z liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce, złożony z przedstawicieli Ministra Skarbu Państwa, Ministra Spraw Zagranicznych, Ministra Infrastruktury, Prezesa URE, Prezesa UOKiK, Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz spółek: Gaz-System i PGNiG.

Zespół Doradczy ds. związanych z liberalizacją rynku gazu ziemnego w Polsce pracował nad sporządzoną przez Prezesa URE Mapą drogową uwolnienia cen gazu ziemnego. Projekt Mapy zawiera program działań niezbędnych do osiągnięcia zmian systemowych na krajowym rynku gazu ziemnego prowadzących do rozwoju konkurencji i w konsekwencji uwolnienia cen gazu ziemnego dla wszystkich odbiorców. Celem tego programu działań jest także osiągnięcie harmonizacji krajowego rynku gazu ziemnego z rynkiem europejskim, prowadzącej do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego w warunkach konkurencji w ramach UE.

W swoich założeniach realizacja zaproponowanego w Mapie programu działań powinna umożliwić:

- osiągnięcie zmiany struktury podmiotowej na rynku gazu ziemnego, wykreowanie publicznego obrotu gazem ziemnym i uwolnienie cen gazu ziemnego dla odbiorców przemysłowych od 1 stycznia 2013 r.;
- rozwój transparentnego rynku hurtowego gazu ziemnego oraz mechanizmów zmiany sprzedawcy na rynku detalicznym w latach 2013-2014 i uwolnienie cen gazu ziemnego dla odbiorców w gospodarstwach domowych od 1 stycznia 2015 r. ;
- harmonizację zasad funkcjonowania rynku i instytucji rynkowych w oparciu o kodeksy sieciowe opracowywane w ramach ACER i ENTSO-G, zgodnie z docelowym modelem rynku gazu ziemnego;
- wzmocnienie i zabezpieczenie pozycji odbiorców końcowych.

Kluczowym elementem Mapy drogowej, mającym wykreować hurtowy obrót gazem ziemnym i wpłynąć na zmianę struktury podmiotowej rynku, jest Program Uwalniania Gazu.

Program Uwalniania Gazu

Programy uwalniania gazu (ang. *gas release programme*) są narzędziem wpierania procesu liberalizacji stosowanym szeroko w przeszłości jak również i obecnie w krajach UE. Polegają one na zobowiązaniu zasiedziałego monopolisty lub firmy zajmującej pozycję dominującą na rynku sprzedaży hurtowej i detalicznej gazu, do hurtowej odsprzedaży części dostępnego gazu w zorganizowany i z góry ustalony sposób np. poprzez system aukcji. Dzięki programom uwalniania gazu możliwość wejścia na rynek sprzedaży gazu uzyskują podmioty, które nie mają dostępu do własnych źródeł gazu z wydobycia lub importu. Mogą one być szczególnie skutecznymi narzędziami promowania konkurencji na rynkach, na których występuje monopol lub quasi-monopol w obszarze dostaw gazu, a potencjalna konkurencja ze strony alternatywnych importerów jest z pewnych względów ograniczona, np. ze względu na niewystarczającą przepustowość połączeń międzysystemowych. Wydaje się, że obecna sytuacja na polskim rynku gazu uzasadnia zastosowanie tego narzędzia.

Programy uwalniania gazu przeprowadzono w Europie po raz pierwszy w Wielkiej Brytanii (1992-1996), następnie w Hiszpanii (2001-2004), Niemczech (2003-2008), Francji (2004-2008), we Włoszech (2004-2009) i w Danii (2005-2012). PUG zastosowano również

w krajach regionu Europy Środkowo-Wschodniej – obecnie przeprowadzane są programy na Węgrzech i w Czechach.

Sukces PUG (mierzony liczbą zainteresowanych podmiotów i wielkością subskrypcji) zależy od wielu czynników. Przede wszystkim, uwolnieniu podaży gazu musi towarzyszyć uwolnienie strony popytowej na rynkach detalicznych. Dlatego wraz z wprowadzeniem PUG muszą zostać uwolnione taryfy dla odbiorców odpowiadających łącznie za zużycie na poziomie co najmniej wolumenów oferowanych w PUG. Odbiorcy gazu muszą być również faktycznie uwolnieni, tzn. nie mogą być związani długoterminowymi kontraktami i muszą uzyskać ułatwienia w zmianie dostawcy gazu. Ilości gazu oferowanego w PUG wynoszą, w zależności od lokalnych warunków konkurencji, od kilku do kilkunastu procent krajowego rocznego zużycia gazu.

Cena oraz inne warunki kontraktów (takie jak elastyczność, terminy płatności) muszą odzwierciedlać portfel firmy zasiedziały. Cena wywoławcza bazuje z reguły na średnim ważonym koszcie pozyskania gazu, nie uwzględnia marży hurtowej, a często zawiera dodatkowe dyskonto. Warunki PUG narzuca zwykle ustawodawca lub regulator (Wielka Brytania, Hiszpania, Włochy), bądź też są one jednym z warunków dokonania koncentracji (połączenia) przedsiębiorców z branży energetycznej (Węgry, Niemcy, Dania, Austria). Jak twierdzą eksperci Komisji Europejskiej, wpływ podmiotu realizującego PUG na ustalanie warunków programu powinien być ograniczony do minimum, a wszystkie warunki powinny być określane pod nadzorem regulatorów. W Polsce zdecydowano jednak, iż Program Uwalniania Gazu opracowany zostanie przez PGNiG.

W dniu 3 sierpnia 2011 r. Prezes URE opublikował na stronie internetowej urzędu ankietę, której głównym elementem były pytania dotyczące warunków przeprowadzenia Programu Uwalniania Gazu. Celem ankiety było poznanie oczekiwań uczestników rynku odnośnie kształtu Programu. Na podstawie odpowiedzi udzielonych przez 24 uczestników badania, Prezes URE przygotował „Rekomendacje dla Programu Uwalniania Gazu w Polsce” (dalej rekomendacje). W ocenie Rządu, badania ankietowe potwierdziły słuszność wyboru PUG jako stymulatora powstania rynku hurtowego i przyspieszenia procesów liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce.

Oczekiwania uczestników, co do ilości gazu, który powinien być uwolniony oraz sposobu jego uwalniania były zróżnicowane, w zależności od profilu działalności respondentów, wielkości przedsiębiorstwa oraz planów wejścia na rynek polski, przeważała jednak opinia, że wskazane jest stopniowe liberalizowanie rynku, pozwalające na dostosowanie się przedsiębiorstw i odbiorców. W komentarzach do udzielanych odpowiedzi wskazywano na ryzyko dla efektywnego przeprowadzenia PUG z uwagi na arbitraż cen regulowanych i nieregulowanych oraz cen gazu w programie PUG i cen wynikających z notowań na rynku europejskim. W rekomendacjach Prezes URE wymienił szereg działań niezbędnych do osiągnięcia założonego celu, zarówno legislacyjnych jak i administracyjnych. Zidentyfikowana została potrzeba zmiany szeregu rozwiązań, w szczególności w zakresie wprowadzenia możliwości obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym, prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii, usprawnienia procedury zmiany sprzedawcy. Wymienione zagadnienia wymagają podjęcia szeroko zakrojonych prac legislacyjnych, tj. zmiany rozporządzenia systemowego oraz rozporządzenia taryfowego. Tym niemniej jako główne działanie niezbędne do zwiększenia stopnia liberalizacji rynku gazu ziemnego, Prezes URE wskazał wprowadzenie Programu Uwalniania Gazu.

Spółka PGNiG opracowała i umieściła na swoich stronach internetowych w dniu 14 lutego br. w celu skonsultowania z uczestnikami rynku projekt Programu Uwalniania Gazu. Przygotowując dokument częściowo opierała się na:

- rekomendacjach Prezesa URE z dnia 15 listopada 2011 r. dla programu uwalniania gazu ziemnego w Polsce;
- Mapie drogowej uwalniania cen gazu ziemnego;
- wynikach badania ankietowego przeprowadzonego przez Prezesa URE;
- doświadczeniach krajów członkowskich Unii Europejskiej z wdrażania programów uwolnienia gazu;
- wytycznych organizacji branżowych odnośnie zasad realizacji programów uwalniania gazu przygotowanych przez European Federation of Energy Traders w czerwcu 2003 r. (Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development).

Koncepcja przedstawiona w projekcie PUG zakłada udostępnienie przez spółkę PGNiG w ramach aukcji w okresie 2013-2015 wolumenów gazu ziemnego w łącznej ilości aż do 70% wielkości rynku (określonego na bazie 2011 r.), czyli ok. 9,4 mld m³ rocznie. Projekt

przewiduje, że aukcje miałyby być przeprowadzone na zasadach gwarantujących publiczny i równy dostęp dla wszystkich zainteresowanych podmiotów. Gaz ziemny udostępniany byłby w punkcie wirtualnym, zlokalizowanym w systemie przesyłowym Gaz-Systemu. Projekt przewiduje oferowanie umów rocznych (dostawy w latach 2013, 2014 i 2015) w transzach 10 000 MWh (~ 1 mln m³), z terminem rozpoczęcia dostaw określonym jako 1 stycznia każdego roku. Spółka zaproponowała, aby system aukcyjny PUG organizowany był przy wsparciu giełdy towarowej. W ramach aukcji, organizowanych w seriach po 5 aukcji odbywających się w regularnych dwutygodniowych odstępach raz na rok, udostępniane byłoby do 1,9 mld m³ gazu (ok. 14% rynku) w każdej. Przeprowadzenie aukcji umożliwiłoby stworzenie na giełdzie towarowej rynku wtórnego, zapewniającego możliwość swobodnego obrotu gazem ziemnym. Spółka zaproponowała, aby obrót na rynku wtórnym był prowadzony zarówno na rynku giełdowym, jak i w ramach kontraktów bilateralnych (OTC). Projekt PUG poddano konsultacjom społecznym, których celem było poznanie i uwzględnienie oczekiwań podmiotów zainteresowanych udziałem w tym programie.

W trakcie konsultacji międzyresortowych projektu PUG pojawiła się koncepcja, żeby w związku z brakiem możliwości szybkiej nowelizacji przepisów, Prezes UOKiK skorzystał ze swoich uprawnień przewidzianych w art. 12 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów i zobowiązał PGNiG do przeprowadzenia PUG. Taki scenariusz nie jest możliwy do zrealizowania. Należy podkreślić, że stosowanie art. 12 jest obwarowane szeregiem warunków. Po pierwsze, zobowiązanie można by nałożyć jedynie w formie decyzji kończącej postępowanie antymonopolowe, w którym stroną jest PGNiG. Po drugie, przed wydaniem decyzji należy uprawdopodobnić naruszenie przepisów antymonopolowych (art. 6 lub 9 ustawy lub odpowiednich artykułów Traktatu WE). Po trzecie, działania, do których podjęcia zobowiązuje się przedsiębiorcę, muszą zmierzać do zapobieżenia owym naruszeniom, a więc muszą mieć bezpośredni związek z nimi. Po czwarte, propozycję wydania decyzji z art. 12, oraz propozycje konkretnych działań mających zapobiec uprawdopodobnionym naruszeniom, musiałby proponować sam przedsiębiorca – nie mogą być one bowiem narzucane przez Prezesa UOKiK.

Nawet gdyby Prezes UOKiK prowadził akurat takie postępowanie antymonopolowe przeciwko PGNiG, w którym skuteczne przeprowadzenie PUG zmierzałoby do usunięcia uprawdopodobnionych naruszeń (co nie ma obecnie miejsca), to z zapisów ustawy wynika, że sam PGNiG musiałby być podmiotem określającym szczegóły programu. Duża asymetria

informacji między PGNiG a UOKiK w kwestii szczegółowych warunków koniecznych do przeprowadzenia udanego PUG, sprawia, że nie można zagwarantować skuteczności programu, jeśli jego autorem miałby być PGNiG.

Mimo iż nie jest jeszcze znany ostateczny kształt projektu PUG, można wskazać kilka dość istotnych wad proponowanych rozwiązań. Po pierwsze, wszystkie dotychczas przeprowadzone programy uwalniania gazu przeprowadzane za granicą były inicjowane i kontrolowane przez stronę rządową, regulatora, lub Komisję Europejską. Cel PUG – ułatwienie wejścia na rynek alternatywnym sprzedawcom gazu – jest w oczywisty sposób sprzeczny z interesem sprzedawcy zasiedziałego. Wybór tzw. scenariusza dobrowolnego wdrożenia PUG, czyli powierzenie opracowania szczegółów programu spółce PGNiG daje małe szanse na sukces PUG. Po drugie, okres 3-letni wydaje się zbyt krótki (programy przeprowadzane w innych krajach europejskich trwały z reguły 4-5 lat). Brak zobowiązań co do ewentualnego kontynuowania programu po 2015 r. sprawia, że potencjalni uczestnicy PUG nie mogą być pewni, że po tym roku będą mieli możliwość zaopatrywania swoich kontrahentów. Po trzecie, określenie wolumenu gazu oferowanego w PUG na poziomie 70% nie jest zdaniem UOKiK rozwiązaniem optymalnym, gdyż w zasadzie gwarantuje, że cena hurtowa wyznaczona w transakcjach PUG nie będzie ceną rynkową, ustalaną wskutek interakcji sił popytu i podaży (więcej na ten temat w podrozdziale 3.3.). Wydaje się, że optymalnym wariantem wdrożenia PUG byłoby wprowadzenie do projektu prawa gazowego przepisów zobowiązujących przedsiębiorcę, zajmującego określoną pozycję na hurtowym rynku gazu (np. posiadającego ponad 50% udziału w tym rynku), do przeprowadzania PUG w kolejnym roku na warunkach określonych przez URE.

3.2.2. Projekt ustawy Prawo gazowe

Aktualnie prowadzone są prace nad projektem ustawy Prawo gazowe, który po zakończeniu procedury legislacyjnej będzie stanowić podstawowy akt prawny regulujący funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w Polsce. Uchwalenie ww. projektu przewiduje się do końca 2012 roku.

Projekt na obecnym etapie prac przewiduje rezygnację z bezwzględnego obowiązku przedkładania do zatwierdzania przez Prezesa URE taryf przez podmioty prowadzące działalność w zakresie sprzedaży gazu ziemnego dla odbiorców przemysłowych, którzy

mogliby w zamian przedkładać do zatwierdzenia metodologie obliczania taryf. Jednocześnie utrzymany został obowiązek przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla gospodarstw domowych. Analogicznie jak w obowiązującej ustawie Prawo energetyczne, Prezes URE będzie uprawniony do zwolnienia przedsiębiorstwa z obowiązku przedkładania taryfy lub metodologii do zatwierdzenia w sytuacji, kiedy stwierdzi, że przedsiębiorstwo takie działa w warunkach konkurencji. Przy podejmowaniu decyzji Prezes URE będzie brał pod uwagę takie cechy rynku gazu ziemnego, jak: liczba uczestników i wielkości ich udziałów w rynku, przejrzystość struktury i zasad funkcjonowania rynku, istnienie barier dostępu do rynku, równoprawne traktowanie uczestników rynku, dostęp do informacji rynkowej, skuteczność kontroli i zabezpieczeń przed wykorzystywaniem pozycji dominującej, dostępność do wysoko wydajnych technologii. Projekt ustawy przewiduje ponadto możliwość nakładania przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa gazownicze w drodze decyzji obowiązku: sprzedaży określonej ilości gazu, mocy przesyłowych lub pojemności magazynowych na warunkach określonych przez Prezesa URE; niestosowania cen wyższych, niż określone przez Prezesa URE; stosowania cen określonych przez Prezesa URE.

Planowany tryb liberalizacji cen gazu w Polsce można, na podstawie „Mapy drogowej” oraz projektu ustawy „Prawo gazowe”, określić jako scenariusz kontrolowanej terapii szokowej – w jednym momencie uwolnione mają zostać taryfy w obrocie hurtowym oraz taryfy detaliczne dla wszystkich odbiorców instytucjonalnych (tj. dla odbiorców nie będących gospodarstwami domowymi). Proces będzie kontrolowany na kilka sposobów. Po pierwsze, sztywnej regulacji taryfowej będzie podlegał segment gospodarstw domowych. Po drugie, po przeprowadzeniu badania rynku i stwierdzeniu, że sprzedawca gazu posiada siłę rynkową zagrażającą prawidłowemu funkcjonowaniu mechanizmów rynkowych, Prezes URE będzie mógł zastosować wobec niego środki zaradcze w postaci PUG, uwolnienia mocy magazynowych, maksymalnych cen sprzedaży, a nawet sztywnych cen sprzedaży określonych przez Prezesa URE. Projekt ustawy ma, ponadto, na celu zapewnienie odbiorcom wrażliwym ochrony, o czym będzie mowa w podrozdziale 4.1.

Głównym problemem wynikającym ze scenariusza terapii szokowej jest duży poziom niepewności dla wszystkich uczestników rynku. Przede wszystkim kontrola procesu będzie kontrolą ex post – nawet zakładając, że reakcja na potencjalne nieprawidłowości będzie szybka i skuteczna, proces badania rynku i wydawania decyzji w sprawie nałożenia obowiązków regulacyjnych będzie trwał wiele miesięcy. Szkody powstałe po stronie

konkurentów i odbiorców gazu w międzyczasie mogą być w dużym stopniu nieodwracalne. Ponadto, decyzja o terminie przeprowadzania badania, jak również o nałożeniu obowiązków i ich zakresie, pozostać ma w całkowitej gestii Prezesa URE. Projekt ustawy Prawo gazowe określa jedynie kryteria, jakimi ma się kierować Prezes URE przy badaniu rynku gazu, jednak ostateczną ocenę stanu konkurencji pozostawia organowi regulacyjnemu. Takie rozwiązanie stwarza niepewność prawną po stronie samego organu regulacyjnego oraz niepewność prawną i faktyczną po stronie uczestników rynku, którzy nie będą w stanie ocenić prawdopodobieństwa interwencji regulatora w zależności od rozwoju sytuacji na rynku.

Wydaje się, że korzystne, z punktu widzenia uczestników rynku, byłoby wprowadzenie na poziomie ustawy prostych i przejrzystych kryteriów oraz metod interwencji Prezesa URE w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości na rynku. Przede wszystkim, ocenę stanu konkurencji należy w początkowym okresie zastąpić ciągłym monitorowaniem stanu koncentracji rynkowej. Ciągłość taką mogłoby zapewnić badanie stanu koncentracji przeprowadzane kwartalnie. Prezes URE powinien być, w okresie przejściowym, tj. przynajmniej do momentu, gdy udział sprzedawcy zasiedziałego w rynku hurtowej i detalicznej sprzedaży gazu nie spadnie np. poniżej 70%, zobowiązany ustawą do zastosowania określonych, środków zaradczych, takich jak cena maksymalna sprzedaży gazu. W przypadku, gdy stan koncentracji spadnie poniżej określonego z góry poziomu, Prezes URE mógłby przejść do trybu wielowymiarowej oceny stanu konkurencji na rynkach gazu, przeprowadzanej z mniejszą częstotliwością.

3.2.3. Propozycja wprowadzenia obliwa giełdowego

Kolejnym projektem mającym na celu liberalizację sektora gazowego była koncepcja wprowadzenia obliwa giełdowego w zakresie sprzedaży gazu zaprezentowana przez Prezesa URE 28 maja 2012 roku podczas warsztatów poświęconych Programowi Uwolnienia Gazu. Koncepcja ta pojawiła się jako efekt krytycznych uwag, które zgłosili uczestnicy konsultacji PUG, jak również zastrzeżeń Komisji Europejskiej do Programu.

Wprowadzenie obliwa giełdowego oznacza nałożenie na producentów i/lub importerów obowiązku sprzedawania na giełdzie określonego udziału gazu wprowadzanego do obrotu. W ten sposób uruchomiony mógłby zostać rynek hurtowy, na którym ukształtować miałyby

się wiarygodna hurtowa cena gazu. Projekt URE przewiduje dwuetapowe uruchomienie giełdy:

- I etap: uruchomienie giełdy gazu w 2012 roku, na którym PGNiG jako animator rynku będzie oferował gaz ziemny w wolumenie odpowiadającym oczekiwaniom uczestników rynku;
- II etap: wprowadzenie PUG w drodze nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, gdzie oblige giełdowe nałożone ma być na podmioty o istotnym udziale w rynku gazu.

Jako początek pierwszego etapu przewidziano dostosowanie otoczenia prawnego i procedur, takich jak rozporządzenia dotyczące sektora gazowego, IRiESD i IRiESP, jak również regulamin Towarowej Giełdy Energii, na której odbywać miałyby się obrót gazem. Następnie zawarte miałyby być porozumienie pomiędzy PGNiG a TGE w sprawie animowania rynku gazu, w wyniku którego uruchomiony zostałby obrót gazem. Zgodnie z propozycją Prezesa URE rozpoczęcie obrotu gazem miało się rozpocząć w III kwartale 2012 r.

Pierwszy etap uruchomienia hurtowego rynku gazu miałyby się odbyć bez umocowania prawnego w formie ustawy. Podstawą wprowadzenia gazu na giełdę miałyby stać się porozumienie regulacyjne pomiędzy PGNiG a Prezesem URE. Efektem tego rozwiązania ma być pojawienie się możliwości uwolnienia cen dla rynku hurtowego i dużych odbiorców oraz „przetestowanie” mechanizmów rynku giełdowego przez uczestników rynku.

Drugi etap oparty jest na nowelizacji prawa energetycznego. Nowelizacja ta miałaby dotyczyć trzech zasadniczych kwestii:

- zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców instytucjonalnych z mocy prawa;
- wprowadzenia obowiązku sprzedaży na giełdzie min. 70% gazu wprowadzanego do sieci przez dużych uczestników rynku;
- publikowania średnich cen gazu w kontraktach importowych.

Powyższe rozwiązania są częściowo odpowiednikiem PUG przeniesionym na poziom ustawy oraz znoszącymi tymczasowość tego programu, zastępując ją stabilnością rynku hurtowego oraz dostępem do informacji rynkowej. Nadal w niedostateczny sposób, zdaniem UOKiK, rozwinięte są w nich mechanizmy mające gwarantować poprawność wyznaczonej na giełdzie

ceny hurtowej i uniemożliwiać przenoszenie przez PGNiG siły rynkowej na rynki niższego szczebla.

3.2.4. Pozostałe projekty regulacji mających na celu liberalizację sektora gazowego

Prócz opisanych powyżej projektów regulacji na poziomie ogólnym, procedowane są obecnie także inne projekty mające umożliwić rozwój konkurencji na rynku gazu. Daleko idącą zmianę dla sposobu prowadzenia obrotu gazem niesie projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki zmieniający rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Zmiana rozporządzenia systemowego ma na celu m.in. umożliwienie prowadzenia obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym, co powinno przyczynić się do zwiększenia płynności rynku obrotu gazem, umożliwiając wprowadzenie obrotu giełdowego, jak również obrotu wtórnego przez odbiorców gazu. Projekt rozporządzenia wprowadza definicję punktu wirtualnego jako miejsca dostarczania paliwa gazowego zlokalizowanego wewnątrz systemu przesyłowego jednak o dokładnie niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje realizacja sprzedaży paliwa gazowego. Projekt ma na celu oderwanie handlu gazem od jego umiejscowienia w systemie. Wprowadzenie punktu wirtualnego umożliwi zwiększenie płynności rynku gazu, w szczególności dokonywanie transakcji na giełdzie, jak również transakcji pozagiełdowych dokonywanych bezpośrednio przez zainteresowane podmioty na rynku wtórnym. Przedmiotowe rozwiązanie umożliwi zarówno odsprzedaż gazu ziemnego niewykorzystanego przez odbiorców, jak również ułatwi wejście na polski rynek nowym przedsiębiorcom zajmującym się obrotem paliwami gazowymi.

Także w obszarze polityki taryfowej projektowane są istotne zmiany. Opracowany został projekt nowego rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, który implementuje do polskiego porządku prawnego postanowienia III pakietu energetycznego, tj. wprowadza w szczególności stawki przesyłowe *entry-exit* oraz ustala zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane oraz za nowe usługi świadczone przez operatora systemu magazynowania (pakietową usługę magazynowania oraz rozdzieloną usługę magazynowania). Wymóg wprowadzenia stawek przesyłowych *entry-exit* wynika z rozporządzenia 715/2009, które wskazuje, że taryfy za dostęp do sieci ustalane są oddzielnie dla punktów wejścia do systemu przesyłowego i wyjścia z niego. Model ustalania opłat na

wejściu i wyjściu z systemu przesyłowego jest najczęściej stosowanym w krajach UE. Istotą tego systemu jest to, że odbiorca usługi przesyłania dokonuje niezbędnej rezerwacji mocy oddzielnie w punkcie wejścia i w punkcie wyjścia (obecnie tylko w punkcie wyjścia). Konsekwentnie opłata naliczana jest odrębnie w tych punktach. Różnicowanie stawek odbywa się w oparciu o koszty, a stawki ustalane są niezależnie dla punktów *entry* i *exit*.

3.3. Propozycje Prezesa UOKiK dotyczące wspierania rozwoju konkurencji

Przedstawione powyżej koncepcje, jakkolwiek powinny się przyczynić do zwiększenia konkurencji na detalicznym rynku gazu, nie mogą zostać uznane za wystarczające do uzyskania pożądanych efektów rynkowych. Rozpoczęcie obrotu hurtowego uznać należy za podstawowy warunek ustalenia cen rynkowych, jednakże aby spełnił on swoją rolę, konieczne jest wsparcie rozwoju konkurencji przez dalsze działania regulacyjne. Ponadto, jak to zostało wyżej omówione, nagłe uwolnienie 70% gazu doprowadzić może do wielu niekorzystnych, z punktu widzenia gospodarki, zjawisk.

Z uwagi na te okoliczności Prezes UOKiK pragnie przedstawić kilka propozycji rozwiązań, które mogłyby doprowadzić do ewolucyjnego i mniej ryzykownego uwolnienia cen gazu i wprowadzenia efektywnej konkurencji w sektorze gazowym.

3.3.1. Koncepcja dalszego unbundlingu

Rynek hurtowy gazu w Polsce nie istnieje. Stworzenie takiego rynku w obecnych warunkach będzie zadaniem trudnym. Wprowadzanie gazu na pierwotny rynek hurtowy przez PGNiG powinno odbywać się pod nadzorem i na warunkach ustalonych przez regulatora, do czasu zaistnienia na tym rynku efektywnej konkurencji po stronie podaży. Biorąc pod uwagę monopolistyczną lub quasi-monopolistyczną pozycję PGNiG na wszystkich szczeblach obrotu i dystrybucji gazu, pozostawienie PGNiG, w początkowym okresie po liberalizacji, całkowitej swobody na rynku hurtowym, umożliwiłoby stosowanie praktyki zaniżania marży (ang. *margin squeeze*). Praktyka ta polega na zawyżaniu ceny hurtowej przez przedsiębiorcę, posiadającego na tym rynku pozycję dominującą, do takiego poziomu, że blokuje on konkurentom wejście na rynek detaliczny (lub zmusza ich do wyjścia z tego rynku). Rozwój rynku detalicznego wymaga zatem doprowadzenia do sprzedaży przez PGNiG gazu na rynku

hurtowym po cenach, które będą wystarczająco atrakcyjne z punktu widzenia podmiotów rozważających wejście na rynek sprzedaży detalicznej.

Alternatywą, tudzież uzupełnieniem przedstawionych w podrozdziale 3.2. koncepcji liberalizacji sektora gazowego może być idea dalszego unbundlingu PGNiG. Unbundling (rozdzielenie usług) jest procesem odseparowania (prawnego, finansowego, operacyjnego) poszczególnych usług zintegrowanego przedsiębiorstwa tak, by można było je wyceniać oddzielnie. Przykładem przeprowadzonego już unbundingu na rynku gazowym było wydzielenie działalności przesyłowej i dystrybucyjnej mające na celu zapewnienie równego dostępu dla wszystkich firm gazowych i zabezpieczenie niedyskryminujących cen poprzez właściwą alokację kosztów do tych sfer działalności przedsiębiorstw. Podstawą przyjętych rozwiązań w tym zakresie było założenie, na którym opierała się także dyrektywa gazowa, iż obszary monopolu naturalnego powinny być oddzielone od pozostałej części działalności podmiotów zintegrowanych. Posługując się analogiczną logiką, w warunkach polskich nastąpić powinien dalszy unbundling wyszczególniający w PGNiG część zajmującą się wprowadzaniem gazu do obrotu i jego sprzedażą na rynku hurtowym oraz część zajmującą się sprzedażą detaliczną. Celem rozdzielania poziomów obrotu w PGNiG byłoby zapewnienie równego dostępu do surowca dla wszystkich firm pragnących funkcjonować na poziomie sprzedawcy detalicznego. Efektywnie wdrożony unbundling tworzy bowiem system, który zapobiega subsydiowaniu skrośnemu poszczególnych obszarów działalności. Tym samym potencjalni niezależni sprzedawcy detaliczni nie musieliby się obawiać przenoszenia siły rynkowej PGNiG z poziomu hurtowego na poziom detaliczny.

Wyróżnić można trzy podstawowe sposoby unbundlingu :

- rozdzielenie księgowo-funkcjonalne, które oznacza rozdzielenie ksiąg rachunkowych dla poszczególnych rodzajów działalności oraz udzielanie tych samych informacji, jakie uzyskują inni uczestnicy rynku, o sprzedaży hurtowej dla pionu detalicznego, a także oddzielenie pracowników zaangażowanych w sprzedaż hurtową od tych, którzy zajmują się sprzedażą detaliczną;
- rozdzielenie prawne: rozdzielenie sprzedaży hurtowej i detalicznej na dwa całkowicie oddzielne podmioty prawne z oddzielnymi zarządami, kontrolą i operacjami, należące jednakże do jednej grupy kapitałowej;

- rozdzielenie własnościowe: rozdzielenie prawne połączone z likwidacją powiązań kapitałowych pomiędzy tymi spółkami.

W danym przypadku wydaje się, iż na potrzeby umożliwienia wprowadzenia konkurencji na rynku detalicznym, wystarczającym będzie rozdzielenie księgowo-funkcjonalne. W konsekwencji PGNiG będzie używało takiej samej ceny za gaz na rynku hurtowym wobec wszystkich podmiotów, w tym również siebie, a co za tym idzie możliwe będzie określanie wyników z działalności gospodarczej tak na poziomie hurtowym, jak i detalicznym. Na tej podstawie PGNiG przedstawiałby regulatorowi raport finansowy, w którym wskazywałby jaki wynik finansowy uzyskuje na poziomach hurtowym i detalicznym, przez co regulator miałby możliwość nadzorowania, czy PGNiG nie stosuje subsydiowania skrośnego. Aby proponowane rozwiązania dawały poczucie stabilności podmiotom obecnym na rynku, powinny być wprowadzone właściwymi aktami prawnymi, a regulator rynku powinien być wyposażony w odpowiednie środki kontroli należytego ich wykonania.

3.3.2. Ustalanie ceny hurtowej gazu ziemnego

Niezbędnym uzupełnieniem unbundingu księgowo-funkcjonalnego jest upewnienie się, iż cena, jaka pojawia się w rozliczeniach pomiędzy poszczególnymi poziomami obrotu, została poprawnie wyznaczona. W sytuacji zdominowania wprowadzenia gazu do obrotu przez jedno przedsiębiorstwo, warunkiem koniecznym dla rozwoju konkurencji na rynku sprzedaży detalicznej jest ustalenie rynkowej ceny hurtowej na gaz.

Zarówno PUG, jak i propozycja wprowadzenia obliga giełdowego zakładają, iż sprzedawca zasiedziały (PGNiG) będzie miał obowiązek wprowadzać na pierwotny rynek hurtowy część gazu importowanego oraz pochodzącego z wydobycia krajowego. Kontrakty zawarte na rynku pierwotnym miałyby być następnie podstawą obrotu wtórnego⁶⁴ oraz bazą giełdowych instrumentów pochodnych. Prezes UOKiK, zgadzając się z tezą, iż wykorzystanie aukcji giełdowych jako sposobu na ustalenie cen hurtowych jest racjonalnym rozwiązaniem,

⁶⁴ Można mieć pewne wątpliwości, czy na skutek wdrożenia planowanych rozwiązań w ogóle powstanie rozbudowany rynek hurtowy. Powstanie dodatkowej grupy pośredników w handlu gazem nie wydaje się być korzystne dla sprzedawców detalicznych oraz największych nabywców gazu, którzy prawdopodobnie będą się starali nabywać gaz na jak najwyższym szczeblu obrotu.

podkreślić pragnie, iż jest ono niewystarczające. Aby aukcje odegrały swoją rolę w ustalaniu cen, konieczna jest ich odpowiednia organizacja.

Punktem wyjścia w systemie aukcji giełdowych winno być ustalenie ceny wywoławczej na gaz. Cena wywoławcza powinna pokrywać koszty poniesione przez PGNiG w związku z wprowadzeniem gazu do obrotu, a zarazem być na tyle atrakcyjna, by zachęcić przedsiębiorstwa obrotu do nabywania go. Podstawą do jej ustalenia powinien być średni ważony koszt pozyskania gazu (WACG) przez PGNiG z wszystkich źródeł, a zatem nie tylko z kontraktów importowych, ale również z wydobycia krajowego. Uwzględnienie tylko części źródeł gazu, w szczególności drogiego gazu importowanego z kierunku wschodniego, tworzyłoby nierówne warunki konkurencji na rynkach detalicznych i skazywałoby operację uwalniania gazu na porażkę. Godną rozważenia jest idea zawarcia w cenie wywoławczej kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz opłat pobieranych przez Gaz-System za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego.

Oprócz licznych problemów technicznych, związanych z wyznaczeniem początkowej wyceny kontraktów oraz tworzeniem poprawnie funkcjonującej giełdy towarowej, regulator będzie musiał dodatkowo rozwiązać problemem struktury i ilości gazu oferowanego przez PGNiG. Jeśli idzie o określenie optymalnej ilości oferowanej na rynku pierwotnym przez PGNiG, oczywiste wydaje się, że nie może ona być zbyt mała. Aby stymulować rozwój konkurencji, wolumen gazu oferowany przez PGNiG musi zabezpieczyć potrzeby wszystkich potencjalnych konkurentów. Jednakże, postulowane w PUG skierowanie na giełdę aż 70% sprzedawanego w Polsce gazu także nie wydaje się być optymalnym rozwiązaniem, bowiem wymusiłoby ono niekorzystną, z punktu widzenia rynkowego kształtowania ceny na rynku hurtowym, praktykę zawierania transakcji pomiędzy podmiotami z grupy PGNiG. Podstawą do tego twierdzenia jest przypuszczenie, iż w początkowym okresie udział alternatywnych sprzedawców na detalicznym rynku gazu będzie zdecydowanie niższy niż sprzedawcy zasiedziałego, więc jego zakupy na rynku hurtowym stanowiłyby większość transakcji. To z kolei dowodzi, iż nadal decydowałby on o kształtowaniu się ceny hurtowej. Wyeliminowanie spółek grupy PGNiG z obrotu hurtowego spowoduje z drugiej strony, że wolumen oferowany na aukcjach może okazać się zbyt duży. Zakładając, że na rynku pierwotnym nie będą mogły dokonywać zakupów spółki z grupy kapitałowej PGNiG, zaoferowanie ilości zbyt dużej będzie skutkowało nadpodażą, co może spowodować ukształtowanie się ceny na poziomie

równym cenie wywoławczej. Nowo powstały rynek gazu nie spełni wówczas swojej podstawowej funkcji, czyli nie będzie źródłem sygnałów w postaci rynkowych cen gazu.

Właściwie skonstruowane zasady rynku hurtowego umożliwią wchodzenie na rynek nowym sprzedawcom, dla których opłacalna będzie sprzedaż detaliczna gazu nabywanego od PGNiG, jednocześnie pozwolą na ustalenie ceny dla wewnętrznych rozliczeń w ramach grupy PGNiG. Rozwiązanie to może sprawić, iż na poziomie sprzedaży detalicznej pojawi się rzeczywista presja konkurencyjna prowadząca do wzrostu efektywności działających w tym zakresie przedsiębiorców.

3.3.3. Tryb i forma uwolnienia cen gazu

Powstanie konkurencji w sprzedaży gazu jest zasadniczym warunkiem uwolnienia cen gazu. Konieczne jest zatem określenie, jaki musi być poziom tej konkurencji by można było uznać, iż jest on wystarczający do podjęcia takiej decyzji. Nie wydaje się racjonalnym czekać z taką decyzją na uzyskanie odpowiedniego udziału w rynku sprzedaży detalicznej (czy też w określonym segmencie tego rynku) przez niezależne podmioty. Podstawą do uwolnienia cen gazu powinno być bowiem uznanie, iż istnieje odpowiednio silna presja konkurencyjna na detaliczną część PGNiG. Presja ta wystąpić może jedynie w sytuacji, gdy będzie istniało realne zagrożenie utraty znaczącej liczby klientów na rzecz niezależnych przedsiębiorców. Trzeba tu jednocześnie podkreślić, iż analizując zagrożenie utraty klientów, należy mieć na uwadze nie tylko konkurentów funkcjonujących obecnie na rynku, ale także konkurencję potencjalną, która pojawić się może na rynku w sytuacji, gdy detaliczna część PGNiG realizować będzie nadzwyczajne zyski wynikające z posiadania przez ten podmiot pozycji dominującej. Aby opisywana presja konkurencyjna mogła się pojawić, tak jak wcześniej wskazano, konieczne jest niedyskryminacyjne traktowanie niezależnych podmiotów przez część hurtową PGNiG oraz musi zostać ustalona wiarygodna cena gazu na rynku hurtowym.

Po spełnieniu ustawowych wymagań dotyczących uwolnienia cen gazu dla odbiorców końcowych możliwe będzie stopniowe odchodzenie od zatwierdzania taryf dla tych odbiorców. Przy uwalnianiu cen regulator dołożyć musi wszelkich starań, by proces ten nie doprowadził do ich nagłych, drastycznych wzrostów. Służyć temu powinno zarówno czasowe

zastosowanie cen maksymalnych, zatwierdzanie metodologii ustalania taryf⁶⁵, jak i stopniowe uwalnianie taryf dla poszczególnych grup odbiorców.

Zastąpienie w krótkim okresie obecnie zatwierdzanych taryf, postrzeganych przez rynek jako ceny sztywne ze względu na wątpliwości wynikające ze sprzecznych orzeczeń sądów, cenami maksymalnymi, traktować należałoby jako rozwiązanie przejściowe utrzymywane do czasu, gdy pojawią się pierwsze pozytywne efekty powstania konkurencji w sprzedaży detalicznej gazu. Pozwoliłoby ono z jednej strony na konkurowanie cenowe sprzedawców detalicznych, z drugiej zaś chroniłoby odbiorców gazu, w przypadku niewłaściwego funkcjonowania procesu niedyskryminacyjnej sprzedaży hurtowej gazu, a co za tym idzie, braku wystąpienia odpowiednich rynkowych mechanizmów ograniczających wzrost cen. Warto bowiem przypomnieć, iż po uwolnieniu cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych na rynku, na którym nie występowały przecież podmioty o pozycji podobnej do PGNiG w sektorze gazowym, pojawiły się liczne skargi dotyczące znaczącego ich wzrostu. Zastosowanie mechanizmu cen maksymalnych ograniczy tego typu zagrożenia.

W miarę rozwoju rynku, eliminowania niedoskonałości rozwiązań i wzrostu presji konkurencyjnej, możliwe byłoby rezygnowanie z tego typu bezpośrednich ingerencji w wysokość cen wyłącznie na rzecz nadzoru nad metodologią ustalania taryf. Rozwiązanie to pozwoliłoby sprzedawcom na ustalenie ich własnej ceny gazu z jednoczesnym ograniczeniem dowolności zmiany wysokości cen do sytuacji wystąpienia warunków przewidzianych w zatwierdzonej metodologii. Rozwiązanie to nie powinno wpływać na wysokość możliwych upustów cen i działać winno raczej na zasadzie automatycznie ustalonej ceny maksymalnej w zmiennych warunkach rynkowych.

Jak to zostało wcześniej opisane, plan uwolnienia cen gazu dla wszystkich odbiorców przemysłowych jednocześnie, prezentowany w dokumentach rządowych i projektach ustaw ma mieć charakter swego rodzaju terapii szokowej. W jednym momencie na rynku hurtowym ma się pojawić ogromna ilość gazu z zasobów PGNiG i uwolnione zostaną ceny dla wszystkich odbiorców instytucjonalnych, odpowiedzialnych w sumie za ok. 70% krajowego zużycia. Scenariusz taki stwarza niepotrzebne zagrożenia, nie oferując dodatkowych korzyści, w stosunku do scenariusza stopniowego otwierania rynku.

⁶⁵ Oba te rozwiązania pojawiły się w projekcie ustawy prawo gazowe.

Stopniowe otwieranie rynku polegałoby na uwalnianiu kolejnych segmentów rynku w równych, z góry ustalonych interwałach. W pierwszej kolejności uwolnione powinny zostać taryfy dla grupy największych odbiorców, odpowiedzialnych za ok. 20% rynku. Następnie, w zależności od kształtującej się sytuacji rynkowej, np. po dwóch latach, mogłoby nastąpić uwolnienie taryf dla wszystkich odbiorców przemysłowych. Po kolejnych dwóch latach – uwolnione zostałyby taryfy dla pozostałych odbiorców instytucjonalnych, a na końcu – dla segmentu gospodarstw domowych.

Przewaga scenariusza stopniowego otwierania rynku, w stosunku do terapii szokowej, jest dwójakiego rodzaju. W pierwszym scenariuszu na początku otwierany byłby segment dużych odbiorców przemysłowych, w praktyce tylko tych, należących do branży chemicznej. Odbiorcy ci są najmniej narażeni na praktyki eksploatacyjne ze strony sprzedawcy zasiedziałego, gdyż dysponują dużą siłą przetargową, wynikającą z wielkości własnego popytu i potencjalnej możliwości samodzielnego importu gazu. Kolejny segment rynku zostałby pozbawiony ochrony taryfowej w momencie, gdy funkcjonowałby już od dwóch lat rynek hurtowy gazu, na którym większe podmioty mogłyby samodzielnie nabywać gaz na własne potrzeby i prawdopodobnie istnieliby już istotni gracze na rynku detalicznym. Kolejna grupa – pozostałych odbiorców instytucjonalnych, byłaby pozbawiona ochrony w momencie, gdy świadomość nabywców o możliwości zmiany dostawcy byłaby już rozwinięta, a nowi sprzedawcy detaliczni mieliby już ustabilizowaną pozycję rynkową, pozwalającą na walkę o segment małych i średnich przedsiębiorstw.

Doświadczenia innych krajów pokazują, iż efektywna konkurencja na poziomie, który chroniłby odbiorców końcowych, nie może się wykształcić w krótkim okresie. Uwolnienie jednocześnie 70% rynku nie przyspieszy procesu rozwoju konkurencji. Należy podkreślić, iż proponowany przez Prezesa UOKiK scenariusz stopniowego otwierania rynku jest ambitniejszy od harmonogramu otwierania rynku przewidzianego w art. 18 pierwszej dyrektywy gazowej (dyrektywy 98/30/WE), która przewidywała uwolnienie w pierwszym etapie 20% rynku, następnie po pięciu latach – 28%, a po kolejnych pięciu latach – zaledwie 33% rynku.

Dopiero w sytuacji, gdy uznane zostanie, iż w odniesieniu do odbiorców przemysłowych konkurencja na rynku sprzedaży detalicznej funkcjonuje poprawnie, rozważać można będzie

uwolnienie cen dla gospodarstw domowych. Praktyka taka jest powszechnie przyjmowana w przypadku deregulacji sektorów infrastrukturalnych np. rynku energetycznego.

3.3.4. Rola regulatora na konkurencyjnym rynku gazowym

W świetle przedstawionych propozycji zmian konieczne jest rozpatrzenie, jakie nowe zadania musiałby realizować regulator w sytuacji wprowadzenia konkurencji na detalicznym rynku sprzedaży gazu. Ze względu na nietypową specyfikę polskiego sektora gazowego, regulator powinien być wyposażony w liczne kompetencje i móc aktywnie wspierać rozwój mechanizmów rynkowych. Silny nadzór nad rynkiem konieczny byłby zwłaszcza w początkowym okresie tuż po uwolnieniu cen, w celu przeciwdziałania nadmiernemu, szkodliwemu dla gospodarki krajowej ich wzrostowi.

Pierwszym i podstawowym jego zadaniem byłby nadzór nad poprawnym rozdzieleniem księgowo-funkcyjnym części hurtowej i dystrybucyjnej PGNiG. W tym celu URE musiałby poświęcić szczególną uwagę sposobowi wyznaczania ceny wywoławczej w obrocie giełdowym. Odpowiednia konstrukcja tej ceny, jak to zostało wykazane w podrozdziale 3.3.2., stanowi podstawę do zachęcenia nowych podmiotów do wejścia na rynek, jak również uniemożliwienia subsydiowania skrośnego przez PGNiG. Z tego powodu sposób ustalania ceny wywoławczej lub nawet sama cena powinna być zatwierdzana przez organ regulacyjny. Ponadto, w zakresie rozdzielenia księgowego części hurtowej i detalicznej PGNiG, URE winno otrzymywać do weryfikacji sprawozdania finansowe z obu tych części działalności oraz, w razie wykrycia nieprawidłowości, podejmować stosowne działania.

Innym zadaniem, jakie stale musiałoby być realizowane przez URE, byłoby nadzorowanie sprzedaży giełdowej gazu na rynku hurtowym oraz ustalanie wielkości obliża giełdowego. Zbyt mała ilość gazu przeznaczona na sprzedaż niezależnym podmiotom nie pozwoli na rozwój rynku i właściwe określenie ceny. Ustalenie zbyt wysokiego obliża giełdowego powodować będzie, iż cena ustalona na giełdzie nie będzie posiadać wartości informacyjnej oraz stanowić może nieuzasadnione zagrożenia dla stabilności działalności PGNiG (podmiot ten nie będzie miał pewności jaka pula gazu będzie w jego dyspozycji). Obligo powinno być zmienne w czasie, z tym, że jego wielkość nie powinna się zmniejszać, zaś w celu zapewnienia stabilności prowadzonej działalności, najkorzystniejszym byłoby podawanie

jego wielkości z odpowiednim wyprzedzeniem. Wskazanim byłoby także, by regulator miał uprawnienie do zbierania informacji od podmiotów zainteresowanych kupnem gazu od PGNiG.

Kolejnym nowym zadaniem, czy też raczej modyfikacją obecnego zadania polegającego na zatwierdzaniu taryf, powinno być zatwierdzanie metodologii ustalania taryf gazowych. Po uwolnieniu cen gazu dla odbiorców końcowych (pierwotnie jedynie dla odbiorców instytucjonalnych) pojawi się istotne zagrożenie, iż ceny wzrosną w sposób skokowy. Jednym ze sposobów ograniczenia tego zagrożenia jest wprowadzenie, zwłaszcza dla podmiotu dominującego na rynku, obowiązku przedstawiania do zatwierdzania metodologii tworzenia taryf regulatorowi. Rozwiązanie to, w przypadku bieżącego śledzenia przez Prezesa URE rachunkowości PGNiG, a zwłaszcza dzięki istnieniu wiarygodnie ustalonej ceny hurtowej, pozwoliłoby regulatorowi, bez wpływania na samą wysokość cen, na przeciwdziałanie nagłym, skokowym wzrostom cen niespowodowanym istotną zmianą otoczenia, która wymuszałaby taki ruch cenowy.

3.3.5. Zwiększanie mobilności odbiorców gazu

Uwolnienie cen gazu dla odbiorców końcowych przynieść może pożądane efekty jedynie w sytuacji, gdy nabywcy tego surowca będą aktywni, czyli gdy będą oni poszukiwać możliwie najkorzystniejszej oferty na rynku. Jedynie w obliczu realnego zagrożenia odejściem odbiorców, sprzedawcy gazu będą musieli dostosowywać swoją ofertę do warunków proponowanych przez konkurentów, w tym do obniżania lub utrzymywania ceny na rynkowym poziomie.

Aby wesprzeć mobilność odbiorców gazu zasadnym byłoby przeprowadzenie akcji informacyjnej dotyczącej możliwości zmian dostawcy. Każdy z podmiotów nabywających gaz winien mieć świadomość, iż może zastąpić obecnego sprzedawcę gazu alternatywnym. Akcję informacyjną nakierowaną na promowanie konkurencji w sektorze gazowym winien prowadzić Prezes URE, czy to poprzez działania bezpośrednie, czy też nakładanie na sprzedawców gazu obowiązku udzielania odpowiednich informacji swoim odbiorcom.

Drugim elementem promocji mobilności odbiorców mogłoby być wprowadzenie możliwie najbardziej korzystnej dla odbiorcy procedury. Ograniczenie formalności z tym związanych stanowiłoby istotną zachętę dla zmiany dostawcy i korzystania z zalet konkurencji. Między innymi zasadnym byłoby zobligowanie sprzedawców gazu do zawierania umów kompleksowych, a także nałożenie na tych, którzy zawierają nowe umowy z odbiorcami końcowymi, obowiązku regulowania wszelkich kwestii technicznych związanych ze zmianą sprzedawcy bezpośrednio ze swoimi poprzednikami.

3.4. Perspektywa długookresowa – znaczenie rozbudowy transgranicznej infrastruktury przesyłowej i infrastruktury magazynowej

Uzupełnieniem powyższych rozważań wydaje się być ukazanie możliwości rozwoju konkurencji na rynku krajowym w perspektywie długookresowej. W przyszłości spodziewać można się bowiem zmian, które ograniczą zależność Polski od gazu sprowadzanego z Rosji. Rosnące zapotrzebowanie na gaz w coraz mniejszym stopniu będzie musiało być zaspokajane z tego źródła, co umożliwi konkurencję na poziomie pierwotnych dostaw gazu i ograniczy zagrożenia dla jej rozwoju na niższych poziomach obrotu. Nadzieje na większą dywersyfikację dostaw opierają się na dwóch podstawach: rozbudowie transgranicznej infrastruktury (w tym gazoportu w Świnoujściu) oraz zwiększeniu wydobycia krajowego gazu dzięki eksploatacji złóż gazu łupkowego. Kwestia przyszłego wydobycia gazu łupkowego wykracza poza temat niniejszego raportu. Harmonogram prac nad eksploatacją gazu łupkowego, jak i sama wielkość przyszłego wydobycia jest ciągle niewiadomą i brak jest pewnych informacji pozwalających na oszacowanie wpływu eksploatacji złóż gazu łupkowego na ten sektor w Polsce. Godnym omówienia wydaje się jednak problematyka planów rozbudowy transgranicznej infrastruktury przesyłowej.

Transgraniczna infrastruktura przesyłowa

Połączenia międzysystemowe pełnią w sektorze gazowym istotne funkcje. Wraz z magazynami gazu służą one poprawie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia. Z punktu widzenia rozwoju konkurencji w sektorze gazowym dużo istotniejsze wydaje się jednak istnienie wolnych przepustowości na punktach wejścia, z których korzystać mogliby nowi importerzy gazu. Możliwość wejścia na rynek alternatywnych dostawców pierwotnych jest zaś jednym z warunków koniecznych

wykształcenia się efektywnej konkurencji na krajowym rynku hurtowym sprzedaży gazu, jak również na rynku detalicznym gazu bez konieczności silnej ingerencji w funkcjonowanie rynku hurtowego.

Połączenia międzysystemowe polskiej sieci przesyłowej z sieciami krajów ościennych już obecnie dysponują znaczną nadwyżką przepustowości w stosunku do krajowego zużycia gazu – Polska jest w stanie sprowadzić prawie dwukrotnie więcej gazu niż faktycznie kupuje.

Tabela 5. Główne międzysystemowe punkty wejścia do polskiej sieci przesyłowej i ich wykorzystanie według stanu na koniec 2011 r.

Kraj	Punkt	Zdolność przesyłowa (mln m ³ /rok)	Poziom rezerwacji ⁶⁶	Wykorzystanie
Ukraina	Drozdowicze	5588	100%	58,02%
Białoruś	Tietierowka	237	100%	
Białoruś	Wysokoje	5475	100%	
Polska (Jamał)	Włocławek	3066	100%	
Polska (Jamał)	Lwówek	2365	100%	
Niemcy	Lasów	1014	100%	96,03%
Niemcy	Gubin	18	100%	
Czechy	Branice	1	100%	87,54%
Czechy	Cieszyn	241	97%	
RAZEM		18135		60,59%
LNG	Świnoujście	5000	ok. 30%	w przygotowaniu

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z URE oraz materiałów prasowych.

Niestety, jak pokazują dane w tabeli 5., struktura wolnej przepustowości w 2011 r. była zdecydowanie niekorzystna z punktu widzenia liberalizacji krajowego rynku, jak również jego integracji z krajami UE. Niewielkie przepustowości na połączeniach z Czechami i Niemcami były wykorzystane w 94%, a wolne przepustowości na tych kierunkach stanowiły zaledwie 7 mln m³ gazu, czyli niecałe 0,05% krajowego zapotrzebowania. Większość

⁶⁶ Podany poziom rezerwacji dotyczy zarówno zdolności przesyłowych zarezerwowanych na zasadach ciągłych jak i na zasadach przerywanych.

wolnych przepustowości występowało na połączeniach, na których Polska pozyskuje gaz bezpośrednio z Gazpromu, czyli na których trudno wyobrazić sobie zaistnienie konkurencji dla PGNiG.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że mimo formalnej dywersyfikacji geograficznej połączeń międzysystemowych, Polska ma obecnie dostęp wyłącznie od gazu pochodzenia rosyjskiego. Sprowadzanie gazu rosyjskiego z kierunków innych niż wschodni może być uzasadnione zarówno względami bezpieczeństwa dostaw, jak również kosztowo – do niedawna Gazprom stosował praktykę silnej dywersyfikacji cen w zależności od kraju przeznaczenia. Należy jednak oczekiwać, że Gazprom będzie się starał zapobiec stosowaniu przez PGNiG arbitrażu, czy to poprzez wyrównanie cen dla odbiorców sąsiadujących z Polską, czy też poprzez klauzule kontraktowe.

Połączenie z Ukrainą może w przyszłości dać Polsce dostęp do gazu z alternatywnych źródeł. Zarówno bowiem Ukraina, jak i inne kraje z regionu Morza Czarnego planują dywersyfikować kierunki zakupu gazu i zwiększać wydobyte krajowe. Trudno jednak obecnie ocenić szanse na taki rozwój sytuacji.

Połączenie z Czechami miało dać Polsce dostęp do gazu z przyszłego gazociągu Nabucco, którego realizacja pozostaje nadal w zawieszeniu.

Powyższe zestawienia wskazują, że faktyczne możliwości dywersyfikacji zakupu gazu są, przynajmniej na obecnym etapie, iluzoryczne. Przewidywane zwiększenie wielkości zapotrzebowania na gaz wymaga dalszej rozbudowy interkonektorów i poszerzenia możliwości sprowadzania gazu także z innych niż Rosja kierunków.

W tabeli 5. zaznaczono także inwestycję, będącą w 2011 r. w zaawansowanej fazie przygotowania. Zaznaczona w tabeli zdolność przesyłowa jest deklarowaną początkową zdolnością przesyłową połączeń. Terminal LNG w Świnoujściu (popularnie określany jako gazoport) jest obecnie na etapie budowy, której ukończenie zaplanowano na lato 2014 r. Termin ten może być zagrożony ze względu na wejście jednego z wykonawców w upadłość układową w czerwcu 2012 r. Do tej pory jedynie PGNiG wyraził zainteresowanie korzystaniem z terminala. Spółka ma już zakontraktowane dostawy gazu skroplonego

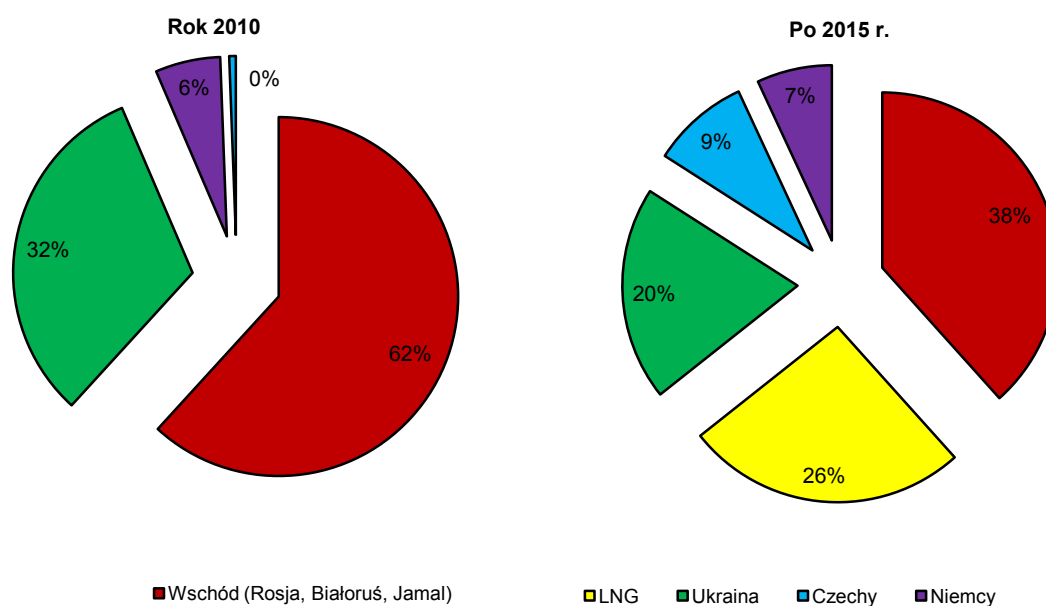
z Kataru w ilości 1,5 mld m³ rocznie. Docelowo, przepustowość terminala ma sięgać 7,5 mld m³, co stanowi ponad 50% obecnego całkowitego zużycia gazu w Polsce.

Istotną inwestycją, z punktu widzenia rozwoju konkurencji na rynku gazu w Polsce, jest trwająca rozbudowa interkonektora z siecią niemiecką w Lasowie. Przepustowość tego połączenia została w ubiegłym roku zwiększona do ok. 1,5 mld m³ rocznie. W wyniku ogłoszonego w 2011 r. przez Gaz-System wezwania do rezerwacji dodatkowej przepustowości w tym punkcie, dokonano rezerwacji na rzecz PGNiG i 26 innych spółek⁶⁷. Przeprowadzona przez Gaz-System procedura wykazała duże zainteresowanie wykorzystaniem tego punktu i spółka ta zamierza zwiększyć jego przepustowość docelowo do 2 mld m³ rocznie. Z kolei połączenie z systemem czeskim w okolicy Cieszyna może w przyszłości osiągnąć przepustowość nawet 2,5 mld m³, jednak będzie to wymagało dodatkowych inwestycji, związanych głównie z likwidacją „wąskich gardeł” na sieci przesyłowej po stronie polskiej.

Poniższy wykres obrazuje potencjał dywersyfikacji źródeł dostaw gazu obecnie i w przyszłości, przy założeniu, że zrealizowane zostaną wymienione wyżej inwestycje. Według prognoz PGNiG, wielkość zapotrzebowania na gaz ziemny wyniesie 18,4 mld m³ po 2015 r. Nawet jeśli wzrost w całości zaspokojony będzie gazem importowanym (zwiększenie importu o 3,8 mld m³), to wykorzystanie punktów wejścia do systemu pozostanie na bezpiecznym poziomie 48%.

⁶⁷ http://finanse.wp.pl/kat,7069,title,27-firm-podpisalo-umowy-na-korzystanie-z-interkonektora-Gaz-Systemu-w-Lasowie,wid,13874437,wiadomosc.html?ticaid=1eb47&_tictsn=5

Wykres 4. Przepustowość punktów wejścia do polskiej sieci gazowej według kierunku dostaw.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE, Gaz-System.

W powyższych zestawieniach nie uwzględniono możliwości importu gazu z Niemiec na zasadzie wirtualnego rewersu⁶⁸ na gazociągu jamalskim, czyli odbierania w punktach wejścia we Włocławku i Lwówku rosyjskiego gazu zakupionego od importerów niemieckich. Przede wszystkim nie jest jasne, jak dużą przepustowość należałoby przypisać dostawom z rewersu. Warto zauważyć, że wejścia z Jamału do polskiej sieci mają przepustowość mniejszą niż ilości gazu, które PGNiG i Rząd RP jest zobowiązany odbierać bezpośrednio od Gazpromu. Gazprom, który w pełni kontroluje obecnie wejścia z Białorusi, może doprowadzić do „zablokowania” wirtualnego rewersu poprzez zmniejszenie przepływów z kierunku białoruskiego i wymuszenie większego wypływu gazu z własnych kontraktów w krajowych punktach wyjścia z gazociągu jamalskiego. Ponadto po uruchomieniu gazociągu South Stream⁶⁹, które zaplanowano na 2015 r. możliwa będzie rezygnacja z tranzytu gazu przez Polskę gazociągiem jamalskim, co również zablokuje możliwość stosowania rewersu wirtualnego. PGNiG co prawda zaczął już w 2011 r. korzystać z wirtualnego rewersu, sprowadzając gaz z Niemiec po niższych cenach (indeksowanych do cen na europejskich

⁶⁸ Rewers wirtualny polega na zakupie gazu od kontrahenta do którego transportowany jest gaz przez krajowy system przesyłowy. Gaz ten wówczas nie jest fizycznie dostarczany do jego właściciela, lecz wprowadzany do obrotu bezpośrednio z krajowej sieci przesyłowej.

⁶⁹ *South Stream* to projektowany gazociąg o przepustowości 63 mld m³ mający po dnie [Morza Czarnego](#) połączyć bezpośrednio wybrzeże [Rosji](#) i [Bułgarii](#).

hubach) jednak wprowadzona przez Gazprom podwyżka opłat za wyjście z gazociągu postawiła opłacalność tego importu pod znakiem zapytania⁷⁰.

Należy zaznaczyć, że wszystkie nowobudowane i rozbudowywane połączenia są dwukierunkowe, pozwalają nie tylko importować, ale również wysyłać gaz do systemów innych krajów. Nawet w przypadku realizacji planów rozwoju wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, dzięki realizowanym obecnie inwestycjom, Polska może w przyszłości stać się krajem tranzytowym dla gazu dostarczanego do gazoportu w Świnoujściu. Korzyści z rozbudowy interkonektorów oraz infrastruktury przesyłowej powinny się zatem pojawić niezależnie od rozwoju sytuacji na światowych rynkach gazu.

Rozbudowa sieci połączeń transgranicznych z perspektywy UE

Na problem połączeń międzysystemowych można również patrzeć z nieco szerszej, europejskiej perspektywy. Zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, w celu osiągnięcia zwiększenia wydajności, konkurencyjnych cen i wyższych standardów usług jest jednym z celów, jakie wobec realizowanego europejskiego rynku energii formułuje Rozporządzenie 715/2009 (motyw 1). W celu dokończenia budowy rynku wewnętrznego gazu ziemnego, konieczne jest osiągnięcie wystarczającego poziomu zdolności w zakresie transgranicznych połączeń wzajemnych oraz wspieranie integracji rynku (motyw 12). Rozporządzenie zwraca także uwagę na konieczność wzmocnienia współpracy i koordynacji między operatorami systemów przesyłowych w celu opracowania kodeksów sieci dla udostępnienia skutecznego i przejrzystego transgranicznego dostępu do sieci przesyłowych i zarządzania nimi, jak również w celu zapewnienia skoordynowanego oraz dostatecznie wybiegającego w przyszłość planowania i odpowiedniego rozwoju technicznego systemu przesyłowego w UE, łącznie z utworzeniem zdolności połączeń wzajemnych (motyw 15).

Rozbudowa interkonektorów jest niezbędnym krokiem w procesie integracji europejskich rynków hurtowych gazu, który w dłuższym okresie będzie skutkować konwergencją cen. Z punktu widzenia tworzenia wspólnego rynku gazu, ważne jest, żeby nowe i rozbudowywane interkonektory między krajami UE były połączeniami dwukierunkowymi. Należy zaznaczyć, że wszystkie nowo powstające i rozbudowywane połączenia są takimi

⁷⁰http://m.wyborcza.pl/wyborcza/1,105226,11297058,Spolka_Gazpromu_podbila_oplaty_za_transport_tanszego.html

połączeniami i pozwalają nie tylko importować, ale również wysyłać gaz do systemów innych krajów, przyczyniają się zatem nie tylko do otwarcia polskiego rynku na konkurencję, ale służą również realizacji celu integracji europejskich rynków gazu.

Infrastruktura magazynowa

Dotychczasowa dominacja PGNiG w zakresie sprowadzania gazu do Polski była na tyle duża, iż jedynie ten podmiot był zobligowany do utrzymywania rezerw gazu jako importer⁷¹. Maksymalne wykorzystanie zasobów magazynowych wynosiło w 2010 roku 1,517 mln m³, czyli kształtowało się na poziomie 82,5%. Do dyspozycji przez cały rok 2010 pozostawało ponad 300 mln m³ wolnych pojemności magazynowych. Na dzień 24 sierpnia 2012 roku w żadnym z sześciu dostępnych magazynów nie istniały niezakontraktowane dostępne zdolności magazynowe. Przewidywana obecnie rozbudowa infrastruktury magazynowej obejmuje zwiększenie pojemności magazynu Husów do pojemności czynnej 500 mln m³, magazynu Wierzchowice o 2 925 mln m³ (w tym o 625 mln m³ w 2012 r.), magazynu Mogilno o 430,06 mln m³ (do 2018 r.) oraz oddanie nowego magazynu Kosakowo o pojemności 250 mln m³, (do roku 2014 uzyskać ma pojemność czynną 100 mln m³, zaś przewidywany termin zakończenia rozbudowy to koniec roku 2020).

Rozbudowa infrastruktury magazynowej jest istotna z dwóch powodów. Przede wszystkim odpowiednia ilość przestrzeni magazynowej niezbędna jest przy wchodzeniu na rynek polski nowych importerów, zobligowanych do utrzymywania rezerw obowiązkowych⁷². Dostępność wolnych pojemności magazynowych stanowić może także o rozwinięciu konkurencji pozacenowej na rynku gazu. Oprócz ceny, podstawowym parametrem, którym konkuruje się na detalicznych rynkach gazu, szczególnie ważnym dla odbiorców przemysłowych jest elastyczność kontraktu, czyli prawo do odchyłeń (ang. *swing rights*). Parametry zapewniające większą elastyczność i ogólnie lepsze dostosowanie do potrzeb odbiorcy, niż występujące w kontraktach oferowanych przez dostawcę zasiedziałego, mogą się pojawić wtedy, gdy

⁷¹ Jak to zostało opisane w podrozdziale 1.4. poza PGNiG rezerwy utrzymywał także pełniący rolę OSP Gaz-System.

⁷² Wysokość opłat za magazynowanie może stanowić istotne utrudnienie w prowadzeniu działalności, lecz taryfy opłat magazynowych podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, więc problem ten nie wydaje się być równie istotny jak brak pojemności magazynowej. Jednocześnie warto podkreślić, iż tworzenie zapasów jest obowiązkowe jedynie dla podmiotów sprowadzających gaz w celu jego dalszej odsprzedaży. Wielu importerów zaś sprowadza i sprowadzać będzie gaz wyłącznie na własne potrzeby.

dostępne będą wolne pojemności magazynowe, pozwalające hurtownikom dodatkowo uelastycznić dostawy gazu kupowanego od PGNiG.

4. Zagadnienia związane z sytuacją konsumentów na rynku gazowym

Konsumenci są najsłabszymi z podmiotów obecnych w sektorze gazowym. Aby ich interesy nie były naruszane przez przedsiębiorców konieczne jest zastosowanie rozwiązań wzmacniających ich pozycję na rynku.

4.1. Rozwiązania chroniące odbiorców wrażliwych

Jednym z założeń współczesnych rozwiązań prawnych w odniesieniu do sektora gazowego jest konieczność ochrony tzw. „odbiorców wrażliwych”. Ewentualne działania w tym kierunku rozważane muszą być w dwóch aspektach: w kontekście przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu oraz poprzez pryzmat zgodności wprowadzanych rozwiązań z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej.

4.1.1. Problem ubóstwa energetycznego i próby jego rozwiązania

Jednym z zagadnień wymagających wprowadzenia stosownych uregulowań, zwłaszcza w kontekście planowanego uwolnienia cen gazu dla gospodarstw domowych, jest kwestia ubóstwa energetycznego. Konsekwencją nieopłacania przez odbiorców rachunków, jest wstrzymanie przez przedsiębiorstwa energetyczne dostaw. Sytuacje tego typu mogą występować w przyszłości częściej, jeśli w wyniku uwolnienia cen wysokość opłat za gaz ponoszonych przez gospodarstwa domowe wzrośnie. Niezbędnie jest zatem wypracowanie rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców, którzy nie są w stanie ponieść, z uwagi na swoją sytuację życiową, naliczanych opłat.

Problem ubóstwa energetycznego jest obecny również w innych krajach europejskich. Na poziomie Unii Europejskiej, powstał współfinansowany przez Komisję Europejską projekt *European Fuel Poverty and Energy Efficiency Project* skupiający 5 krajów – Wielką Brytanię, Włochy, Francję, Hiszpanię oraz Belgię. Celem programu było zwiększenie świadomości dotyczącej ubóstwa energetycznego oraz wypracowanie środków zapobiegających temu problemowi. Według przyjętej przez *European Fuel Poverty and Energy Efficiency Project* definicji, ubóstwo energetyczne to niemożność utrzymania ogrzania na odpowiednim poziomie, w przystępnej cenie. Jako przyczyny ubóstwa wskazano

niski dochód, wysokie ceny energii oraz nieefektywność energetyczną budynków. Natomiast jako następstwa ubóstwa energetycznego wskazano negatywne konsekwencje dla kondycji psychicznej i fizycznej odbiorców dotkniętych tym problemem, niszczenie budynków, nadmierne zadłużenie oraz zwiększenie emisji dwutlenku węgla⁷³.

Problem ubóstwa został dostrzeżony również przez ustawodawcę europejskiego. Stosowne postanowienia dotyczące tzw. odbiorcy wrażliwego na rynku gazu znalazły się w III pakiecie liberalizacyjnym. Dyrektywa gazowa stanowi, iż ubóstwo energetyczne jest coraz większym problemem we Wspólnocie. Dotknięte nim państwa członkowskie, które nie podjęły jeszcze żadnych środków zaradczych, powinny opracować krajowe plany działań lub inne stosowne ramy pozwalające stawić czoła ubóstwu energetycznemu, zmierzające do obniżenia liczby osób cierpiących z jego powodu. W każdym przypadku państwa członkowskie powinny zapewnić niezbędne dostawy energii dla odbiorców wrażliwych. Mogłyby przy tym zastosować zintegrowane podejście, takie jak w ramach polityki socjalnej, a wdrażane środki mogłyby obejmować poprawę polityk socjalnych lub efektywności energetycznej w mieszkalnictwie. Niniejsza dyrektywa powinna przynajmniej umożliwić krajowe polityki na rzecz odbiorców wrażliwych⁷⁴.

Art. 3 ust. 3 dyrektywy gazowej stanowi, iż państwa członkowskie podejmują odpowiednie środki w celu ochrony odbiorców końcowych, a w szczególności zapewniają odpowiednie środki ochrony odbiorców wrażliwych. W tym kontekście każde państwo członkowskie określa pojęcie odbiorców wrażliwych, które może odnosić się do ubóstwa energetycznego oraz, między innymi, do zakazu odłączania takim odbiorcom gazu w sytuacjach krytycznych. Państwa członkowskie zapewniają stosowanie praw i obowiązków dotyczących odbiorców wrażliwych. W szczególności państwa członkowskie podejmują odpowiednie środki w celu ochrony odbiorców końcowych na obszarach oddalonych, którzy są podłączeni do systemu gazowego.

Ustęp 4 tego artykułu stanowi, iż państwa członkowskie przyjmują odpowiednie środki, takie jak opracowanie krajowych planów działań w zakresie energii przewidujących zasiłki z systemów zabezpieczeń społecznych w celu zapewnienia niezbędnych dostaw gazu dla odbiorców wrażliwych lub przewidujących wsparcie dla poprawy efektywności

⁷³ <http://www.fuel-poverty.org>.

⁷⁴ Pkt 50 preambuły.

energetycznej, aby rozwiązywać stwierdzone przypadki ubóstwa energetycznego, w tym również w szerszym kontekście ubóstwa.

Przepisy dyrektywy gazowej nakładają zatem na państwa członkowskie, obowiązek wprowadzenia rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców wrażliwych. Jednocześnie nie zdefiniowano pojęcia ubóstwa energetycznego ani odbiorcy wrażliwego, zostawiając tę kwestię ustawodawcy krajowemu. Ustawa Prawo energetyczne nie zawiera takiego pojęcia. Obecnie toczą się jednakże prace nad projektem ustawy Prawo gazowe.

Obecna wersja projektu ustawy Prawo gazowe wprowadza definicję odbiorcy wrażliwego, zgodnie z którą jest nim odbiorca gazu ziemnego w gospodarstwie domowym, któremu przyznano zasiłek stały lub zasiłek okresowy albo będący członkiem rodziny, której przyznano zasiłek okresowy na podstawie ustawy o pomocy społecznej⁷⁵ oraz posiadający zawartą z przedsiębiorstwem gazowniczym umowę sprzedaży gazu ziemnego i zamieszkujący w miejscu dostarczania gazu ziemnego. Odbiorca wrażliwy miałby otrzymywać rachunek za gaz ziemny pomniejszony o kwotę stosownego ryczałtu. Projekt ustawy określa również tryb w jakim odbiorca wrażliwy uzyskiwał będzie prawo do pomniejszenia należności za gaz ziemny oraz obowiązki przedsiębiorstw energetycznych dokonujących tego pomniejszenia. Ochrona odbiorców wrażliwych miałaby być również zapewniona poprzez wydłużenie terminów wstrzymania dostarczania do nich gazu ziemnego, w przypadku, gdy zwlekają oni z zapłatą za pobrany gaz.

Prezes URE miałby prawo kontroli przedsiębiorstw gazowniczych w zakresie wykonywania obowiązku ochrony odbiorców wrażliwych gazu ziemnego. W przypadku wykrycia niezgodności oraz nadużyć Prezes URE byłby uprawniony do nakładania kar pieniężnych na takie przedsiębiorstwo.

Zawarte w projekcie ustawy Prawo gazowe postanowienia stanowią jedno z możliwych rozwiązań problemu ubóstwa energetycznego. Najistotniejszą kwestią jest zdefiniowanie pojęcia odbiorcy wrażliwego, w oparciu o obiektywne kryteria, tak aby system pomocy był jak najbardziej efektywny. Odbiorcami, którzy nie są w stanie ponosić opłat za gaz mogą być

⁷⁵ Ustawa z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej⁷⁵ (Dz.U. z 2009 r. Nr 175, poz. 1362, z późn. zm.).

bowiem różne osoby – o niskich dochodach, starsze, samotne, niepełnosprawne, rodziny wielodzietne. Przyjęte kryteria definicji mogą zatem być różne.

W ocenie Prezesa UOKiK, zawarte w projekcie ustawy Prawo gazowe rozwiązanie, tj. definicja odbiorcy wrażliwego w oparciu o kryterium przyznania pomocy społecznej w rozumieniu ustawy z dnia 12 marca 2004 r. o pomocy społecznej (tj. zasiłku stałego lub okresowego) wydaje się być wystarczające. Zauważyć należy, iż pomoc społeczna przyznawana jest zarówno w oparciu o kryterium dochodowe, jak również podmiotowe (osoby niepełnosprawne, niezdolne do samodzielnej egzystencji, itp.). Lokalne ośrodki pomocy społecznej są najlepiej zorientowane w sytuacji życiowej osób, które wnioskuje o przyznanie zasiłków stałych bądź okresowych. Wydaje się zatem, że grupa osób, którym decyzją administracyjną przyznano zasiłki stałe/okresowe albo będący członkami rodziny, której przyznano zasiłek okresowy, jest obiektywnie wyodrębnioną grupą, która nie jest w stanie ponosić opłat za energię i jest szczególnie narażona na negatywne konsekwencje z tym związane. Pozytywnie ocenić należy również wydłużenie terminów wstrzymania dostarczania gazu ziemnego w przypadku zwlekania przez odbiorców wrażliwych z zapłatą za gaz (jest to szczególnie istotne w okresie zimowym, zwłaszcza w przypadku osób chorych).

Niemniej jednak, istotnym jest, aby rozwiązania przyjęte w ustawie Prawo gazowe były uregulowane w sposób szczegółowy i umożliwiający sprawną współpracę pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a ośrodkami pomocy społecznej, w zakresie pomocy odbiorcom wrażliwym.

4.1.2. Pomoc odbiorcom wrażliwym w kontekście przepisów o pomocy publicznej

Jednocześnie z wprowadzeniem obowiązku ochrony odbiorców wrażliwych pkt 46 preambuły przedmiotowej dyrektywy gazowej wskazuje na konieczność respektowania przepisów o pomocy publicznej przy wprowadzaniu ww. rozwiązań (stanowi on, że „w zakresie, w jakim środki podjęte przez państwa członkowskie w celu spełnienia obowiązków użyteczności publicznej stanowią pomoc państwa, zgodnie z art. 107 ust. 1 Traktatu, istnieje obowiązek zgłoszenia ich Komisji wynikający z art. 108 ust. 3 Traktatu”). Posiadając swobodę w zakresie konstruowania mechanizmów tej ochrony, państwa członkowskie mogą bowiem przyjąć rozwiązania powodujące udzielanie pomocy publicznej na rzecz przedsiębiorstw energetycznych.

Przesłanki uznania konkretnego instrumentu za pomoc publiczną zostały szczegółowo omówione w pkt 2.5. niniejszego Raportu. Przykładem rozwiązania chroniącego odbiorców wrażliwych, które może wiązać się z udzieleniem pomocy publicznej, a którego zastosowanie w Polsce, chociażby ze względu na zapisy projektu ustawy Prawo gazowe, wydaje się w chwili obecnej prawdopodobne, jest mechanizm polegający na nałożeniu przez państwo na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku pobierania od odbiorców wrażliwych zmniejszonej opłaty za gaz ziemny, w zamian za przyznanie stosownego wsparcia z budżetu państwa rekompensującego ten obowiązek. Taki mechanizm z całą pewnością spełniałby pierwszą, trzecią i czwartą przesłankę pomocy publicznej – środki przekazywane tytułem wsparcia rekompensującego nałożony obowiązek pochodziłyby ze źródła publicznego, wsparcie miałoby charakter selektywny, ponieważ przysługiwałoby jedynie przedsiębiorstwom z określonego sektora. Przesłanka zakłócenia lub groźby zakłócenia konkurencji, a także wpływu pomocy na wymianę handlową między państwami członkowskimi UE byłaby w tym przypadku również spełniona. Przy ocenie spełnienia ww. przesłanki należy bowiem uwzględnić, iż przedsiębiorstwa energetyczne działają na rynku otwartym na konkurencję. Pewne wątpliwości może budzić jedynie spełnienie przesłanki drugiej, tj. przesłanki wystąpienia korzyści po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Dokonując takiej oceny konieczne byłoby jednak wzięcie pod uwagę faktu, iż jak wynika z praktyki decyzyjnej Komisji, przesłanka wystąpienia korzyści jest interpretowana w sposób szeroki. Korzyścią, jaką mogłoby odnieść przedsiębiorstwo energetyczne, może być na przykład zwiększenie popytu na gaz ziemny, które wystąpiłoby w wyniku wprowadzenia przez państwo opisanego poniżej mechanizmu ochrony odbiorców wrażliwych. Można bowiem przypuszczać, iż przedsiębiorstwa energetyczne nie świadczyłyby usługi sprzedaży gazu odbiorcom nieregulującym swoich rachunków (odbiorca taki byłby odłączany) lub przynajmniej świadczyłyby te usługi w mniejszym zakresie. Zatem przychód osiągany przez te przedsiębiorstwa, bez zastosowania instrumentu mającego na celu ochronę odbiorcy wrażliwego, byłby mniejszy.

W przypadku zastosowania wyżej wymienionego rozwiązania ochrony odbiorców wrażliwych, spełnienie przesłanki korzyści mogłoby jednak zostać wykluczone w sytuacji spełnienia kryteriów wypracowanych przez TSUE w wyroku w sprawie Altmark. Zgodnie z tym wyrokiem, łączne spełnienie wskazanych poniżej warunków powoduje, że rekompensata z tytułu świadczenia usług publicznych nie jest korzyścią dla przedsiębiorcy

przekazywaną na zasadach odbiegających od rynkowych, a zatem nie stanowi pomocy publicznej:

- przedsiębiorca będący beneficjentem musi być zobowiązany do świadczenia usług publicznych i zobowiązanie to musi być jasno zdefiniowane, np. w aktach normatywnych lub postanowieniach umowy zawartej z przedsiębiorcą;
- kryteria, na podstawie których została określona rekompensata, muszą być ustalone z góry w sposób obiektywny i przejrzysty;
- wysokość rekompensaty nie może przewyższać kwoty niezbędnej do pokrycia całości lub części kosztów poniesionych w związku z wywiązaniem się ze zobowiązań z tytułu świadczenia usług publicznych, przy uwzględnieniu odpowiednich wpływów i racjonalnego zysku wynikającego ze świadczenia tego rodzaju usług;
- w przypadku, gdy przedsiębiorca świadczący usługi publiczne nie został wyłoniony w drodze procedury udzielania zamówień publicznych, która pozwoliłaby na wybór oferenta świadczącego te usługi za cenę najkorzystniejszą dla danej społeczności, poziom rekompensaty powinien zostać określony na podstawie analizy kosztów, jakie poniosłoby typowe, dobrze zarządzane przedsiębiorstwo dysponujące odpowiednimi środkami do wypełnienia powierzonego mu zadania przy uwzględnieniu odpowiednich wpływów i rozsądnego zysku.

W sytuacji niespełnienia ww. kryteriów orzeczenia Altmark, a więc uznania, iż wyżej wymieniony przykładowy mechanizm ochrony odbiorców wrażliwych stanowiłby jednak pomoc publiczną, powstałaby konieczność ukształtowania reguł udzielania tej pomocy w taki sposób, by mogła ona zostać uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym na podstawie stosownych przepisów prawa UE, np. jako:

- pomoc o charakterze socjalnym przyznawana indywidualnym konsumentom, o której mowa w art. 107 ust. 2 lit. a TFUE. Jest to pomoc uznana w Traktacie za będącą zgodną z rynkiem wewnętrznym, co jednakże nie zwalnia państwa członkowskiego z obowiązku jej zgłoszenia Komisji (notyfikacja w tym przypadku ma umożliwić Komisji weryfikację prawidłowego zakwalifikowania środka pomocowego przez państwo członkowskie, a także zasad jego finansowania);
- rekompensata wypłacana przedsiębiorcy z tytułu realizacji usług w ogólnym interesie gospodarczym (kryteria stosowane przez Komisję przy ocenie zgodności pomocy w formie rekompensat z zasadami rynku wewnętrznego zostały zawarte

w rozporządzeniu Komisji nr 360/2012, komunikacie Komisji o rekompensacie z tytułu usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym, decyzji Komisji o pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych oraz zasadach ramowych dotyczących pomocy państwa w formie rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych).

Podsumowując należy stwierdzić, że sam fakt, iż państwo członkowskie realizuje obowiązek użyteczności publicznej nałożony przez akt prawa europejskiego, nie stanowi podstawy do automatycznego uznania, że przyjmowany system ochrony nie będzie się wiązał z udzielaniem pomocy publicznej. Wystąpienie lub niewystąpienie pomocy publicznej zależne będzie bowiem od przyjętego przez to państwo konkretnego kształtu rozwiązań mających na celu ochronę odbiorców wrażliwych.

4.2. Sytuacja konsumentów na rynku gazowym

Jednym z celów działań zwiększających konkurencję w sektorze gazu jest zwiększenie dobrobytu konsumentów. W związku z powyższym, niektóre dostrzegane przez organ antymonoplowy problemy związane z funkcjonowaniem tego rynku, są ściśle związane z ochroną praw konsumentów oraz zwiększeniem ich możliwości swobodnego wyboru pomiędzy dostępnymi ofertami.

4.2.1. Możliwości ochrony interesów konsumentów w obecnym stanie prawnym

Możliwość interwencji Prezesa URE w trybie administracyjnym w odniesieniu do ochrony interesów odbiorców jest ograniczona do uprawnień wskazanych w art. 8 ustawy Prawo energetyczne. Prezes URE może rozstrzygać na wniosek strony w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii. Prezes URE nie może natomiast orzekać w sprawach dotyczących umów już zawartych, gdyż wyłączną kompetencję w tym zakresie posiadają sądy powszechne.

Istotną rolę w ochronie konsumentów odgrywa Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zarówno w sposób pośredni poprzez prowadzenie postępowań antymonopolowych, ingerujących w funkcjonowanie rynku w celu ochrony konkurencji, których beneficjentami w ostatecznym rozrachunku są również konsumenci oraz poprzez działania zmierzające bezpośrednio do ochrony konsumentów, tj. poprzez prowadzenie postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Postępowania takie mogą się zakończyć, między innymi, nakazem zaniechania kwestionowanych działań, a także nałożeniem kary pieniężnej.

Obok postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, Prezes UOKiK podejmuje również działania niewładcze zmierzające do wyeliminowania z obrotu prawnego niedozwolonych postanowień umownych (kształtujących interesy konsumentów w sposób sprzeczny z prawem lub dobrymi obyczajami). Podstawowym narzędziem w tym zakresie są kontrole wzorców umownych stosowanych przez przedsiębiorców w stosunkach z przedsiębiorcami.

Zgodnie z art. 24 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, przez praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów rozumie się godzące w nie bezprawne działanie przedsiębiorcy, w szczególności:

- stosowanie postanowień wzorców umów, które zostały wpisane do rejestru postanowień wzorców umowy uznanych za niedozwolone;
- naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji;
- nieuczciwe praktyki rynkowe lub czyny nieuczciwej konkurencji.

Warunkiem wydania przez Prezesa UOKiK decyzji w sprawie praktyki naruszającej zbiorowe interesy konsumentów jest łączne spełnienie dwóch przesłanek, a mianowicie: przesłanki bezprawności działania przedsiębiorcy, tj. działania niezgodnego z powszechnie obowiązującym porządkiem prawnym oraz przesłanki naruszenia ww. zbiorowego interesu konsumentów.

Praktyki, o których mowa w art. 24 uokik, oznaczają wszelkie formy zachowania przedsiębiorcy w relacji z konsumentami, obejmujące zarówno jego działania jak i zaniechania. Oznacza to, że praktykę może stanowić zarówno aktywne zachowanie (np.

zawarcie umowy, która zawiera niedozwolone postanowienia umowne, tożsame do postanowień wpisanych do Rejestru postanowień wzorców umowy uznanych za niedozwolone), jak i zaniechanie, czyli niewykonanie czynności, które przedsiębiorca powinien wykonać (np. niewykonanie obowiązku informacyjnego, niezamieszczenie postanowień w treści umowy, których obowiązek zamieszczenia wynika z przepisów prawa). Zgodnie z przepisami uokik, każdy może zgłosić Prezesowi Urzędu na piśmie zawiadomienie dotyczące podejrzenia stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, jednakże postępowanie w sprawie naruszenia zbiorowych interesów konsumentów toczy się z urzędu, a organem uprawnionym do jego wszczęcia i prowadzenia jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Tytułem przykładu można wskazać dwie decyzje Prezesa UOKiK w sprawach praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, dotyczące rynku gazu: RPZ-26/11 oraz RKR 23/09.

W pierwszej z nich Prezes UOKiK zakwestionował postanowienie umowne stosowane we wzorcu umów przez przedsiębiorcę G.EN. Gaz Energia S.A. z siedzibą w Tarnowie Podgórnym, o treści *„Z uwzględnieniem odpowiednich przepisów § 5 powyżej, należności za paliwo gazowe oraz świadczone na rzecz odbiorcy usługi dystrybucji, w tym również zaliczki, będą regulowane na podstawie faktur VAT i/lub planów zaliczkowych wystawianych przez Przedsiębiorstwo Gazownicze, w terminach tam podanych”*.

Prezes Urzędu uznał powyższe postanowienie za tożsame z postanowieniami wpisanymi do rejestru postanowień wzorców umowy uznanych za niedozwolone, o którym mowa w art. 479⁴⁵ Kodeksu postępowania cywilnego, o treści *„Należność za gaz ziemny oraz świadczone kupującemu usługi będą regulowane na podstawie faktur wystawionych przez sprzedawcę w terminie podanym na fakturze, jednak nie później niż w ciągu 14 dni od daty otrzymania faktury z wyłączeniem § 5 ust. 3 umowy. Należność za gaz ziemny, o której mowa w § 5 ust. 3 umowy, kupujący będzie regulował na podstawie faktur wystawionych przez sprzedawcę w terminie podanym na fakturze”*⁷⁶ oraz *„Należność za gaz ziemny oraz świadczone kupującemu usługi będą regulowane na podstawie faktur wystawionych przez sprzedawcę (...) 14 dniowym od daty wystawienia faktury w przypadku wysyłki pocztą, z wyłączeniem § 5*

⁷⁶ Pozycja 495 rejestru.

*ust. 3 umowy. Należność za gaz ziemny, o której mowa w § 5 ust. 3 umowy, kupujący będzie regulował na podstawie faktur wystawionych przez sprzedawcę w terminie podanym w fakturze*⁷⁷. Postanowienia te zostały uznane za niedozwolone wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), z dnia 14 marca 2005 r. sygn. akt XVII Amc 6/04.

Zdaniem SOKiK, postanowienia te powodują, że przy zawieraniu umowy z przedsiębiorcą konsument nie posiada wiedzy odnośnie do terminu płatności należności za świadczenie drugiej strony, gdyż umowa takiego terminu nie określa, a czyni to wyłącznie faktura doręczona po jej zawarciu. SOKiK zauważył, że może to wywoływać szereg negatywnych konsekwencji dla konsumenta, np. konieczność zapłaty odsetek za opóźnienie w zapłacie należności w przypadku otrzymania faktury pocztą po terminie płatności bądź wyznaczenia zbyt krótkiego terminu płatności, z uwagi na opóźnienie doręczenia faktury.

Jak wskazał SOKiK, przedsiębiorca zastrzegł sobie w tych klauzulach wyłączne uprawnienie do ustalania terminu płatności należności przez konsumenta. Z tych też przyczyn klauzule te, zdaniem SOKiK, są niedozwolone w rozumieniu art. 385³ pkt 8 i 9 kodeksu cywilnego. Umowa powinna bowiem określać sposób i termin spełnienia świadczenia przez każdą ze stron, zwłaszcza gdy jedną z nich jest konsument.

Przedsiębiorca zobowiązał się do zaniechania stosowania ww. postanowienia poprzez zmianę jego treści w nowym wzorcu umowy, wobec czego Prezes Urzędu wydał decyzję na podstawie art. 28 ust. 1 uokik, zobowiązującą przedsiębiorcę do podjęcia działań zmierzających do zaniechania zarzuconej praktyki poprzez zmianę treści kwestionowanego postanowienia w nowym wzorcu umowy oraz w umowach pozostających nadal w obrocie prawnym.

Druga decyzja została natomiast wydana po przeprowadzeniu postępowania w sprawie stosowania przez przedsiębiorcę Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, polegających na stosowaniu we wzorcu Umowy o przyłączenie do sieci gazowej postanowienia w brzmieniu:

⁷⁷ Pozycja 496 rejestru.

„Zakład Gazowniczy uprawniony jest do przedłużenia terminu, o którym mowa w § 1 ust. 3 niniejszej umowy w przypadkach:

(...)

2. Niezależnej od Zakładu Gazowniczego zwłoki w uzyskaniu pozwoleń administracyjno-prawnych

(...),

W ocenie Prezesa UOKiK, postanowienie to było tożsame w skutkach z klauzulami wpisanymi do rejestru klauzul niedozwolonych, o którym stanowi art. 479⁴⁵ k.p.c. między innymi, w pozycji nr 921, o treści *„(...) zastrzega sobie prawo do zmiany terminu zakończenia inwestycji wynikających z przyczyn od niego niezależnych w tym w szczególności: a. siły wyższej, b. działań organów administracyjnych, c. działań nabywcy, przy czym zobowiązany jest o takiej zmianie poinformować pisemnie nabywcę z odpowiednimi wyjaśnieniami i wskazaniem nowego terminu”* (klauzula wpisana na mocy wyroku SOKiK z dnia 17.08.2006 r. sygn. akt XVII Amc 100/05).

Zdaniem Prezesa UOKiK kwestionowane postanowienie mogło sugerować, iż zamiarem Przedsiębiorcy jest uchylenie się bądź ograniczenie odpowiedzialności z tytułu nieterminowego wykonania umowy (tj. nieterminowego przyłączenia instalacji gazowej klienta Spółki KSG do sieci gazowej). Należy zwrócić uwagę, iż nie wszystkie przypadki opóźnienia w uzyskaniu pozwoleń administracyjno-prawnych są tożsame z przyczynami leżącymi po stronie organu administracyjnego bądź po stronie konsumenta. Pojęcie „niezależnego od zakładu opóźnienia” jest nieprecyzyjne. Postanowienia tego typu konstytuują uprawnienie przedsiębiorcy do jednostronnego przedłużenia terminu wykonania zobowiązania, a w konsekwencji uwolnienia się od odpowiedzialności z tytułu nieterminowej realizacji zobowiązania, spowodowanej – co może być bardzo szeroko interpretowane – różnego rodzaju „opóźnieniami administracyjnymi”, które mogą powstać z różnych przyczyn. Odbywa się to kosztem konsumenta, który – jako słabszy uczestnik rynku – pozbawiony jest możliwości dochodzenia roszczeń.

Również i w tym przypadku Przedsiębiorca zobowiązał się do zaniechania stosowania ww. postanowienia poprzez zmianę jego treści w nowym wzorcu umowy, wobec czego Prezes Urzędu wydał decyzję na podstawie art. 28 ust. 1 uokik, zobowiązującą przedsiębiorcę do podjęcia działań zmierzających do zaniechania zarzuconej praktyki poprzez zmianę treści

kwestionowanego postanowienia w nowym wzorcu umowy oraz w umowach pozostających nadal w obrocie prawnym.

Decyzje powyższe stanowią przykład realizacji kompetencji Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konsumentów, w sytuacji stwierdzenia stosowania przez przedsiębiorców praktyk, które wymierzone są w zbiorowe interesy konsumentów.

Jednocześnie Prezes Urzędu nie dysponuje możliwością wyegzekwowania indywidualnych roszczeń konsumentów oraz nie jest uprawniony do występowania w trybie administracyjnym w imieniu i na rzecz którejkolwiek ze stron sporu wynikającego ze stosunku cywilnoprawnego (umowy).

Wpływające do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów skargi dotyczące rynku gazu ziemnego stanowią stosunkowo niewielki odsetek wszystkich skarg otrzymanych od odbiorców energii. Należy dodatkowo zwrócić uwagę, iż większość skarg wpływających do UOKiK, dotyczących rynku gazu ziemnego miała charakter indywidualny, a więc wykluczający możliwość interwencji Prezesa UOKiK w trybie administracyjnym. Jak wynika natomiast z informacji Urzędu Regulacji Energetyki, skargi i zapytania dotyczące rynku gazu ziemnego kierowane do Rzecznika Odbiorców Paliw i Energii⁷⁸ stanowiły 14% wszystkich skarg dotyczących rynku energii. Problemy odbiorców w gospodarstwach domowych mogą natomiast narastać wraz z postępującą liberalizacją rynku gazu.

4.2.2. Problemy konsumentów na rynku gazu ziemnego zgłaszane do UOKiK

Faktury prognozowane

Opłaty, które konsumenci uiszczają na podstawie otrzymanych faktur, wyliczane są zazwyczaj na podstawie faktycznego zużycia gazu w poprzednim okresie rozliczeniowym, analogicznym do okresu prognozowanego. W ocenie konsumentów jednakże, faktury prognozowane służą de facto kredytowaniu przez nich działalności przedsiębiorstw energetycznych. Skargi dotyczą zwłaszcza sytuacji, gdy pomiędzy opłatami wynikającymi z prognoz, a końcowymi rozliczeniami występują znaczne różnice. Możliwość wystawiania

⁷⁸ Instytucja ta we wrześniu 2011 r. została przekształcona w Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii.

faktur prognozowanych wynika wprost z § 39 ust. 2 rozporządzenia taryfowego. Zgodnie z tym przepisem, opłaty za paliwa gazowe lub wykonane usługi mogą być pobierane w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw. W przypadku powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwo gazowe lub wykonane usługi nadpłata podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca w terminie określonym w zawiadomieniu, o którym mowa w ust. 3, nie krótszym niż 7 dni od dnia otrzymania zawiadomienia o nadpłacie, nie zażąda jej zwrotu, zaś niedopłata jest doliczana do pierwszej faktury, wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy (§ 39 ust. 4 rozporządzenia taryfowego).

Pomimo że przepisy dopuszczają możliwość tego typu rozliczeń, wydaje się, że nie regulują niezbędnych kwestii gwarantujących odbiorcom ochronę przed ewentualnymi nadużyciami ze strony przedsiębiorstwa gazowniczego.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na rozwiązanie wprowadzone przez PGNiG, które daje odbiorcy możliwość rozliczania się na podstawie faktycznego zużycia gazu, według miesięcznego schematu rozliczeń. Odbiorca musi samodzielnie odczytywać wyniki wskazań gazomierza i przekazywać te informacje do przedsiębiorstwa gazowego. Taka praktyka świadczy o elastyczności w dostosowywaniu się do potrzeb i oczekiwań odbiorców gazu, nie wynika jednak z obowiązujących przepisów prawnych. Wobec powyższego, zasadnym wydaje się być uregulowanie kwestii rozliczeń za dostarczany gaz, w sposób dający odbiorcom możliwość wyboru pomiędzy systemem płatności bieżących (comiesięcznych), a systemem płatności w okresach rozliczeniowych przekraczających miesiąc⁷⁹.

Wysokość cen gazu, reklamacje rachunków

Konsumenci skarżą się, że opłaty za gaz są za wysokie. Ceny za gaz nie są jednakże kształtowane dowolnie, lecz z uwzględnieniem przepisów ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzenia taryfowego. Zgodnie z art. 45 ust. 1 Prawo energetyczne taryfy należy

⁷⁹ Postulat ten został już uwzględniony w projekcie nowego rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (rozporządzenie taryfowe), który w lutym br. podlegał uzgodnieniom społecznym i międzyresortowym. Projektowany § 37 ust. 7 stanowi bowiem „W okresie pomiędzy kolejnymi odczytami rzeczywistymi podstawą rozliczenia za paliwo gazowe może być stan gazomierza zgłoszony przez odbiorcę osobiście, telefonicznie lub za pośrednictwem udostępnianych przez przedsiębiorstwo elektronicznych kanałów komunikacji.” Ponadto, ust. 3 tego przepisu zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne do uwzględniania w omawianych prognozach zgłoszonych przez odbiorcę istotnych zmian w poborze paliwa gazowego.

kalkulować w sposób zapewniający, między innymi, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Rynek gazu ziemnego jest zatem rynkiem regulowanym, w którym ceny są zatwierdzane przez Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf. Należy wskazać, iż Prezes URE może odmówić zatwierdzenia taryfy w przypadku stwierdzenia, że została ona ustalona niezgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne i przepisami wykonawczymi do tejże ustawy. Prezes UOKiK nie ma natomiast żadnych kompetencji, by kwestionować działanie innego organu administracji.

Reasumując, jeśli przedsiębiorstwa energetyczne pobierają opłaty zgodnie z obowiązującą taryfą, zatwierdzoną przez kompetentny organ, to działanie przedsiębiorcy nie nosi znamion bezprawności, która jest jedną z przesłanek wszczęcia postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

W przypadku natomiast wystawienia przez przedsiębiorstwo energetyczne zawyżonego rachunku, odbiorca może złożyć reklamację na zasadach przewidzianych w rozporządzeniu systemowym.

Zgodnie z § 41 pkt 2 rozporządzenia systemowego, przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorców. Przedsiębiorstwo energetyczne nieodpłatnie udziela informacji dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf (§ 41 pkt 3 rozporządzenia systemowego). Zgodnie natomiast z § 42 pkt 6 rozporządzenia taryfowego, w przypadku nieudzielania na żądanie odbiorcy informacji o zasadach rozliczeń oraz aktualnych taryfach odbiorcy przysługuje opłata w wysokości 1/300 przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Głównego Urzędu Statystycznego.

Przepis § 41 pkt 2 rozporządzenia systemowego przewiduje co prawda 14 dniowy termin na rozpatrzenie reklamacji, nie przewiduje jednakże żadnej sankcji za jego niedochowanie. W ocenie Prezesa UOKiK, zasadnym byłoby uzupełnienie obowiązujących regulacji prawnych w zakresie dotyczącym rozpatrywania przez przedsiębiorstwa reklamacji

o postanowienia, które konkretyzowałyby, jakie skutki miałyby niezachowanie przez przedsiębiorcę wskazanego terminu na rozpatrzenie reklamacji. Analogicznie do rozwiązań przyjętych w innych sektorach (np. telekomunikacji), pożądanym byłoby np. wskazanie, iż nierozpatrzenie przez przedsiębiorstwo reklamacji we wskazanym terminie oznacza uznanie jej za uzasadnioną. Należy również zauważyć, że za niedotrzymanie przez przedsiębiorstwo energetyczne terminu na rozpatrzenie reklamacji, odbiorcy gazu nie przysługują bonifikaty, tak jak ma to miejsce w przypadku standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej. Tym samym należałoby uznać za celowe wprowadzenie takiego obowiązku również w odniesieniu do rynku gazu. W chwili obecnej brak regulacji określającej sankcje za niedotrzymanie terminów na rozpatrzenie reklamacji stanowi nieuzasadnione uprzywilejowanie przedsiębiorstw energetycznych wobec odbiorców⁸⁰.

Konsumenci często skarżą się również na zasadność poszczególnych składników opłat. Składniki te wynikają jednakże z obowiązujących przepisów. Przepis § 32 rozporządzenia taryfowego wskazuje między innymi rodzaje cen i stawek opłat, jakie musi ustalić przedsiębiorstwo energetyczne oraz jakie kategorie kosztów stanowią podstawę kalkulacji poszczególnych cen (opłata abonamentowa, opłata sieciowa stała, opłata sieciowa zmienna, cena za zużyty gaz). Opłaty stałe są niezależne od zużytego gazu i często dochodzi do sytuacji, w której suma opłat stałych jest wyższa niż suma opłat zmiennych. W związku z powyższym należałoby rozważyć zasadność obniżenia do niezbędnego minimum opłat stałych. Sytuacja, w której konsumenci ponoszą wysokie opłaty stałe nie stanowi dla nich motywacji do oszczędzania gazu.

Likwidacja tzw. punktów kasowych

Konsumenci skarżą się na likwidację okienek kasowych, umożliwiających im dokonanie płatności w punktach obsługi klienta, co powoduje konieczność ponoszenia przez nich wyższych kosztów.

⁸⁰ Również ten postulat został uwzględniony w projekcie nowego rozporządzenia taryfowego. Zgodnie bowiem z przepisem § 40 pkt 7 rozporządzenia, „W przypadku niedotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców wysokość opłat ustala się w następujący sposób: za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki – w wysokości 1/250 wynagrodzenia, o którym mowa w pkt 1” (tj. przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia nowej taryfy, określonego w obwieszczeniu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłaszanym w Dzienniku Urzędowym Głównego Urzędu Statystycznego).

Prezes Urzędu badał przedmiotowe zagadnienie w kontekście ewentualnego naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów w zakresie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, jednakże analiza sprawy nie pozwoliła na stwierdzenie, że kwestionowane działania przedsiębiorców nosiły cechy bezprawności.

Zgodnie z art. 454 § 1 zd. 2 kodeksu cywilnego (dalej także: k.c.), świadczenie pieniężne powinno być spełnione w miejscu zamieszkania lub w siedzibie wierzyciela w chwili spełnienia świadczenia. Zgodnie natomiast z art. 41 k.c. siedzibą osoby prawnej jest miejscowość, w której ma siedzibę organ zarządzający. Przedsiębiorca ma zatem co do zasady obowiązek zapewnić możliwość dokonywania wpłat bez prowizji w swojej siedzibie, nie zaś we wszystkich punktach obsługi klienta.

Płatności dokonywane przez klientów przedsiębiorców są świadczeniem o charakterze pieniężnym. Art. 454 § 1 in fine k.c. stanowi, że dług pieniężny wymaga „przesłania” stosownej kwoty pieniężnej wierzycielowi, a zatem dostarczenia jej przez dłużnika na jego koszt. Dług pieniężny jest zatem długiem oddawczym. Stanowisko doktryny i orzecznictwa jest jednoznaczne w tym zakresie.

Zgodnie z art. 358¹ § 1 k.c. jeżeli przedmiotem zobowiązania jest suma pieniężna, spełnienie świadczenia następuje przez zapłatę, czyli przekazanie określonej ilości pieniędzy z majątku dłużnika do majątku wierzyciela. To przekazanie może polegać na przeniesieniu własności oraz wydaniu przez dłużnika znaków pieniężnych (płatność gotówkowa) lub na dokonaniu odpowiednich wpisów na rachunkach bankowych stron (płatność bezgotówkowa). W tym drugim wypadku może to być forma przelewu, czeku rozrachunkowego, płatności kartą płatniczą i inne.

W przypadku płatności gotówkowej miejscem spełnienia świadczenia, jak wskazano wyżej, jest siedziba przedsiębiorcy w chwili spełnienia świadczenia. W przypadku płatności bezgotówkowych miejscem spełnienia świadczenia jest m.in. rachunek bankowy odbiorcy.

Podkreślenia również wymaga, iż ponoszenie niewielkich, dodatkowych kosztów dokonania zapłaty należności na rzecz dostawcy usług w placówkach pocztowych czy bankach nie wydaje się nadmiernym obciążeniem dla konsumentów. Ponadto należy wskazać, iż konsumenci dysponują możliwościami dokonywania płatności w różnych formach, np.

poprzez tzw. zlecenia stałe, polecenia zapłaty i inne bezgotówkowe formy, które nie muszą wiązać się z koniecznością ponoszenia dodatkowych kosztów związanych z prowizją za przelew.

Jakość gazu

Konsumenci skarżą się często na niską kaloryczność gazu, co powoduje, że są zmuszani zużywać go więcej. Parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi ustalone zostały w § 38 rozporządzenia systemowego. Zgodnie z treścią § 39 ww. rozporządzenia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych dokonuje bieżącej kontroli parametrów jakościowych w sposób umożliwiający prawidłowe rozliczenie użytkowników systemu gazowego. Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców na wniosek odbiorcy dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych dostarczanych z sieci gazowej, wykonując odpowiednie pomiary. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w § 38 oraz w umowie, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie⁸¹. Przedsiębiorstwo energetyczne, na wniosek odbiorcy z którym ma zawartą umowę, udziela bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, o których mowa w § 38, w wysokości określonej w taryfie⁸².

Niektóre gazownie lokalne wprowadzają jednakże gazomierze, które naliczają zużycie gazu z uwzględnieniem współczynnika kaloryczności, co jest rozwiązaniem korzystnym dla odbiorców, gdyż umożliwia im samodzielną kontrolę jakości gazu. Wobec powyższego należałoby rozważyć zasadność uregulowania prawnego obowiązku instalowania gazomierzy naliczających zużycie gazu z uwzględnieniem współczynnika kaloryczności.

Nielegalny pobór energii

Do Prezesa Urzędu wpływały skargi konsumentów związane z nielegalnym poborem energii, jednakże nie były one podstawą do wszczęcia postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów ze względu na fakt, iż każda taka sprawa miała charakter

⁸¹ § 41 pkt 4 rozporządzenia systemowego.

⁸² § 41 pkt 5 rozporządzenia systemowego.

indywidualny, zaś rozstrzyganie sporów tego typu nie należy do kompetencji Prezesa Urzędu, lecz do właściwości sądów powszechnych. Jedynie sąd powszechny władny jest rozstrzygnąć, czy nielegalny pobór miał miejsce oraz czy przedsiębiorstwo energetyczne dochowało należytej staranności przy stwierdzeniu takiego poboru, poczynając już od etapu udokumentowania stanu licznika.

Częstym problemem dla konsumentów jest udowodnienie, że nielegalny pobór nie miał miejsca, w przypadku, gdy gazomierze znajdują się w miejscach ogólnodostępnych, na przykład na korytarzach lub na klatkach schodowych.

Obowiązki odbiorcy w zakresie utrzymywania gazomierzy w należytym stanie regulowane są w pierwszym rzędzie w umowie z przedsiębiorstwem energetycznym. Należy jednakże zwrócić uwagę, iż w myśl rozporządzenia w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych⁸³ odpowiedzialność za instalacje w lokalach przypisana jest użytkownikom lokali, natomiast za sposób zabezpieczenia urządzeń w pomieszczeniach przeznaczonych do wspólnego użytkowania odpowiada właściciel lub zarządca budynku. Tym samym w przypadku nielegalnego poboru, odbiorca będzie mógł dochodzić swych roszczeń związanych z nielegalnym poborem od właściciela bądź zarządcy budynku.

W sytuacji zaś, gdy skutkiem nielegalnego poboru energii będzie wstrzymanie jej dostaw, to sprawa taka może zostać rozpatrzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zgodnie z jego kompetencjami określonymi w art. 8 ustawy Prawo energetyczne.

Należy również zwrócić uwagę, iż przedsiębiorstwo energetyczne ma prawo pobrać od odbiorcy opłaty z tytułu nielegalnego poboru energii, o których mowa w art. 57 ust. 1 pkt 1 Prawa energetycznego, tylko w przypadku, gdy nielegalny pobór rzeczywiście nastąpił, nie zaś wyłącznie w przypadku stwierdzenia naruszenia plomb. Opłaty takie można pobrać w wysokości określonej w taryfie, chyba że nielegalne pobieranie paliw lub energii wynikało z wyłącznej winy osoby trzeciej, za którą odbiorca nie ponosi odpowiedzialności.

⁸³ Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 16 sierpnia 1999 r. w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych⁸³ (Dz.U. Nr 734, poz. 836, z późn. zm.).

4.2.3. Perspektywa uwolnienia cen gazu dla gospodarstw domowych

Obecnie rynek gazu jest rynkiem regulowanym. Z uwagi na duży stopień jego koncentracji, wynikający z pozycji dominującej grupy kapitałowej PGNiG, działania ukierunkowane na promowanie i zwiększanie konkurencji napotykają na większe przeszkody niż w sektorze energii elektrycznej. Przy istniejącej strukturze podmiotowej, przedsiębiorstwo dominujące może wykorzystywać swoją pozycję, co uzasadnia potrzebę utrzymania regulacji cen dla gospodarstw domowych do czasu zaistnienia realnych zmian opisanych w niniejszym raporcie, w części poświęconej ochronie konkurencji.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na inicjatywy Urzędu Regulacji Energetyki, ukierunkowane na promowanie i zwiększanie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego. W 2010 r. z myślą o wzmocnieniu pozycji konsumentów, Prezes URE przygotował i opublikował na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki dokument pt. „Dobre Praktyki Sprzedawców gazu ziemnego i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych” w odniesieniu do odbiorców gazu w gospodarstwach domowych. Dokument ten został rekomendowany przez Prezesa URE do wykorzystania przez przedsiębiorstwa przy opracowywaniu własnych Kodeksów Dobrych Praktyk.

Powyższy dokument reguluje między innymi kwestie związane z zawieraniem umów (tryb zawarcia, zmiany treści oraz rozwiązania umowy, treść i formę umowy, zmianę warunków umowy, rozwiązanie umowy), zagadnienia związane z obsługą odbiorcy (przekazywanie informacji, materiały marketingowe, strona internetowa, poczta elektroniczna, działania marketingowe, promocyjne, sprzedażowe, sprzedaż bezpośrednia, faktury), zagadnienia związane ze sprawami spornymi (spory, reklamacje oraz zgłoszenia), zagadnienia związane ze zmianą sprzedawcy, zagadnienia związane z pozostałymi obowiązkami informacyjnymi.

W związku ze zmianą ustawy Prawo energetyczne w 2010 r., Prezes URE uzyskał kompetencję polegającą na zatwierdzaniu w drodze decyzji programów, w których operatorzy systemów dystrybucyjnych określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. programów zgodności. W 2011 r. po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził programy zgodności dla sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. W zatwierdzonych programach

określone zostały obszary, w których może dochodzić do dyskryminowania użytkowników systemu oraz wskazane zostały zachowania pracowników operatora, które mogą zostać uznane za dyskryminacyjne i sprzeczne z zasadą równości. Jednocześnie Prezes URE monitoruje proces realizacji programów zgodności u poszczególnych operatorów, którzy są zobowiązani ustawowo do przedłożenia corocznych sprawozdań z realizacji tych programów.

4.2.4. Zagadnienia dotyczące ochrony konsumentów wymagające uregulowań w krajowym porządku prawnym

III pakiet liberalizacyjny zawiera szereg postanowień, zapewniających wzmocnienie pozycji odbiorców energii. W odniesieniu do odbiorców gazu dyrektywa gazowa stanowi, między innymi, iż należy umocnić i zagwarantować istniejące prawa konsumentów, które powinny obejmować większą przejrzystość. Konsumenci powinni mieć dostęp do jasnych i zrozumiałych informacji na temat ich praw w odniesieniu do sektora energetycznego. Lepszą ochronę konsumentów ma gwarantować dostępność skutecznych środków rozstrzygania sporów dla wszystkich konsumentów. Państwa członkowskie powinny wprowadzić szybkie i skuteczne procedury rozpatrywania skarg. Dyrektywa stanowi również, iż wspieranie uczciwej konkurencji i łatwego dostępu dla różnych dostawców powinno być dla państw członkowskich kwestią najwyższej wagi, tak, aby pozwolić konsumentom na pełne wykorzystanie możliwości wynikających ze zliberalizowanego rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Wskazane zatem w dyrektywie gazowej postanowienia mające na celu wzmocnienie pozycji konsumenta, będą musiały znaleźć się również w przepisach krajowych. Jedną z bardziej istotnych kwestii, w ocenie Prezesa UOKiK, jest uregulowanie procedury rozwiązywania sporów prawnych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a konsumentem, tak aby wyeliminować uprzywilejowanie przedsiębiorstw energetycznych. Pozostawienie drogi postępowania sądowego jako jedynej drogi dochodzenia wszelkich roszczeń wynikających ze stosunku przedsiębiorca energetyczny – odbiorca, nie spełnia podstawowego postulatu postępowania – szybkości, a także dostępności.

Art. 3 ust. 9 dyrektywy gazowej stanowi, iż państwa członkowskie zapewniają otwarcie kompleksowych punktów kontaktowych udostępniających konsumentom wszystkie niezbędne informacje na temat ich praw, obecnych przepisów oraz dostępnych środków

rozstrzygania sporów. Takie punkty kontaktowe mogą być częścią ogólnych punktów informacji dla konsumentów. Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie niezależnego mechanizmu, takiego jak rzecznik praw odbiorców energii lub organ ochrony konsumentów, w celu zapewnienia skutecznego rozstrzygania skarg i pozasądowego rozstrzygania sporów.

Obecnie, jedną z głównych bolączek odbiorców jest długotrwałość i uciążliwość procedur rozwiązywania spraw indywidualnych w stosunkach pomiędzy nimi a przedsiębiorstwami energetycznymi. Rozwiązaniu tego problemu służą alternatywne metody rozwiązywania sporów. W znaczący sposób mogą one odciążyć sądownictwo powszechne i przyczynić się do przyspieszenia dochodzenia roszczeń.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie alternatywnych metod rozstrzygania sporów konsumenckich oraz zmieniającej rozporządzenie (WE) nr 2006/2004 i dyrektywę 2009/22/WE (dyrektywa w sprawie ADR w sporach konsumenckich dalej dyrektywa ADR).

Celem dyrektywy ADR jest stworzenie i zapewnienie dostępu do spójnego, jednolitego systemu ADR (alternatywny, pozasądowy system rozstrzygania sporów), który obejmie swym zakresem wszelkie zaistniałe na rynku wewnętrznym spory między konsumentem, a sprzedawcą (dotyczące sprzedaży towarów lub świadczenia usług), w tym wynikające z umów zawartych za pośrednictwem internetu. Zgodnie z przedłożonymi przez KE projektami, system objąłby zarówno skargi konsumentów wobec przedsiębiorców, jak i skargi przedsiębiorców wobec konsumentów.

Pozasądowe mechanizmy rozstrzygania sporów mogą stanowić tanie, proste i szybkie rozwiązanie w przypadku sporów z udziałem konsumentów. Wchodzenie przez konsumentów w spory z przedsiębiorcami przed sądami powszechnymi, w szczególności w sprawach drobniejszych, spotyka się zazwyczaj z ich oporem ze względu na: długotrwałość postępowania, wysokie koszty, sformalizowane procedury oraz barierę natury psychologicznej. System ADR odpowiada na wszystkie te problemy. Ponadto, jest to system korzystny nie tylko dla konsumentów, ale i przedsiębiorców. W przypadku przedsiębiorców, bowiem może on być narzędziem umożliwiającym dbanie o dobrą opinię i podtrzymanie zaufania konsumentów.

Zgodnie z art. 2 projektu dyrektywy ADR ma ona zastosowanie do procedur pozasądowego rozstrzygania sporów wynikających z umowy o sprzedaż towarów lub świadczenie usług przez przedsiębiorcę mającego siedzibę w Unii konsumentowi mającemu miejsce zamieszkania w Unii, poprzez interwencję podmiotu rozstrzygającego spory, który proponuje lub narzuca rozwiązanie bądź doprowadza do spotkania stron w celu ułatwienia zawarcia ugody. Nie znajdzie ona natomiast zastosowania do:

- procedur toczących się przed podmiotami rozstrzygającymi spory, w których osoby fizyczne odpowiedzialne za rozstrzyganie sporów zatrudnione są wyłącznie przez przedsiębiorcę;
- procedur toczących się w ramach systemów rozpatrywania skarg konsumenckich prowadzonych przez przedsiębiorcę;
- bezpośrednich negocjacji między konsumentem a przedsiębiorcą, niezależnie od tego, czy są reprezentowani przez inne osoby;
- działań podejmowanych przez sędziów w celu rozwiązania sporu w toku postępowania sądowego dotyczącego tego sporu.

Zgodnie natomiast z brzmieniem definicji zawartej w art. 4 (e) projektu, „podmiot ADR” oznacza dowolny podmiot, bez względu na nadaną mu lub używaną w stosunku do niego nazwę, utworzony na stałe i oferujący rozstrzygnięcie sporu w ramach procedury ADR. Propozycja przewiduje również mechanizmy mające zagwarantować bezstronność, przejrzystość i efektywność systemu, co ma spowodować, że będą one atrakcyjną alternatywą dla sądów powszechnych.

Zgodnie natomiast z treścią art. 3 projektu, dyrektywa ADR jest nadrzędna w stosunku do obowiązkowych przepisów zawartych w przepisach branżowych Unii związanych z alternatywnymi metodami rozstrzygania sporów w zakresie, w jakim przepisy te nie zapewniają przynajmniej równoważnego stopnia ochrony konsumentów.

W chwili obecnej mechanizmy alternatywnych metod rozwiązywania sporów na rynku energii nie istnieją. Kompetencje Prezesa URE, określone w art. 8 ustawy Prawo energetyczne dotyczą rozpatrywania sporów w trybie administracyjnym, a więc nie stanowią mechanizmu alternatywnych metod rozwiązywania sporów. Co więcej, kompetencja Prezesa URE nie obejmuje sporów związanych z już zawartymi umowami.

Od 2010 r. przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii w Warszawie działa natomiast Sąd Arbitrażowy ds. Energetyki. Z postępowania przed sądem arbitrażowym mogą korzystać teoretycznie wszyscy odbiorcy energii, również odbiorcy w gospodarstwach domowych (konsumenci), jednakże barierą dla konsumentów są ustalone w taryfikatorze wysokie opłaty administracyjne za wniesienie pozwu bądź pozwu wzajemnego (700-1500 zł). Ponadto, poddanie sporu pod rozstrzygnięcie sądu arbitrażowego uzależnione jest od stosownych zapisów w umowie zawartej między stronami sporu. W projekcie nowej ustawy Prawo energetyczne znajdują się przepisy dotyczące możliwości tworzenia stałych sądów polubownych.

W ocenie Prezesa UOKiK zagadnienie uregulowania alternatywnych metod rozwiązywania sporów w odniesieniu do rynku energii wydaje się być jedną z ważniejszych kwestii, mogących przyczynić się do wzmocnienia pozycji odbiorcy względem przedsiębiorstwa energetycznego. Możliwość wyboru szybkiej, łatwo dostępnej drogi rozwiązywania sporów wydaje się również niezbędne w kontekście postępującej liberalizacji rynku i pojawianiem się na nim w związku z powyższym nowych problemów. Szczegółowe postanowienia dotyczące sądów polubownych powinny zostać uregulowane w stosownym rozporządzeniu.

Bardzo istotnym jest, aby powyższe uregulowania dotyczące sądów polubownych (tryb funkcjonowania, wymagania dotyczące kwalifikacji arbitrów itp.) zapewniały im pełną niezależność. Sądy polubowne nie mogą budzić podejrzeń co do ich bezstronności, zaś reguły postępowania przed takimi sądami powinny być maksymalnie przejrzyste.

Podsumowanie

Liberalizacja sektora gazowego jest jednym z najtrudniejszych zagadnień regulacyjnych jakimi zajmują się obecnie polskie władze. Polska jest opóźniona przy wdrażaniu do krajowego porządku prawnego unijnego prawodawstwa. W związku z tymi opóźnieniami KE skierowała do RP wezwanie do usunięcia uchybienia, zgłaszając zastrzeżenia wobec wypełnienia przez Polskę pewnych zobowiązań określonych w dyrektywie 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE. Jednym z najistotniejszych, a zarazem najbardziej problematycznych zarzutów KE wobec władz polskich jest utrzymywanie regulacji cen gazu dla odbiorców przemysłowych.

Uprawnienie do uwolnienia cen gazu znajduje się w gestii Prezesa URE. Ustawa Prawo energetyczne stanowi jednakże, iż podjęcie takiej decyzji może nastąpić jedynie w sytuacji, w której Prezes URE uzna, iż zwalniane z obowiązku zatwierdzania taryf przedsiębiorstwo działa w warunkach konkurencji. Obecny stan rozwoju konkurencji w sektorze gazowym zdecydowanie nie jest wystarczający, by taka decyzja była możliwa. Spółki z grupy PGNiG dominują bowiem w obszarze zarządzania sieciami dystrybucyjnymi, posiadają 100% przestrzeni magazynowej oraz mają pozycję zbliżoną do monopolu na wszystkich szczeblach obrotu, od wprowadzania gazu do obrotu poprzez hurt, aż po sprzedaż detaliczną.

W celu zapewnienia rozwoju konkurencji w sektorze gazowym, władze RP podjęły liczne działania. Wśród nich dokonano unbundlingu spółek zajmujących się zarządzaniem elementami sieciowymi sektora – sieciami przesyłowymi, dystrybucyjnymi i przestrzenią magazynową. W przypadku sieci dystrybucyjnych i przestrzeni magazynowych ograniczono się do unbundlingu prawnego, zaś sieć przesyłową oddzielono także własnościowo. Wprowadzenie tych rozwiązań w powiązaniu z zagwarantowaniem powszechnego dostępu do elementów infrastrukturalnych na zasadach TPA umożliwić miało pojawienie się nowych sprzedawców gazu na rynku detalicznym. Działania te, jakkolwiek niezbędne z punktu widzenia liberalizacji rynku i zgodne z zaleceniami Unii, nie były wystarczające by doprowadzić do rozwoju konkurencji w sektorze gazowym. Wynika to przede wszystkim z nie do końca odpowiadających polskim uwarunkowaniom założeń wprowadzonych regulacji. Oprócz monopolu naturalnych lub równoważnych im, w postaci zarządzania sieciami przesyłowymi, dystrybucyjnymi oraz przestrzenią magazynową, w warunkach polskich istnieje także monopol faktyczny w obszarze wprowadzania gazu do obrotu.

Monopol ten wynika przede wszystkim z uzależnienia Polski od dostaw gazu rosyjskiego oraz z warunków kontraktu pomiędzy PGNiG a OOO „Gazprom Eksport”. Wymieniona wyżej okoliczność sprawia, iż liberalizacja sektora wymaga dalszych prac regulacyjnych.

Natychmiastowe uwolnienie cen gazu dla odbiorców przemysłowych przeprowadzone w obecnych warunkach doprowadziłoby najprawdopodobniej do znaczących i niekontrolowanych wzrostów cen gazu im oferowanego. Pozbawiony kontroli podmiot dominujący mógłby bowiem ustanowić cenę na poziomie monopolistycznym, przez co rynek nie działałby w sposób efektywny. Odbiłoby się to niekorzystnie na stanie gospodarki krajowej, pogorszyło międzynarodową konkurencyjność przedsiębiorców z gazochłonnych gałęzi gospodarki oraz stworzyłoby presję na wzrost cen gazu dla gospodarstw domowych. Organy władzy regulacyjnej, będąc świadome istniejących niebezpieczeństw, w ostatnim czasie stworzyły lub brały udział w pracach nad licznymi projektami mającymi umożliwić wykorzystanie mechanizmów rynkowych do ukształtowania rynkowej ceny detalicznej gazu dla odbiorców przemysłowych. Najważniejsze z tych prac, takie jak Mapa drogowa uwolnienia gazu ziemnego, Program Uwolnienia Gazu, projekt ustawy Prawa gazowego oraz propozycja wprowadzenia obliga giełdowego nie są jednak, zdaniem Prezesa UOKiK, wystarczające do zapewnienia efektywnego funkcjonowania rynku gazu. Proponowane w nich rozwiązania, takie jak wykorzystanie Towarowej Giełdy Energii do prowadzenia hurtowego obrotu gazem na giełdzie, czy nałożenie na PGNiG obowiązku sprzedaży na giełdzie 70% wprowadzanego do obrotu gazu, jakkolwiek mogą mieć pozytywny wpływ na rozwój rynku, powinny być zmodyfikowane lub uzupełnione dalszymi działaniami.

Zdaniem Prezesa UOKiK podstawą dla zapewnienia efektywności funkcjonowania rynku gazowego jest uniemożliwienie spółkom z grupy PGNiG przenoszenia siły rynkowej z obszaru pierwotnych dostaw gazu na niższe szczeble obrotu. Pierwszym krokiem do uzyskania takiego efektu wydaje się być unbundling księgowo-funkcjonalny PGNiG wyodrębniający w ramach tej spółki część hurtową i detaliczną. Proponowany unbundling polegałby na odseparowaniu poszczególnych usług zintegrowanego przedsiębiorstwa tak, by można było prowadzić dla nich rozdzielną księgowość oraz oddzieleniu pracowników zaangażowanych w sprzedaż hurtową od tych, którzy zajmują się sprzedażą detaliczną.

Kolejną inicjatywą umożliwiającą wykorzystanie mechanizmów rynkowych dla regulowania działalności na rynku gazowym jest stworzenie warunków rozwoju rynku hurtowego.

Istnienie rynku hurtowego konieczne jest z dwóch powodów: zapewnienia gazu dla alternatywnych sprzedawców detalicznych oraz ustalenia ceny hurtowej gazu w oparciu o wielkość podaży i popytu. Najbardziej optymalnym sposobem utworzenia rynku hurtowego wydaje się być skierowanie obrotu gazu na giełdę i zobligowanie PGNiG do oferowania części wprowadzanego przez ten podmiot do obrotu gazu innym podmiotom poprzez system aukcji giełdowych. Ponieważ na poziomie hurtowym nie ma możliwości oparcia się wyłącznie na mechanizmach rynkowych, regulowana powinna być na nim cena wywoławcza oraz ilość gazu kierowanego na giełdę. Istotnym jest przy tym, aby wprowadzana na aukcje ilość gazu nie była zarówno nazbyt mała jak i nazbyt duża, tak jak ma to zdaniem Prezesa UOKiK miejsce w przypadku chociażby PUG, oraz powinna ona odpowiadać zapotrzebowaniu niezależnych podmiotów handlujących gazem na rynku detalicznym.

Po wprowadzeniu tak opisanych regulacji możliwe wydaje się uwalnianie cen gazu dla odbiorców końcowych. W opinii Prezesa UOKiK znoszenie obowiązku zatwierdzania taryf powinno odbywać się w sposób ewolucyjny. Początkowo ujęte w taryfach ceny sztywne zastąpione mogłyby być cenami maksymalnymi, które po pojawieniu się pierwszych pozytywnych efektów powstania konkurencji w sprzedaży detalicznej gazu zmienione mogłyby być na bardziej elastyczne regulowanie metodologii ustalania taryf. Ponadto godnym rozważenia wydaje się być stopniowe otwieranie rynku także w odniesieniu do podmiotów wobec których taryfy przestałyby podlegać zatwierdzeniu. Na przykład w pierwszej kolejności uwolnione mogłyby zostać taryfy dla grupy największych odbiorców, odpowiedzialnych za ok. 20% rynku. Następnie, po dwóch latach, mogłyby nastąpić uwolnienie taryf dla wszystkich odbiorców przemysłowych, zaś po kolejnych dwóch latach uwolnione zostałyby taryfy dla pozostałych odbiorców instytucjonalnych. Jako ostatnie uwolnione powinny być w takim scenariuszu ceny gazu dla segmentu gospodarstw domowych.

Nadzór nad przeprowadzanymi zmianami sprawować powinien wyposażony w odpowiednie kompetencje organ regulacyjny. Zdaniem Prezesa UOKiK, niedopuszczalne byłoby bowiem uwalnianie cen gazu w sytuacji, w której podmioty rynkowe zobowiązywały się do określonych działań wyłącznie na zasadzie dobrowolnego uczestnictwa. Nowe uprawnienia Prezesa URE winny dotyczyć przede wszystkim trzech obszarów. Pierwszym z nich byłby nadzór nad poprawnością unbundlingu księgowo-funkcjonalnego spółki PGNiG. Kolejnym, współorganizowanie obrotu giełdowego poprzez nadzorowanie metodologii ustalania ceny

wywoławczej oraz ustalanie wysokości obliiga giełdowego. Trzecim i ostatnim obszarem nowych kompetencji Prezesa URE, czy też raczej przekształceniem obecnych kompetencji w zakresie zatwierdzania taryf, powinno być zatwierdzanie przez ten organ cen maksymalnych, a następnie metodologii ustalania taryf gazowych.

Wprowadzaniu konkurencji w sektorze gazowym towarzyszyć powinny działania na rzecz zwiększenia mobilności odbiorców gazu. Pozytywne efekty wzrostu konkurencji na rynku pojawiać się mogą bowiem jedynie w sytuacji, gdy nabywcy tego surowca będą aktywni, czyli wtedy, gdy będą oni poszukiwać możliwie najkorzystniejszej oferty na rynku. Wśród działań mających na celu wzrost mobilności odbiorców mogłyby się znaleźć akcje informacyjne dotyczące możliwości zmian dostawcy oraz upraszczanie procedur zmiany sprzedawcy.

Opisane powyżej proponowane przez Prezesa UOKiK rozwiązania odnoszą się do sytuacji istniejącej w krótkim okresie. W dłuższym okresie, zasadniczym kierunkiem działań powinny być wysiłki zmierzające w stronę ograniczenia monopolu w obszarze pierwotnych dostaw gazu poprzez zwiększenie dywersyfikacji źródeł gazu. Nadzieje na uzyskanie takiego efektu oparte są na dwóch podstawach: postępującej rozbudowie transgranicznej infrastruktury przesyłowej i infrastruktury magazynowej oraz zwiększeniu wydobycia krajowego gazu dzięki eksploatacji złóż gazu łupkowego. Dzięki zwieńczonej sukcesem dywersyfikacji, możliwe byłoby przełamanie monopolu w obszarze wprowadzania gazu do obrotu, czego efektem mogłoby być ograniczenie stopnia regulacji sektora gazowego.

Z uwagi na obecnie procedowane projekty regulacji, jak również wymogi prawa unijnego, władze krajowe powinny przede wszystkim uwolnić ceny gazu dla odbiorców przemysłowych. Niemniej jednak, w perspektywie długookresowej uwolnione powinny zostać także ceny dla gospodarstw domowych. Warto zatem już dziś, na etapie projektowania nowych zasad funkcjonowania sektora gazowego, przyjrzeć się pozycji konsumentów na rynku gazowym.

Podstawowym zagadnieniem związanym z ochroną konsumentów na rynku gazu jest zapobieganie ubóstwu energetycznemu i pomoc zagrożonym nim tzw. odbiorcom wrażliwym. Pomoc ta mogłaby się odbywać, tak jak to przedstawione zostało w projekcie ustawy Prawo gazowe, poprzez przyznanie osobom wyznaczonym w oparciu o kryterium przyznania

pomocy społecznej stosownego ryczałtu pomniejszającego otrzymywane przez nich rachunki za gaz. Dodatkowo, odbiorcy wrażliwi mogliby uzyskać wydłużone terminy wstrzymania dostarczania do nich gazu ziemnego w przypadku, gdy zwlekają z zapłatą za pobrany gaz. Rozwiązania te wydają się być w opinii Prezesa UOKiK wystarczające dla właściwej ochrony tej grupy odbiorców. Pamiętać należy jednakże, iż ich wprowadzenie nie może naruszać przepisów o pomocy publicznej, w szczególności, że nie mogą zakłócać konkurencji na rynku gazu.

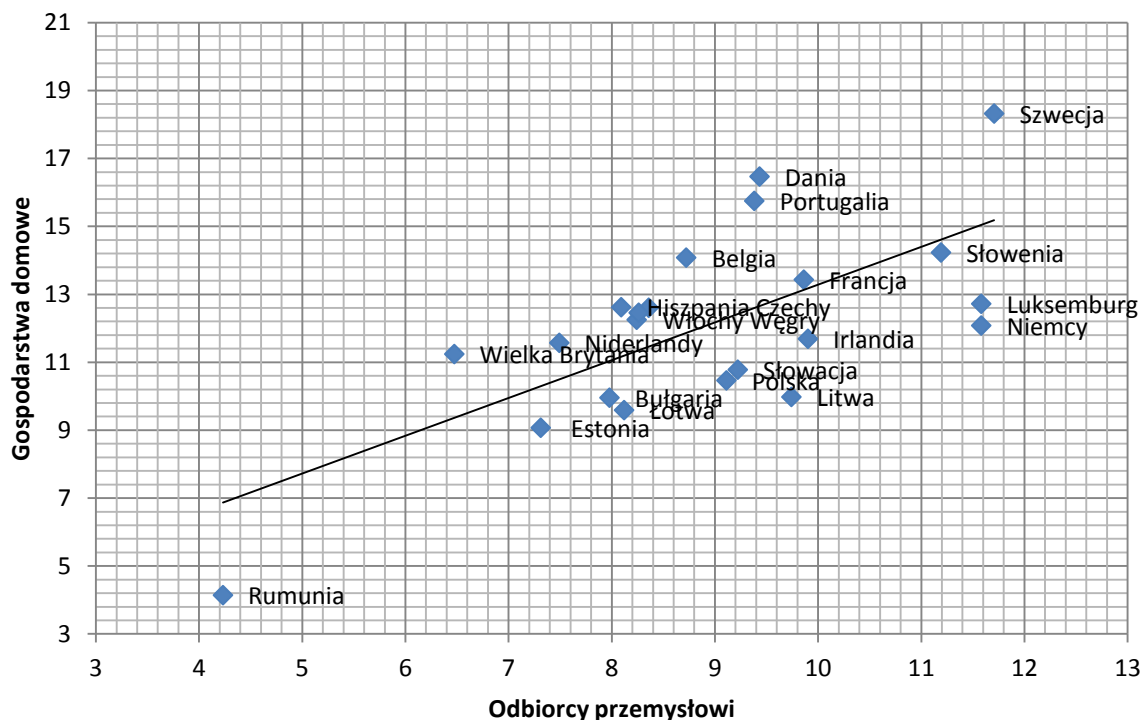
Najliczniejsze zgłaszane w chwili obecnej przez konsumentów problemy dotyczące sprzedaży gazu odnoszą się do kwestii, takich jak prognozowanie faktur na podstawie danych historycznych, nieprawidłowości w zakresie reklamacji rachunków oraz zbyt niskiej kaloryczności gazu. Zdaniem Prezesa UOKiK, problemy te możliwe są do rozwiązania dzięki umożliwieniu wyboru systemu rozliczeń, wprowadzeniu automatycznego uwzględnienia reklamacji w przypadku przekroczenia terminu ich rozpatrzenia oraz instalowaniu gazomierzy naliczających zużycie gazu z uwzględnieniem współczynnika kaloryczności.

Ponadto, zgodnie z prawem unijnym dodatkowego wzmocnienia wymagają prawa konsumentów również w innych obszarach. Należy umocnić i zagwarantować dostęp do jasnych i zrozumiałych informacji na temat ich praw. Mogłoby się to odbyć chociażby poprzez tworzenie punktów informacji dla konsumentów. Innym obszarem związanym z prawami konsumentów i wymagającym interwencji jest dostępność szybkich oraz skutecznych środków rozstrzygania sporów dla wszystkich konsumentów. Rozwiązaniu tego problemu służyć może stworzenie sądów polubownych. W znaczący sposób mogą one odciążyć sądownictwo powszechne i przyczynić się do przyspieszenia dochodzenia roszczeń.

Reasumując, liberalizacja sektora gazowego w Polsce to poważne wyzwanie. Wynika to przede wszystkim ze specyfiki polskiego rynku m.in. istnienia monopolu faktycznego w obszarze wprowadzania gazu do obrotu. Niemniej trzeba cały czas mieć świadomość, że prawidłowe funkcjonowanie sektora gazowego ma bardzo istotne znaczenie zarówno dla konkurencyjności gospodarki kraju, jak i dla poziomu życia jego obywateli. Do zmian w funkcjonowaniu rynku gazu podchodzić należy zatem z wielką rozważą i ostrożnością, jednak wydaje się, że są one niezbędne. Zdaniem organu antymonopolowego, pomimo trudności, większe otwarcie na konkurencję sektora gazowego jest możliwe i powinno przynieść korzyści gospodarce państwa i jego obywatelom.

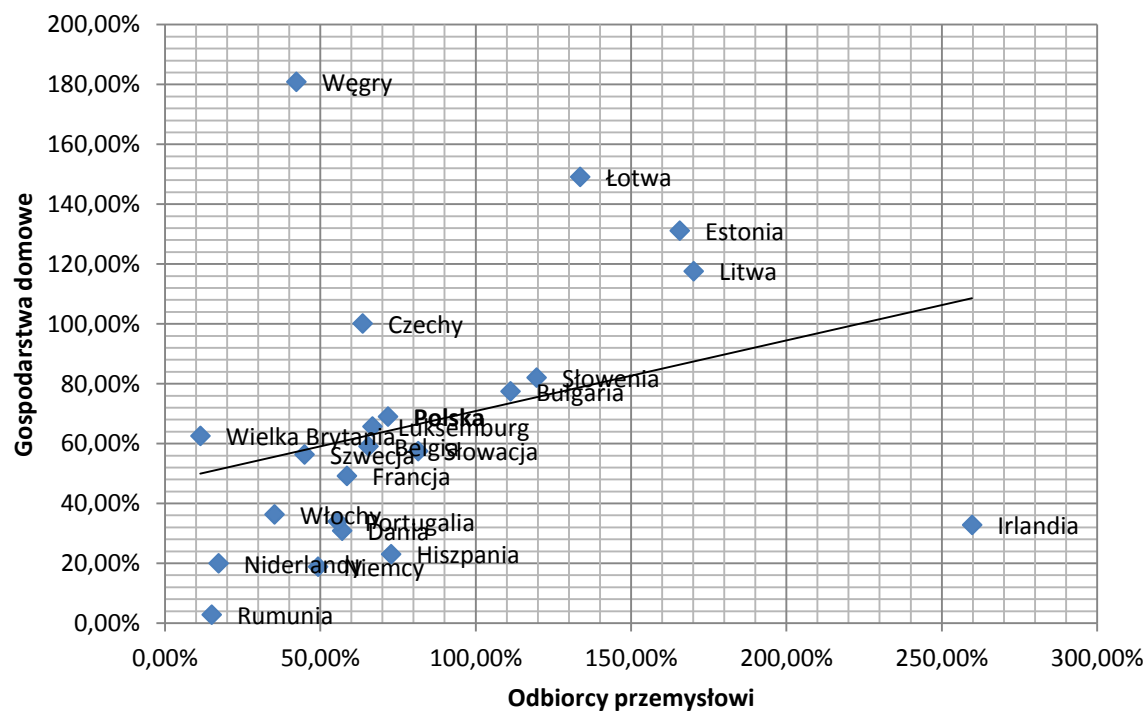
Aneks

Wykres A1: Rozkład cen detalicznych netto gazu w krajach UE w 2011 r. (€/TJ).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: Eurostat

Wykres A2: Wzrost cen detalicznych netto gazu w krajach UE w latach 2005-2011 (%).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: Eurostat